

ALMA MATER STUDIORUM ~ UNIVERSITA' DI BOLOGNA  
SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

---

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE  
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA  
ENERGETICA

TESI DI LAUREA IN  
IMPIANTI MECCANICI M

**ANALISI DELL'UPGRADING DI UN IMPIANTO DI  
DIGESTIONE ANAEROBICA: DA BIOGAS A BIOMETANO**

CANDIDATO:

DOTT. ING. **LORENZO VALTIERI**

RELATORE:

PROF. ING. **CESARE SACCANI**

CORRELATORI:

ING. **SERGIO CELOTTI**

Amministratore Delegato Enomondo

ING. **GABRIELE BASSI**

Direttore Stabilimento Caviro Distillerie

---

SESSIONE III

ANNO ACCADEMICO 2013-2014



*C'è una forza motrice più forte del vapore,  
dell'elettricità e dell'energia atomica:*

*la Volontà*

*[Albert Einstein]*

*La creatività è soprattutto la capacità  
di porsi continuamente delle domande.*

*[Piero Angela]*



# INDICE

<b>Introduzione</b>	<b>9</b>
<b>1. Il Gruppo Caviro, organizzazione e settori industriali di interesse</b>	<b>13</b>
1.1 Il gruppo Caviro.....	13
1.2 Settore vinicolo.....	15
1.3 Settore distilleria.....	17
1.4 Settore energia e depurazione.....	18
<b>2. Settore energia e depurazione dello stabilimento produttivo Caviro-Enomondo, Faenza</b>	<b>21</b>
2.1 Caratteristiche generali stabilimento.....	21
2.2 Attività produttive.....	23
2.3 Depurazione reflui.....	26
2.3.1 Fase anaerobica.....	28
2.3.2 Fase aerobica.....	32
2.4 Attività energetiche.....	35
2.4.1 Centrale termica .....	38
2.4.2 Motogeneratori a biogas Jenbacher.....	46
<b>3. Evoluzione normativa incentivi biogas</b>	<b>51</b>
3.1 Regimi incentivanti ad oggi vigenti.....	52
3.1.1 Certificati Verdi e Tariffa Onnicomprensiva.....	52
3.1.2 Regime di incentivazione attuale centrale termoelettrica Ruths.....	53
3.1.3 Regime di incentivazione attuale Motogeneratori Jenbacher 1064kW..	56

3.1.4 Regime di incentivazione attuale Motogeneratore Jenbacher 999kW..	56
3.2 DM 6 Luglio 2012.....	57
3.3 Decreto Spalma Incentivi.....	58
3.3.1 Finalità, ambito di applicazione e calcolo nuovo incentivo.....	58
3.3.2 Applicazioni Spalma Incentivi non FV ai sistemi energetici Caviro...	62
3.4 Evoluzione normativa incentivi biometano.....	66
3.4.1 Decreto 29 Aprile 2008 n.110.....	66
3.4.2 Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n.28.....	67
3.4.3 Decreto Biometano 5 Dicembre 2013.....	69
<b>4. Potenziali utilizzi del biogas</b>	<b>75</b>
4.1 Generalità biometano.....	75
4.2 Biogas Caviro.....	78
4.3 Potenziale produzione biometano Caviro.....	84
4.4 Potenziali utilizzi biometano Caviro.....	89
<b>5. Impiantistica per purificazione biogas</b>	<b>95</b>
5.1 Tecnologie Disponibili.....	95
5.1.1 Tecnologie di pulizia biogas.....	96
5.1.2 Tecnologie di upgrading del biogas.....	101
5.2 Analisi Impianti Industriali .....	109
5.2.1 Hysytech: Impianto di upgrading ibrido <i>water scrubber-membrane</i> .....	110
5.2.2 BTS: Impianto di upgrading a <i>membrane</i> .....	114
5.2.3 Bilfinger: Impianto di upgrading ad <i>ammine</i> .....	116

<b>6. Analisi economica</b>	<b>119</b>
6.1 Prosecuzione configurazione attuale.....	120
6.1.1 Prosecuzione configurazione attuale senza adesione a Decreto Spalmaincentivi.....	120
6.1.2 Prosecuzione configurazione attuale con adesione a Decreto Spalmaincentivi.....	121
6.2 Upgrading del biogas a biometano.....	123
6.2.1 Ricavi.....	123
6.2.2 Investimenti e costi di gestione.....	125
6.3 Confronto possibili configurazioni.....	129
<b>7. Conclusioni</b>	<b>147</b>
<b>Terminologia</b>	<b>151</b>
<b>Bibliografia</b>	<b>152</b>
<b>Ringraziamenti</b>	<b>153</b>



# Introduzione

Caviro è una cooperativa agricola, fondata nel 1966, operante principalmente nei settori della produzione di vino, alcool, acido tartarico e, più in generale, nella lavorazione di prodotti e sottoprodotti della vinificazione.

Il gruppo si è evoluto ed accresciuto nel corso degli anni sino ad essere ad oggi uno dei maggiori attori a livello mondiale nei diversi settori di interesse tradizionali, a questo si aggiunge il concomitante sviluppo ed implementazione di varie attività accessorie e complementari a quelle “storiche”, che ha portato alla creazione di nuove filiere interne all’azienda per la valorizzazione di tutti quei sottoprodotti che rappresentavano gli scarti di produzione, in un’ottica di massimizzazione dell’efficienza e miglioramento dell’impatto ambientale delle attività produttive nel loro complesso.

Questo *modus operandi* del gruppo, caratterizzato da dinamismo ed innovazione, lo ha portato ad essere spesso precursore dei tempi, specialmente per quanto riguarda la depurazione dei reflui e la successiva valorizzazione energetica o come ammendanti per uso agricolo.

Risulta, in questo ambito, essere di particolare interesse l’impianto di digestione anaerobica dei reflui agroindustriali presente nello stabilimento produttivo di Faenza, il quale si distingue sia per l’elevata capacità di trattamento fanghi (volume digestori pari a 25.000 m<sup>3</sup>), risultando come uno dei maggiori in Italia, sia per il fatto che, risalendo al 1981 è anche uno dei primi realizzati sul territorio nazionale.

Il biogas prodotto da questo impianto, caratterizzato da caratteristiche fisico-chimiche di buona qualità legate alla composizione delle matrici in ingresso, è stato nel corso degli anni utilizzato dapprima come co-combustibile nelle caldaie a metano-biogas per la produzione di vapore asservite alle esigenze di stabilimento ed, in tempi più recenti, per la cogenerazione di energia elettrica e termica attraverso motogeneratori e caldaie associate ad un ciclo a vapore.

A seguito dell'invecchiamento di tali sistemi energetici, con particolare riferimento ai motogeneratori, ed all'evoluzione del quadro normativo nazionale ed europeo riguardante le forme di incentivazione per le fonti energetiche rinnovabili, si è resa necessaria ed impellente una attenta valutazione sui possibili futuri sviluppi dei citati impianti.

La mia opera conterà quindi preliminarmente in una accurata analisi della configurazione e delle interrelazioni dei sistemi energetici attualmente presenti in stabilimento, offrendone una contestualizzazione all'interno dei differenti processi nei quali sono integrati. Successivamente effettuerò un approfondimento del quadro normativo relativo all'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili non fotovoltaiche e delle sue recenti evoluzioni, andando ad identificare tutte le possibili vie di sviluppo per impianti di produzione di biogas promosse a livello nazionale e che possono potenzialmente trovare applicazione nell'impianto in esame; effettuerò questo studio con particolare attenzione alla opportunità di effettuare un *upgrading* di tale impianto per realizzare ad una raffinazione totale o parziale del biogas a biometano.

A seguito dell'identificazione della tipologia di prodotto e/o di processo che offre le migliori prospettive per una implementazione industriale e delle caratteristiche chimico-fisiche che questo deve rispecchiare, proseguirò quindi individuando lo schema impiantistico ottimale per adeguare l'attuale sistema di produzione al nuovo target.

A seguire, approfondendo lo studio delle varie tecnologie disponibili ad oggi allo *stato dell'arte*, identificherò quelle maggiormente promettenti, mettendone in evidenza peculiarità positive e negative di ciascuna e giungendo alla identificazione della combinazione ottimale in termini di economicità, capacità produttiva, sicurezza ed impatto ambientale.

Una volta individuate le caratteristiche di massima dell'impianto procederò ad un dimensionamento più accurato dello stesso andandone a valutare anche entità dei costi di investimento e di gestione.

Attraverso l'instaurazione di contatti con ditte specializzate operanti nel settore industriale di riferimento, giungerò all'individuazione specifica dei modelli dei macchinari ed impianti richiesti.

Il progetto si svilupperà successivamente andando a valutare le possibili modalità di utilizzo del prodotto finale che offrono maggiori prospettive di valorizzazione per l'azienda, identificando le varie soluzioni e gli interventi necessari per ciascuna di essa.

La parte successiva dell'elaborato consisterà in un confronto, in termini di valutazioni economiche, sull'opportunità di ognuna delle soluzioni prospettate,

tenendo in considerazione i costi di investimento, di esercizio, i ricavi, e la componente incentivante.

Si andrà infine a concludere il progetto proponendo una *road-map* per la realizzazione della soluzione che si evidenzia come la più promettente, con cronoprogramma degli interventi da eseguire, e aspettative di sviluppo a medio-lungo termine dell'investimento.



# Capitolo 1

## Il Gruppo Caviro, organizzazione e settori industriali di interesse



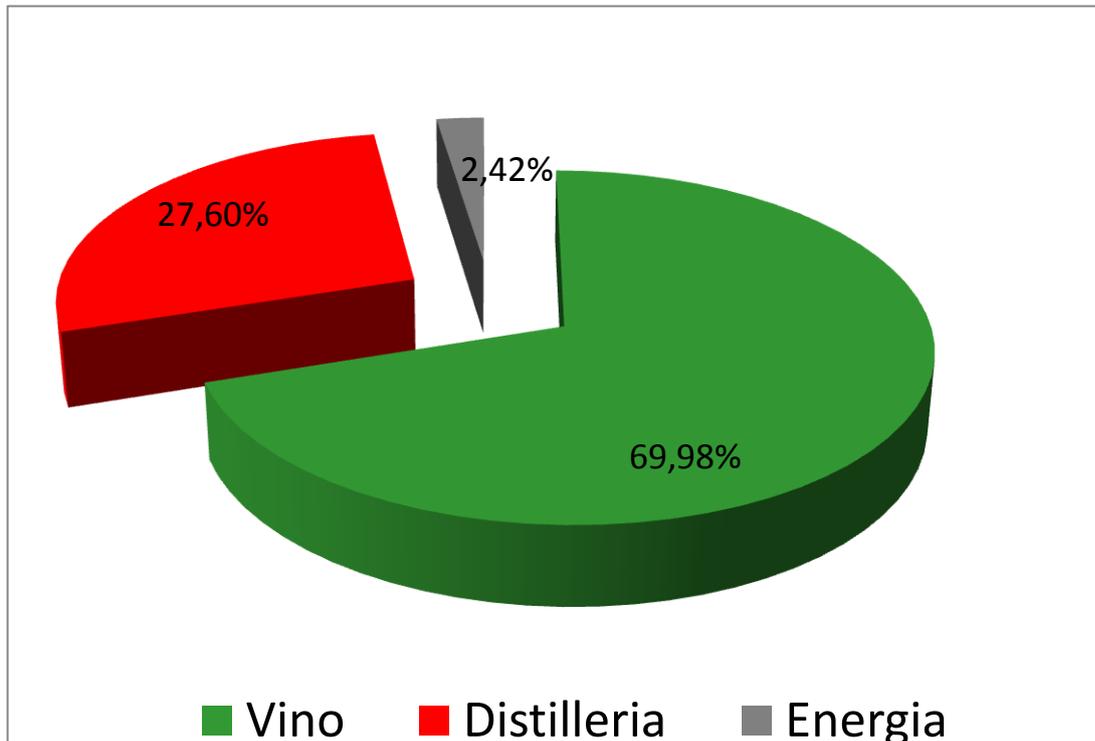
### 1.1 Il Gruppo Caviro

CAVIRO è una cooperativa agricola fondata nel 1966 ed è cresciuta negli anni evolvendo ed ampliando i settori industriali originari, risultando ad oggi attiva in molteplici ambiti quali:

- produzione di **vino**, commercializzato sia con proprio brand sia per conto di grandi catene di distribuzione.
- produzione di **zucchero d'uva**, **alcool** ed **acido tartarico** destinati a produttori di bevande o di prodotti farmaceutici.
- produzione di bioetanolo quale **biocarburante**.
- ritiro acque di lavorazione e residui dell'industria alimentare per **depurazione** e **valorizzazione energetica** (biogas).
- ritiro residui agroforestali, cippati e potature per produzione di **energia** tramite centrale termoelettrica.
- Ritiro scarti vegetali per produzione di **ammendanti** per usi agricoli (compost).

Il gruppo, articolato in 2 divisioni e 4 stabilimenti produttivi impiega 485 dipendenti diretti.

Il fatturato presenta una netta crescita anche in questi anni, attestandosi pari a 327 milioni di euro, con un incremento nel 2013 del 15% rispetto all'anno precedente. Questo può essere considerato come composto da tre macrosettori di principale interesse, ovvero produzione vinicola, distilleria ed energia, le cui quote relative sono espresse dal grafico a torta di Fig. 1.



*Fig. 1 Suddivisione del fatturato gruppo Caviro anno 2013*

Nonostante questa fittizia macrosuddivisione del fatturato, è importante evidenziare come questi ambiti siano intrinsecamente connessi ed integrati l'uno con l'altro, andando a formare una filiera produttiva che porta dalla lavorazione dei vigneti da parte degli agricoltori soci, alla trasformazione e commercializzazione delle materie prime prodotte, fino al trattamento e valorizzazione finale degli scarti di produzione andando, in sostanza, a chiudere il ciclo con massima razionalizzazione dei processi e riduzione degli effetti ambientali.

## 1.2 Settore vinicolo

Il settore vinicolo ha rappresentato sin dalla fondazione il *core business* dell'azienda, raggruppando ad oggi numerose realtà associate fra cui 32 cantine alle quali fanno riferimento 11.500 viticoltori in una superficie di 31.000 ettari in 7 regioni italiane che producono 6.240.000 quintali di uva.

Tutta la filiera di produzione e trasformazione del gruppo è fortemente integrata, partendo dai vigneti sino all'imbottigliamento, risultando in una quota pari all'80% del vino immesso in commercio proveniente dai propri soci.

Negli anni più recenti il gruppo ha costituito anche un portafoglio di marchi di qualità, andando ad ampliare la gamma di prodotti offerti attraverso accordi con la GDO (grande distribuzione organizzata) nel mercato italiano ed estero, spaziando dalla fascia *daily* fino alla *superpremium*.

### *Marchi Fascia Daily*

---



### *Marchi Fascia Premium*

---



### *Marchi Fascia Superpremium*

---



Il gruppo riveste un ruolo di primato a livello nazionale nella settore del vino, con una produzione annua pari a 173 milioni di litri, ottenuti da 500.000 tonnellate di uva, con una quota di mercato pari all'8.1% in valore e 7.300.000 famiglie consumatrici.

	Aziende Agricole	Vigneti (ettari)	Produzione Uva (tons)
<b>Gruppo Caviro</b>	13.510	31.237	498.870
<b>TOT Italia</b>	383.645	651.683	5.130.000
<b>% GruppoCaviro</b>	3.5%	4.8%	9.8%

Tab.1 Confronto Caviro con viticoltura italiana

Negli ultimi anni il settore dell'export ha subito un costante ed importante aumento, portando il Tavernello ad essere, oltre che al primo posto come vino più consumato in Italia, anche al nono posto nel ranking mondiale dei più venduti.

## World's Top Wine Brands (Millions of nine-litre cases)

Brand	2011
01. Franzia	27.3
02. Don Simon	18.0
03. Carlo Rossi	13.4
04. Concha y Toro	13.0
05. Martini	12.5
06. Sutter Home	11.5
07. Gallo Family Vineyards	11.1
08. Yellow Tail	10.6
<b>09. Tavernello</b>	<b>10.5</b>
10. Barefoot Cellars	10.3

Migliaia di euro

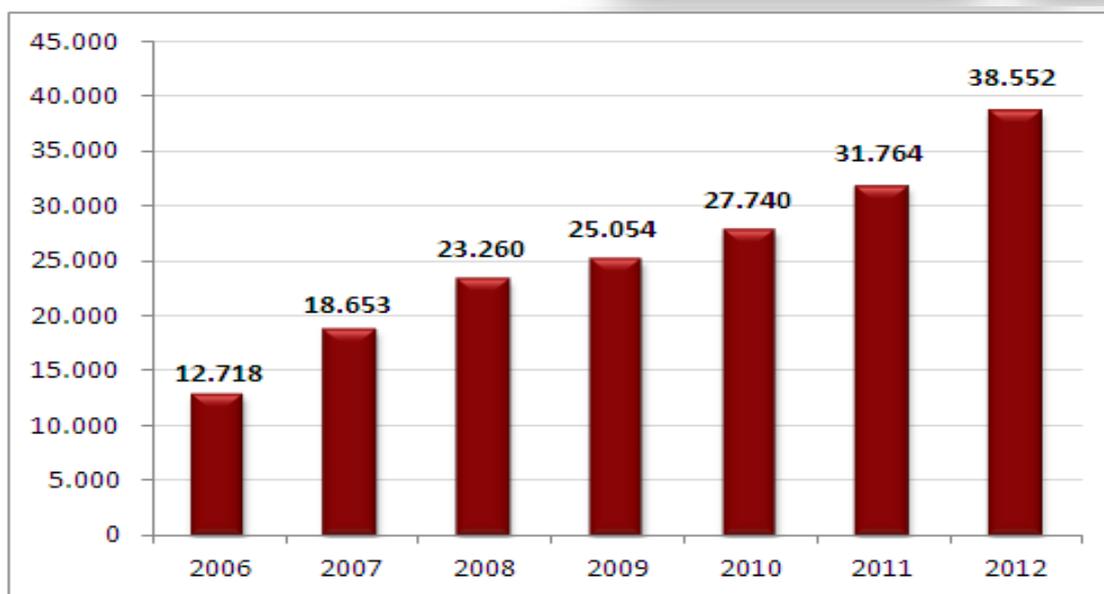


Fig.2 Andamento export vino gruppo Caviro

### 1.3 Settore distilleria

Il gruppo si occupa con la società Caviro Distillerie srl, attraverso le divisioni Alco Plus e Tartarica Treviso, della valorizzazione dei sottoprodotti delle filiere agroindustriali italiane, occupando una posizione di primo piano nella fornitura di semilavorati e materia prima per aziende dei comparti farmaceutico, alimentare e beverage in tutto il mondo.



Ad oggi il gruppo si colloca infatti al primo posto in Italia nel settore della produzione di alcool, con una quota di mercato pari al 25% ed è co-leader a livello mondiale in quella di acido tartarico naturale. A queste eccellenze si aggiungono le attività complementari di produzione di mosti ed enocianina, che completano la gamma, arrivando a volumi di distilleria superiori a 800.000 ton/anno.

I poli produttivi della società Caviro Distillerie sono costituiti da:

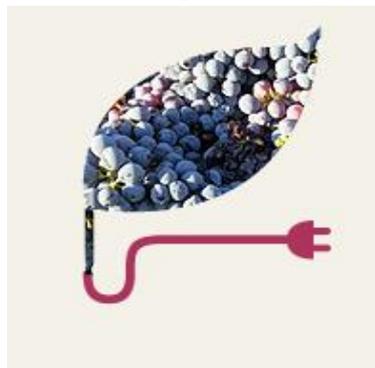
- Faenza, dove ha luogo la distillazione dei sottoprodotti della vinificazione e la produzione di mosti concentrati e rettificati, succhi d'uva, tartrato di calcio, alcool assoluto, alcool denaturato speciale ed enocianina.
- Treviso, dove ha luogo la produzione di acido tartarico dal tartrato di calcio.



Fig.3 Impianto distillazione Caviro  
“600 EDRI”

## 1.4 Settore energia e depurazione

Il gruppo si presenta ad oggi come energeticamente autosufficiente, questa condizione è stata raggiunta negli anni con una progressiva implementazione di sistemi energetici volti alla purificazione e combustione di scarti e reflui dell'agroindustria. L'integrazione fra il sistema di depurazione dei reflui ed i differenti sistemi energetici consente un ottimale sfruttamento delle risorse, con la produzione di biogas attraverso impianti di digestione anaerobica, che riducono nello specifico il fabbisogno di metano, e centrali termiche alimentate a biomasse per produzione di vapore ed energia elettrica, che vanno a chiudere i cicli produttivi annullando gli scarti conferiti a discarica.



L'integrazione fra il sistema di depurazione dei reflui ed i differenti sistemi energetici consente un ottimale sfruttamento delle risorse, con la produzione di biogas attraverso impianti di digestione anaerobica, che riducono nello specifico il fabbisogno di metano, e centrali termiche alimentate a biomasse per produzione di vapore ed energia elettrica, che vanno a chiudere i cicli produttivi annullando gli scarti conferiti a discarica.

Lo sviluppo nel settore delle energie rinnovabili ha portato nel 2010 alla costituzione di una *joint-venture* con **Herambiente s.p.a.** ed alla fondazione in compartecipazione della società **Enomondo s.r.l.** che si occupa della valorizzazione degli scarti di lavorazione delle uve e degli sfalci e potature provenienti dal territorio. Tale società è proprietaria dell'impianto di compostaggio e delle centrali termiche policombustibile e forma una RIU (Rete Interna di Utenza) con Caviro Distillerie presso lo stabilimento produttivo di Faenza, con reciproci scambi di materia ed energia.



La capacità degli impianti di trattamento fanghi, molto elevata e legata a lavorazioni svolte negli anni passati ed ora non più competitive, è stata saturata negli anni più recenti attraverso un progressivo incremento dei conferimenti, da parte di aziende esterne, di rifiuti speciali non pericolosi di origine agroalimentare, che hanno portato Caviro Distillerie ad essere un punto di riferimento a livello nazionale, con circa 300.000 ton di borlande interne e 150.000 ton di conferimenti esterni trattati ogni anno, con produzione di 10.000.000 Nm<sup>3</sup> di biogas e 40.000 ton di fanghi esausti.

I prodotti finali delle linee di depurazione, ovvero i fanghi esausti, opportunamente trattati e stabilizzati, vengono poi valorizzati tramite spandimento agronomico, andando a reintegrare nei terreni agricoli sostanze organiche di grande interesse, operando ad oggi nelle 5 province limitrofe ai siti produttivi.



Fig.4 Sintesi del recupero di sottoprodotti gruppo Caviro

In un'ottica aziendale di attenzione alle problematiche ambientali e di rispetto delle direttive delineate dal Protocollo di Kyoto si è avuta una progressiva riduzione negli anni delle emissioni inquinanti, integrata dall'adesione volontaria nel 2003 al *modus operandi* definito dalla norma **UNI EN ISO 14001:2004** consentendo la progressiva certificazione dei siti di Faenza e Forlì.



## Capitolo 2

# Settore energia e depurazione dello stabilimento produttivo Caviro-Enomondo, Faenza

### 2.1 Caratteristiche Generali Stabilimento

- Area totale: **343,000 m<sup>2</sup>** (200.000 m<sup>2</sup> coperti)
- Capacità serbatoi: **150,000 m<sup>3</sup>**
- Flussi totali IN/OUT: **800,000 t/anno** (35,000 autocarri)
- Consumo Elettrico Impianti: **30.000 MWh<sub>el</sub>/anno**
- Consumo Vapore Impianti: **150.000 t/anno** (equivalenti a 90.000 MWh<sub>th</sub>/anno)
- Lo stabilimento è **autosufficiente al 100%** rispetto ai consumi energetici e vende sul mercato la quota eccedente di energia elettrica prodotta.



Fig.5 Vista panoramica stabilimento Caviro-Enomondo Faenza

Sono presenti all'interno dello stabilimento impianti per la lavorazione dei prodotti e sottoprodotti della vinificazione, impianti per la produzione di energia elettrica e termica alimentati a policombustibile e/o metano ed impianti per la depurazione dei reflui:

- Trattamento e trasformazione destinati alla fabbricazione di **prodotti alimentari** a partire da materie prime vegetali per una capacità massima produttiva annua degli impianti pari a:
  - 117.355 t di alcoli e distillati;
  - 61.000 t di derivati dei mosti;
  - 22.000 t di vinaccioli;
  - 6.300 t di tartrato di calcio;
  
- Impianti legati ad **attività energetica** e volti alla generazione di energia termica ed elettrica per lo stabilimento produttivo e per l'immissione in rete.
  
- Attività connesse inerenti a gestione di rifiuti non pericolosi quali:
  - Recupero di rifiuti non pericolosi nel ciclo produttivo per la produzione di tartrato di calcio;
  - Recupero energetico mediante co-incenerimento di rifiuti non pericolosi negli impianti per la produzione di energia;
  - Recupero, in conto terzi, di rifiuti speciali non pericolosi liquidi e/o fangosi per la produzione di biogas nel depuratore aziendale;
  - Messa in riserva di rifiuti speciali non pericolosi costituiti dai fanghi prodotti in proprio nel depuratore aziendale e destinati al recupero in agricoltura;
  - Recupero nell'impianto di trattamento rifiuti speciali non pericolosi per la produzione di compost di qualità;

A partire dal 01/01/2011 la titolarità dell'attività dell'impianto di compostaggio e delle centrali termiche esistenti, ad eccezione di tutti i motori a combustione interna alimentati a biogas, è stata trasferita alla società Enomondo srl.

Nelle sezioni a seguire del presente capitolo verranno espone sinteticamente le principali attività svolte presso lo stabilimento produttivo, con particolari approfondimenti relativamente ai settori depurazione ed energia, onde fornire un quadro complessivo del funzionamento e delle interrelazioni fra i diversi apparati.

## **2.2 Attività produttive**

### **Fermentazione materie zuccherine**

Realizzata sfruttando il processo biologico di trasformazione degli zuccheri in alcool attraverso serbatoi di stoccaggio per la fermentazione discontinua di soluzioni zuccherine derivanti dalla lavorazione di feccia, vinaccia e mosti.

### **Distillazione**

Effettuata grazie all'utilizzo di acqua, energia elettrica e termica (vapore) in 5 impianti, diversificati per tecnologia, materia prima trattata e prodotto in uscita, nello specifico:

- 600 edri/g ditta Frilli a Multiplo Effetto, si lavorano soluzioni idroalcoliche provenienti da processi fermentativi ottenendo alcool etilico.
- 500 edri/g ditta Frilli a Multiplo Effetto, si lavorano alcool grezzo, vino ed in misura minore melasso ottenendo alcool buon gusto, alcool neutro, distillato ed alcool grezzo.
- 1.500 edri/g ditta Delta-T a Setacci Molecolari, si rettificano gli alcoli ottenendo alcool assoluto per bioetanolo.
- 300 edri/g Ditta Frilli a Doppio Effetto, si lavorano vinaccia, feccia di vino e vino, ottenendo principalmente alcool grezzo.
- 100 edri/g discontinuo ad Alambicchi, si lavora vino ottenendo distillato.

La borlanda in uscita da tali processi, ovvero il residuo della fermentazione dei mosti alcolici fermentati, viene quindi convogliata al sistema di depurazione.

Nell'opificio per la denaturazione dell'alcool si ricavano i prodotti speciali denaturati attraverso un processo spontaneo ottenuto dalla miscelazione di alcool assoluto con sostanze denaturanti.

### **Produzione di tartrato di calcio**

La produzione di tartrato di calcio avviene attraverso la lavorazione della feccia, sottoprodotto del trattamento dell'uva che può presentarsi in forma liquida o solida, in quest'ultimo caso si effettua un pretrattamento di spappolamento attraverso mulino a coltelli seguito da una fase di fermentazione in serbatoio assieme alla feccia liquida. Il fermentato è poi filtrato per eliminarne le impurità ed il passato è quindi inviato a distillazione mentre gli scarti vanno a recupero interno nell'impianto a vinaccia o a produrre compost.

Il tartrato di calcio, sotto forma cristallina è ottenuto facendo precipitare il bitartrato di potassio presente nella borlanda di feccia con carbonato di calcio e cloruro di calcio. Una volta ciclonato ed eventualmente essiccato per eliminarne l'umidità presente, tale prodotto dopo essere stato trattato in un impianto di setacciatura che ne uniforma la granulometria nel range 400-630 µm, è inviato allo stabilimento di Treviso per la produzione di acido tartarico.

### **Produzione di MCR ( Mosto Concentrato Rettificato) e MCT (Mosto Concentrato Tradizionale)**

Le produzioni di MCR e MCT sono lavorazioni tipiche dello stabilimento produttivo di Faenza che è stato pioniere del settore.

Il mosto in ingresso viene additivato prima dello stoccaggio con anidride solforosa, onde arrestarne la fermentazione, a seguire viene sottoposto ad un trattamento di chiarifica mediante carboni attivi, gelatina e bentonite prima di essere filtrato con l'aggiunta di farina fossile. Tale prodotto può quindi subire 3 processi alternativi:

1. desolforazione e vendita tal quale.
2. concentrazione con conseguente ottenimento di mosto concentrato tradizionale.
3. Rettificazione e concentrazione con conseguente ottenimento di mosto concentrato rettificato, ovvero uno zucchero liquido ottenuto demineralizzando il mosto d'uva, unico prodotto dolcificante consentito dalle norme di legge per essere addizionato a vini e spumanti.

### **Lavorazione Vinacce**

Le vinacce, costituenti uno dei sottoprodotti principali, insieme alla feccia, della lavorazione dell'uva che avviene presso lo stabilimento Caviro di Forlì, vengono anch'esse trattate col fine di ricavarne alcool. La vinaccia in ingresso viene stoccata in piazzali asfaltati con capacità di accumulo pari a 100.000 tonnellate. In seguito questa viene avviata alla lavorazione con movimentazione meccanica ed immessa in un impianto di lavaggio in controcorrente che ne estrae il *vinello* da inviare a distillazione. Il refluo dell'operazione di lavaggio ovvero la vinaccia disalcolata detta anche *vinaccia esausta* viene venduta per l'estrazione del vinacciolo per essere poi ri-conferita onde essere energeticamente valorizzata nella caldaia a policombustibile.

Durante i mesi di raccolta e trattamento dell'uva, ovvero settembre-ottobre, la vinaccia fresca può essere lavorata in un apposito impianto per produzione di vinaccioli freschi essiccati, che trovano commercializzazione in quanto utilizzati per l'estrazione di polifenoli.

La vinaccia rossa di alcuni vitigni subisce appena prodotta un processo dedicato che consente l'estrazione dell'*enocianina*, un colorante naturale molto utilizzato dall'industria alimentare, attraverso un lavaggio in controcorrente con acqua ed anidride solforosa che genera un liquido contenente il colore estraibile e gli zuccheri; la vinaccia esausta può poi seguire gli stessi processi già citati.

## **Produzione Compost**

L'impianto di compostaggio, di proprietà di Enomondo srl produce compost, ammendante o concime organico naturale attraverso la miscelazione e fermentazione aerobica di biomasse residuali delle lavorazioni interne allo stabilimento, quali fanghi della depurazione e reflui della distillazione, e da materiale organico conferito da terzi proveniente da raccolta differenziata o da manutenzione del verde pubblico e privato. Le quote relative delle varie matrici in ingresso vengono stabilite in relazione al prodotto finito che si desidera ottenere.

Le matrici organiche di partenza, sono stoccate in attesa della lavorazione in piazzali coperti o meno con convogliamento dell'eventuale percolato alla sezione ossidativa del sistema di depurazione interno.

Le fasi in cui si articola il processo di compostaggio sono essenzialmente quattro:

- pretrattamenti
- alimentazione
- biostabilizzazione accelerata al chiuso e successiva fase di maturazione
- post-trattamenti

Il mix da biostabilizzare, autorizzato per un quantitativo annuo di 30.000 tonnellate, viene alimentato in 9 fosse in parallelo, queste vengono insufflate con aria dal basso onde effettuare una accurata regolazione della temperatura della biomassa.

Il tempo di attraversamento delle piste è di circa 30 giorni e queste sono poste in un capannone mantenuto in depressione onde evitare la fuoriuscita di odori sgradevoli, i quali vengono convogliati ad un biofiltro basato sulla loro decomposizione da parte dei microorganismi viventi posti nelle pellicole acquose che circondano le particelle del mezzo solido filtrante.



Fig.6 Impianto compostaggio Enomondo Faenza

Il parametro fondamentale che regola l'andamento ottimale dell'ecosistema del biofiltro è l'umidità, che deve essere mantenuta in un range dal 40% al 60%, alla quale si aggiungono la temperatura 20°C÷40°C ed il pH 6,0÷8,0.

Il prodotto ottenuto subisce infine una vibro vagliatura 6 mm onde essere uniformato prima dell'immissione in commercio.

## 2.3 Depurazione Reflui

La totalità dei reflui provenienti dagli impianti presenti all'interno dello stabilimento, assieme ad una parte delle acque di dilavamento dei piazzali ed ai rifiuti conferiti da terzi, vengono convogliati all'impianto di depurazione aziendale che, avente una capacità di 1.100.000 abitanti equivalenti, è costituito da varie sezioni con differenti trattamenti, onde permettere una gestione ottimale di ciascuna tipologia di effluente da processare; questo è composto da una prima fase di trattamento anaerobico, con conseguente produzione di biogas e riduzione significativa del carico organico, ed un secondo stadio aerobico, più energivoro, che completa l'abbattimento della sostanza organica e permette lo scarico nella pubblica fognatura nel rispetto delle specifiche richieste a norma di legge.

I rifiuti speciali liquidi e/o fangosi non pericolosi provenienti da lavorazioni di tipo agroindustriale, prodotti all'interno dello stabilimento o conferiti in conto terzi tramite autocarri, possono presentarsi sotto forma di:

- **Rifiuti liquidi pompabili**, ovvero con punte medie percentuali di secco al di sotto del 10%, inviati direttamente tramite pompa e polmoni di alimentazione dedicati alla sezione anaerobica assieme alle acque reflue di stabilimento, composte da borlande e reflui da fogne nere, nel caso in cui la percentuale di secco sia troppo esigua, questi subiscono un processo preliminare di sgrondatura.
- **Rifiuti liquidi palabili**, ovvero con percentuali di secco intorno al 20%, che subiscono un trattamento preliminare con lo scopo di renderli pompabili, questo consiste nel caricamento attraverso coclea ad un mulino per la diluizione con altri reflui, seguito da un serbatoio di stoccaggio con agitatore precedente il polmone di alimentazione della sezione anaerobica.

Una volta omogeneizzate le matrici in ingresso rendendole pompabili, queste vengono inviate alle successive sezioni dell'impianto di depurazione, ovvero:

- Digestione anaerobica
- Flottazione
- Fase aerobica
- Centrifugazione o in alternativa ispessimento.

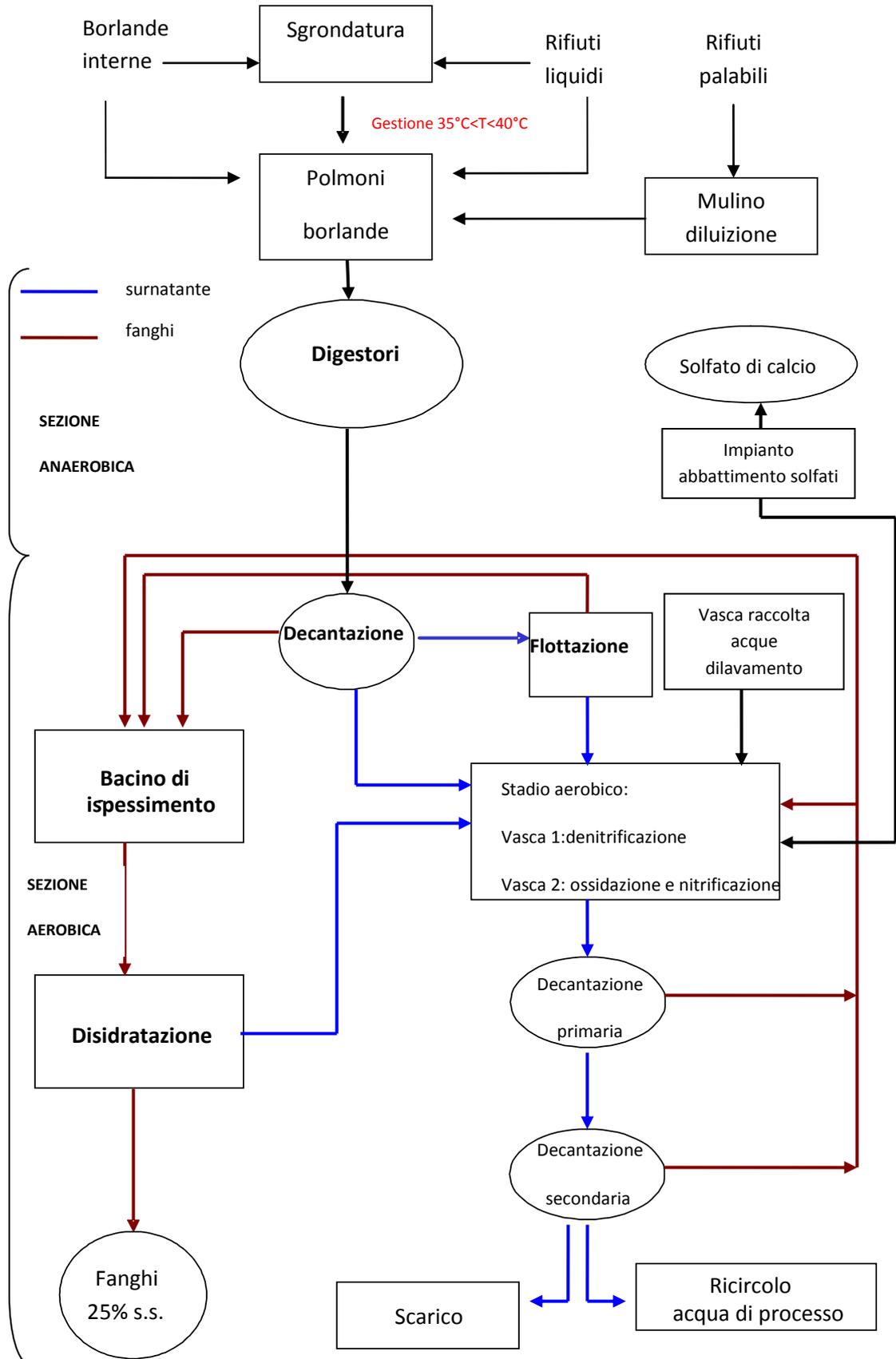


Fig.7 Diagramma di flusso impianto di depurazione Caviro Distillerie

### 2.3.1 Fase Anaerobica

Le acque reflue con COD (chemical oxygen demand) più elevato, ovvero la quantità in milligrammi di ossigeno per litro necessario alla completa ossidazione per via chimica dei composti organici ed inorganici presenti, vengono raccolti in polmoni di accumulo dai quali sono pompate, tramite pompe centrifughe, a due impianti separati di digestione anaerobica operanti in regime di mesofilia;

L'installazione più datata è composta da cinque biodigestori in parallelo del volume di 5.000 m<sup>3</sup> ciascuno, che col biogas prodotto, alimentano due motogeneratori Jenbacher da 1064 kW<sub>el</sub> ciascuno ed in parte il surriscaldatore della centrale termica policombustibile; L'impianto di più recente costruzione, formato da due digestori da 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno, rappresenta invece un sistema a sé stante, i cui flussi di materia ed energia non interagiscono con il resto dello stabilimento, e va ad alimentare un motogeneratore Jenbacher della potenza di 999 kW<sub>el</sub>.



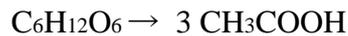
Fig. 8 Impianto di digestione anaerobica “storico” Caviro

Tutti i digestori sono del tipo CSTR, ovvero completamente miscelati ed operano in regime di *mesofilia*, sfruttando quindi l'azione di ceppi batterici che trovano a temperature comprese tra 35°C e 40°C le condizioni ambientali più idonee alla crescita ed alla riproduzione, la tecnologia alternativa a questa consisterebbe nell'utilizzo di ceppi termofili, il cui range di operatività è compreso fra 50°C e 57°C, che offrono maggiori prestazioni ma richiedono superiore dispendio energetico a causa della temperatura più elevata e risentono in maniera molto pesante delle variazioni nelle condizioni operative, risultando in una gestione notevolmente più complessa.

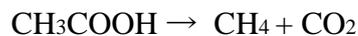
La gestione della temperatura all'interno dei digestori viene gestita tramite opportuno raffreddamento con torri evaporative o riscaldamento tramite immissione di vapore nel polmone di accumulo dei fanghi in ingresso,

La digestione anaerobica avviene attraverso 4 stadi in successione:

1. **Idrolisi**, ovvero la scissione di molecole organiche in composti più semplici quali monosaccaridi, amminoacidi ed acidi grassi.
2. **Acidogenesi**, ovvero l'ulteriore scissione in molecole ancora più semplici quali gli acidi grassi volatili, con produzione di ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ), biossido di carbonio ( $\text{CO}_2$ ) ed acido solfidrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) come sottoprodotti.
3. **Acetogenesi**, ovvero la successiva digestione degli acidi grassi volatili con produzione principale di acido acetico ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) accompagnata da quella di idrogeno ( $\text{H}_2$ ) e biossido di carbonio ( $\text{CO}_2$ ). Ad esempio per il glucosio:



4. **Metanogenesi**, ovvero la trasformazione dell'acido acetico in metano ( $\text{CH}_4$ ) e biossido di carbonio ( $\text{CO}_2$ ).



Generalizzando, una matrice organica può subire una trasformazione completa, a seguito di digestione anaerobica del tipo:



Con:  $s = a - nw - m$   
 $r = c - ny - 2s$

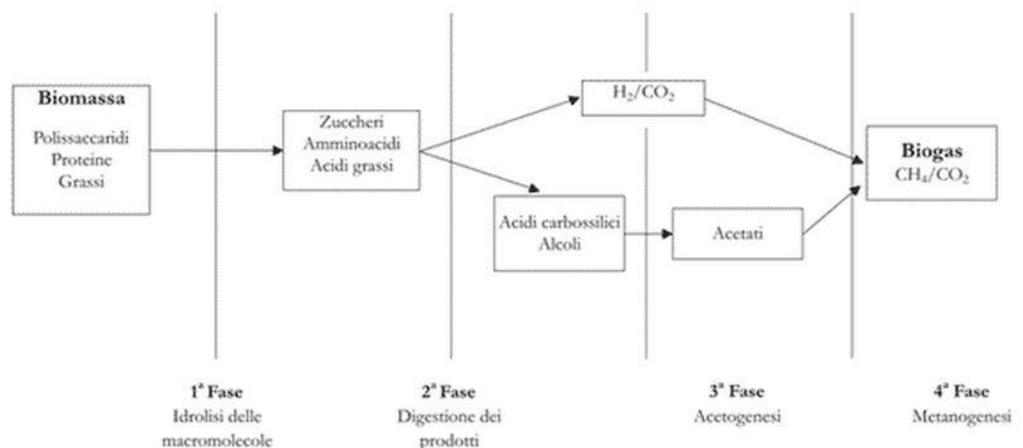


Fig.9 Schema processo di fase anaerobica

Attraverso tale processo di digestione anaerobica si ottiene l'abbattimento di circa il 90% del carico inquinante, passando da un COD in ingresso di circa 60.000 mgO<sub>2</sub>/l ad uno in uscita pari a 3.000 mgO<sub>2</sub>/l, e la concomitante produzione di *biogas*, una miscela gassosa composta prevalentemente da metano e anidride carbonica, ma contenente anche una piccola quantità di idrogeno e occasionalmente tracce di acido solfidrico.

Caviro spa è autorizzata, in questa attività di trattamento biologico di rifiuti speciali liquidi e/o fangosi per la produzione di biogas nel depuratore aziendale, a ricevere in conto terzi le tipologie di materiali riportati nella tabella a seguire, per un quantitativo massimo annuo di rifiuti trattabili pari a 230.000 tonnellate.

Codice CER	Descrizione dei rifiuti
020101	Fanghi liquidi e pompabili da operazioni di lavaggio e pulizia da agricoltura, orticoltura, acquicoltura, selvicoltura, caccia e pesca
020201	Fanghi liquidi e pompabili da operazioni di lavaggio e pulizia della preparazione e del trattamento di carne, pesce e altri alimentari di origine animale
020203	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione provenienti dalla preparazione e dal trattamento di carne
020301	Fanghi liquidi e pompabili prodotti da operazioni di lavaggio, pulizia, sbucciatura, centrifugazione e separazione di componenti della preparazione e del trattamento di frutta, verdura, cereali, oli alimentari, cacao, caffè, tè e tabacco, della produzione di conserve alimentari, della produzione di lievito ed estratto di lievito, della preparazione e fermentazione di melassa
020304	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione provenienti dalle attività di preparazione e trattamento di frutta, verdura, cereali, oli alimentari, cacao, caffè, tè e tabacco, dalla produzione di conserve alimentari, dalla produzione di lievito ed estratto di lievito, dalla preparazione e fermentazione di melassa
020704	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione derivanti dalla produzione di bevande alcoliche e analcoliche (tranne caffè, tè, cacao)
020501	Scarti liquidi inutilizzabili per il consumo o la trasformazione provenienti da attività lattiero casearie
020502	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti
020601	Scarti liquidi inutilizzabili per il consumo o la trasformazione provenienti dall'industria dolciaria e dalla panificazione
020701	Rifiuti prodotti dalle operazioni di lavaggio, pulizia e macinazione della materia prima della produzione di bevande alcoliche e analcoliche (tranne caffè, tè, cacao)
020106	Feci animali, urine e letame (comprese le lettiere usate), effluenti, raccolti separatamente e trattati fuori sito
020204	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti
020305	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti
020403	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti
020603	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti
020702	Rifiuti prodotti dalla distillazione di bevande alcoliche
020705	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti

Tab.2 Classificazione rifiuti conferiti

La buona conduzione dell'impianto è verificata a seguito di periodiche rilevazioni ed analisi dei parametri più significativi per ogni fase dell'impianto; per la presente sezione anaerobica le grandezze chimico-fisiche di rilevanza ed i corrispondenti valori in caso di corretto funzionamento sono:

#### Liquido in alimentazione ai digestori

- Temperatura 35÷40°C
- COD <60.000 ppm
- Solfati <1.500 ppm

#### Liquido contenuto all'interno dei digestori

- Temperatura 35÷40°C
- pH 6,8÷7,9
- Acidità volatile <2.000 mg/l
- Alcalinità 4.000÷8.000
- Residuo a 105°C 10÷40 g/l
- Residuo a 600°C 5÷20 g/l
- Redox <-100mV
- Azoto totale <4.000 mg/l
- Cloruri <3.000 mg/l
- Ammoniaca <3.000 mg/l

#### Funzionamento Digestori

- Pressione 180÷280 mmHg
- Portata in alimentazione a ciascun digestore 0÷0.35 m<sup>3</sup>/h

Per il monitoraggio e controllo della compatibilità del trattamento di rifiuti speciali non pericolosi conferiti da terzi con l'attività produttiva di distilleria, con riferimento al carico massimo sopportabile dalla sezione anaerobica e quindi indirettamente dell'effetto sul carico finale, si eseguono misurazioni sui rifiuti liquidi in ingresso, i cui parametri devono mantenersi entro i limiti:

- COD <300.000 mg/l
- Ammoniaca <3.000 mg/l
- Solfati <1.000 mg/l
- Fosforo <1.600 mg/l
- Cloruri <2.500 mg/l

### 2.3.2 Fase Aerobica

Le borlande digerite passano ora ad un impianto di flottazione ad aria disciolta con addizione di polielettrolita ad alto peso molecolare; il fango separato, avente un tenore secco pari all'8% è inviato all'impianto di inspessimento mentre il liquido chiaro è trasferito al successivo stadio ossidativo che risulta composto da:

- vasca di accumulo acque di dilavamento e loro equalizzazione;
- vasca di denitrificazione;
- vasca di ossidazione e nitrificazione con areatori sommersi (a bassa dispersione termica);
- vasca di post-nitrificazione;
- vasca di aerazione finale;
- decantazione finale;

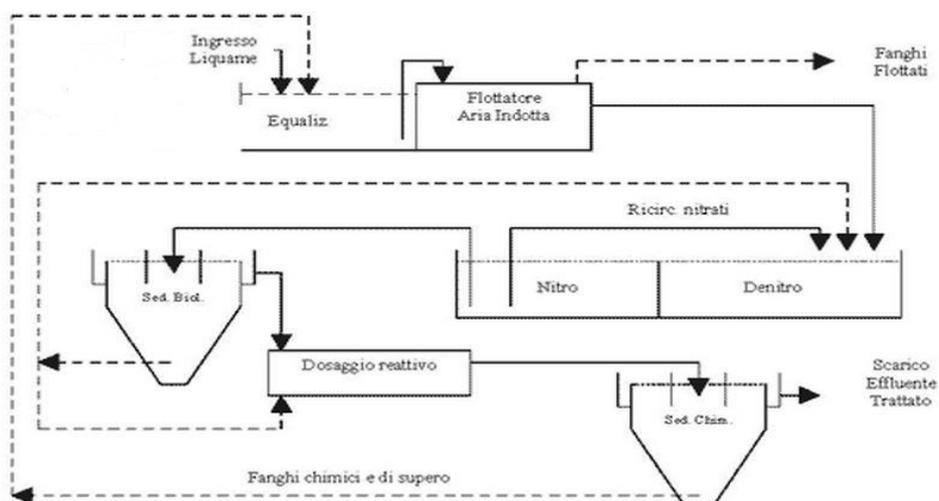


Fig. 10 schema processo fase aerobica

Il processo di denitrificazione delle acque reflue avviene ad opera di specifici ceppi di batteri eterotrofi facoltativi che, in condizioni di anossia, ovvero in assenza di ossigeno molecolare  $O_2$  disciolto in soluzione, attraverso differenti reazioni, sono in grado di ossidare il carbonio del substrato organico utilizzando l'ossigeno presente all'interno dei composti di azoto presenti in soluzione ( $NO_2^-$  ed  $NO_3^-$ ), rilasciando come catabolita azoto molecolare in forma gassosa  $N_2$ .

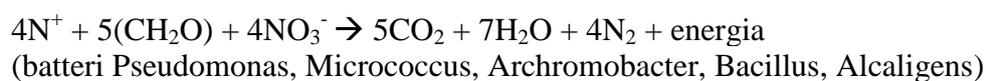
La tecnologia di denitrificazione presente presso lo stabilimento Caviro di Faenza è del tipo denominato Nitro-Denitro ove il liquame, chiarificato dall'impianto di flottazione, viene alimentato alla vasca di denitrificazione e da questa a quella ossidativa di nitrificazione; il consistente ricircolo di miscela areata alla vasca di denitrificazione, la cui portata è determinata in base alla velocità di degradazione dei nitrati ed alla concentrazione in vasca di aerazione, comporta consumi energetici di notevole importanza.

Le reazioni, in successione, che operano la trasformazione sono:

- Fase di aerazione con ossidazione dell'azoto ammoniacale a nitrito e poi a nitrato:



- Fase in anossia ove le forme di azoto ossidate sono ridotte in azoto molecolare



Tale tecnologia comporta elevati costi di investimento ma consente di ottenere un abbattimento pari al 70-95% dei nitrati e del 15-90% dei fosfati consentendo il rispetto dei limiti di legge per lo scarico in pubblica fognatura.



Fig.11 Vista fase aerobica impianto di depurazione

E' presente in aggiunta un impianto di desolfurazione delle acque reflue provenienti dalla rigenerazione dei mosti per l'abbattimento dei solfati, che genera solfato di calcio, caratterizzato e destinato allo spandimento agronomico ai sensi della legge 75/10 in materia di fertilizzanti.

Il tenore di fosfati è invece regolato secondo necessità nello stadio di decantazione finale.

L'attività di pulizia dei fumi generati dalla termovalorizzazione di rifiuti svolta nella centrale termoelettrica asservita allo stabilimento genera, ad opera dell'elettrofiltro ad umido, uno scarico di acque reflue il quale necessita di specifici pretrattamenti prima di essere convogliato all'impianto di depurazione finora descritto. Tale impianto di trattamento chimico-fisico è composto dalle successive fasi:

- Tinetto di coagulazione ove si ha iniezione di cloruro ferrico come agente coagulante;
- Tinetto di basificazione ove attraverso aggiunta di soda caustica il pH viene portato a livelli superiori a 9;
- Tinetto di flocculazione con precipitazione del coagulato, processo favorito dal livello pH determinato nella fase precedente e da inserimento di polielettrolita;
- Chiarificatore lamellare ove ha luogo la decantazione finale, il liquido chiarificato è ora inviato ad un filtro a sabbia e successivamente al trattamento biologico nella sezione ossidativa del depuratore aziendale mentre i fanghi vengono inviati a centrifugazione;

Onde verificare il corretto funzionamento del sistema di depurazione vengono, con cadenza regolare, analizzati i seguenti parametri indicativi della funzionalità dell'impianto:

- $\text{NH}_3$  nei reflui
- Acidità Volatile espressa come acido acetico ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ )
- Alcalinità dei liquami
- COD: per determinare il potenziale di metanazione
- Fos-Tac: rapporto tra acidi organici volatili e capacità tampone alcalina, fornisce informazioni sul rischio di acidificazione in un impianto di biogas.
- Nitriti e Nitrati presenti nei liquami digeriti per controllare il livello di degradazione delle sostanze azotate.
- Cloruri, Solfati, Fosforo, Azoto e solidi sospesi totali nelle acque di scarico per verificare la rispondenza ai limiti di legge.

## 2.4 Attività Energetiche

L'attività svolta nel complesso produttivo è caratterizzata da un ingente fabbisogno di energia elettrica e termica (sotto forma di vapore), tale energia viene prodotta in modo centralizzato sia per il soddisfacimento delle esigenze interne che per la cessione di parte della energia elettrica alla rete nazionale. I sistemi energetici presenti possono essere inoltre suddivisi in due settori, distinguendo per proprietà e per tipologia impiantistica:

1) Combustione di **biomasse, CdR** (combustibili derivati da rifiuti), **biogas e metano** nella **centrale termica** accoppiata ad un ciclo a vapore ad uno spillamento di proprietà di Enomondo srl per una potenza massima pari a 44.5 MWth, composta dalle caldaie:

- Ruths con potenza pari a 44,5 MWth
- CCT con potenza pari a 22 MWth
- Galleri con potenza pari a 30 MWth

2.4 Girola con potenza pari a 5 MWth

con associati:

2.5 1 x 13.700 kWel turboalternatore Fincantieri

2.6 1 x 2.270 kWel turboalternatore KKK

2.7 1 x 1.140 kWel turboalternatore KKK

2) Utilizzo del **biogas** prodotto dalla digestione anaerobica nei tre **motogeneratori** Jenbacher:

2.8 2 x 2.600 kWth che producono 1064 kWel di proprietà Caviro Distillerie

2.9 1 x 2.500 kWth che producono 999 kWel di proprietà Caviro Distillerie

Attualmente l'attività di combustione e produzione di energia elettrica svolte nel sito Caviro-Enomondo risulterà quindi di potenzialità pari alla somma delle suddette quantità:

**Potenza Termica Massima Autorizzata Generata da Combustione:**

$$44.5 + 2.6 + 2.6 + 2.5 = 52.2 \text{ MWth}$$

**Potenza Elettrica Massima Generata:**

$$13,700 + 1,140 + 2,270 + 1,064 + 1,064 + 0,999 = 20,237 \text{ MWeI}$$

Queste attività di recupero energetico dei rifiuti svolte da Enomondo srl e Caviro srl sono autorizzate all'utilizzo dei seguenti materiali combustibili:

- Recupero energetico tramite co-incenerimento in centrale termoelettrica

Codice CER	Descrizione dei rifiuti
191210	Combustibile derivato da Rifiuti (CdR)
190699	Biogas
020103 - 020107	Scarti vegetali
020301 - 020303	Scarti vegetali
020304 - 020701	Scarti vegetali
020704	Scarti vegetali
030101 - 030105	Rifiuti dalla lavorazione del legno e affini trattati
030301 - 150103	Rifiuti dalla lavorazione del legno e affini trattati
170201 - 200138	Rifiuti dalla lavorazione del legno e affini trattati
040221 - 040222	Rifiuti da fibra tessile
030307 - 030310	Scarti di pulper
190501	Frazioni di rifiuti urbani e simili da trattamento aerobico non compostati (sovalli da impianti di compostaggio)
190503	Compost fuori specifica (biostabilizzato)
191207	Legno non contenente sostanze pericolose proveniente da raccolta differenziata e successiva selezione manuale per eliminare presenza di legno trattato
191212	Sovalli da trattamento meccanico
200201	Sfalci e potature
020705	Fanghi centrifugati

Tab.3 Combustibili autorizzati centrale termoelettrica

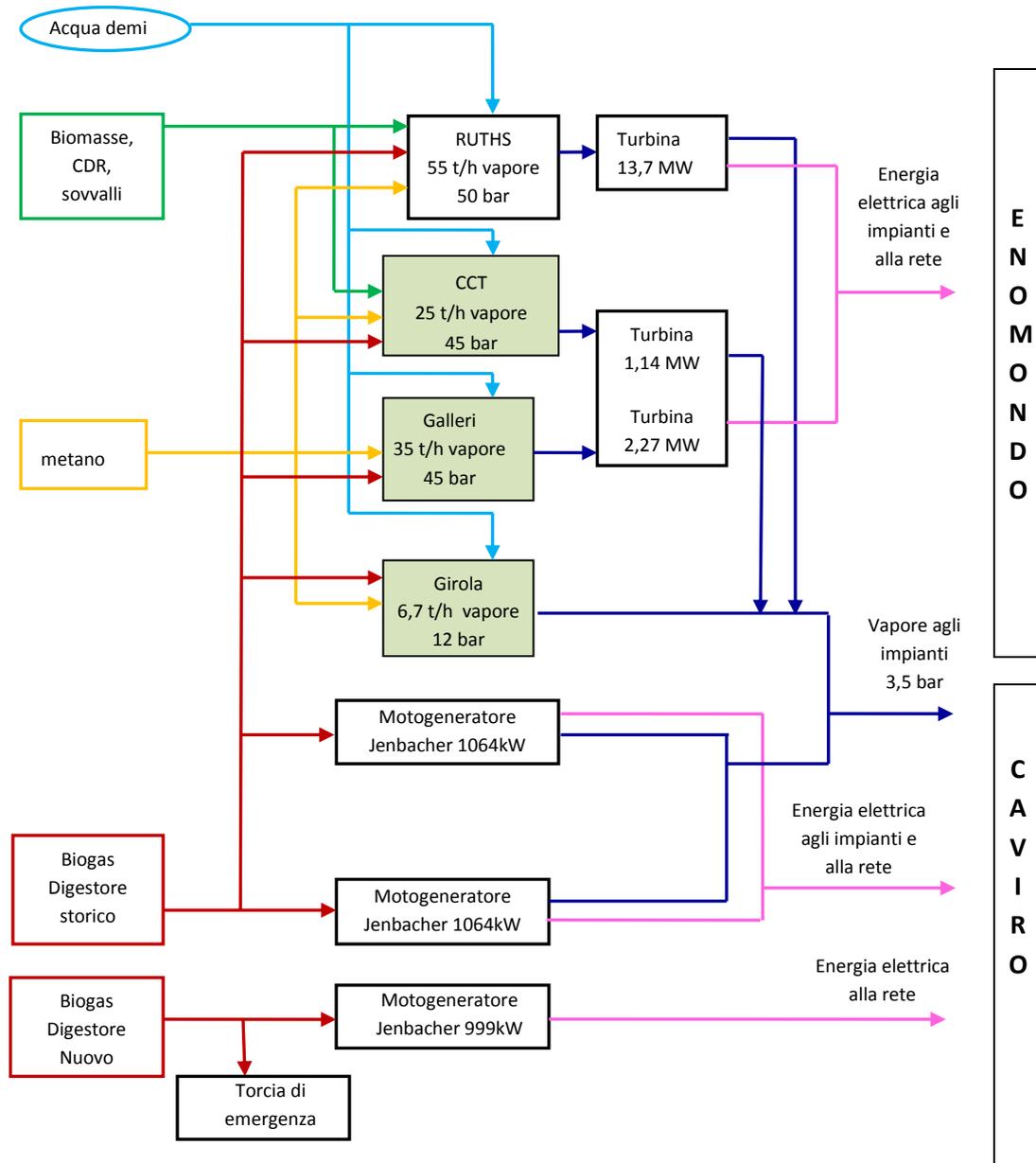
- Recupero energetico tramite combustione in motogeneratori

Codice CER	Descrizione dei rifiuti
190699	Biogas

Tab.4 Combustibili autorizzati motogeneratori

Per un ammontare annuo totale massimo di rifiuti speciali non pericolosi pari a 114.000 tonnellate, delle quali non più di 13.000 possono essere costituite da CdR (combustibile derivato da rifiuti).

## Schema generale sistemi energetici stabilimento Caviro-Enomondo



### 2.4.1 Centrale Termoelettrica

L'attività è svolta nella centrale termoelettrica composta da 4 caldaie , di cui due (caldaia Ruths e caldaia CCT) alimentate a policombustibile (principalmente biomasse solide, nonché biogas e Combustibile derivato da Rifiuti) e due (caldaia Galleri e caldaia Girola) alimentate entrambe a metano e biogas, aventi potenza termica nominale rispettivamente pari a 44,5 MWth, 22MWth, 30MWth e 5MWth.

Le tre caldaie CCT, Galleri, Girola sono attualmente funzionanti in parallelo alla nuova caldaia Ruths, fino alla sua messa in regime e successivamente utilizzate come “riserva fredda” e attivate solo nei casi di fermate programmate e di emergenza.

Relativamente all'utilizzo come combustibile di biomasse solide (costituite in gran parte da vinaccia esausta e scarti vegetali provenienti dallo stabilimento produttivo stesso o rifiuti da conferimenti esterni), biogas (prodotto, in fase di digestione anaerobica, nel depuratore aziendale) e CdR, tale attività energetica si configura altresì come attività di recupero di rifiuti speciali non pericolosi.

La caldaia ad alta pressione Ruths è accoppiata ad una turbina a condensazione (di potenza nominale pari a 13.7 MWel) con spillamento intermedio per soddisfare tutte le utenze termiche del sito, mentre le rimanenti caldaie sono accoppiate a due turbine a contropressione , aventi potenza elettrica nominale pari a 1,14 MWel e 2,27 MWel, e forniscono vapore agli impianti a 3,5 bar. La caldaia a bassa pressione Girola, produce invece vapore a 10 bar, la cui pressione viene ridotta sempre a 3,5 senza recupero di energia elettrica.

Essendo, durante la normale operatività, in funzione la sola caldaia ad alta pressione Ruths, nella presente trattazione non verranno ulteriormente descritte le caldaie ausiliarie e di emergenza afferenti alla centrale termica.



Fig.12 Vista della Centrale Termoelettrica associata alla caldaia policombustibile Ruths

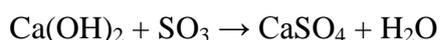
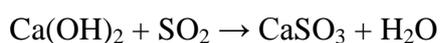
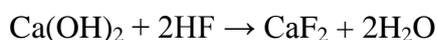
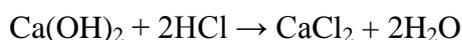
La caldaia Ruths ad alta pressione è dotata di una griglia mobile a gradini raffreddata ad aria con movimentazione di tipo idraulico quale sistema di combustione delle biomasse e del CdR, è previsto in aggiunta il possibile utilizzo di metano e/o biogas come combustibili ausiliari e di supporto attraverso bruciatori presenti all'interno della camera di combustione della caldaia, nella zona immediatamente soprastante la griglia e nel surriscaldatore, appositamente realizzato esternamente alla caldaia stessa onde disporre di una maggior flessibilità operativa e funzionale. L'alimentazione dell'aria comburente è suddivisa in primaria e secondaria per meglio adattarsi ai differenti tipi di combustibile, con emissioni di CO garantite < 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

Il rendimento di caldaia si attesta al 75% mentre quello di cogenerazione a circa l'80%, con rendimento elettrico pari al 22%.

### **Trattamento Fumi**

I fumi di combustione sono convogliati ad un camino a tiraggio forzato dell'altezza di 50 metri, fornito di un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) per il controllo dei parametri di interesse ambientale di maggior rilevanza. Tali effluenti subiscono prima dell'emissione in atmosfera una serie di post-trattamenti atti a ridurre il carico inquinante al di sotto dei limiti imposti dalle vigenti normative, nello specifico l'apparato di depurazione fumi si compone, nella sequenza, di:

- ◆ Torre di quenching, per il raffreddamento dei fumi in maniera da renderne idonea la temperatura ai successivi trattamenti, associato vi è anche l'abbattimento del particolato più grossolano e parziale condensazione dei microinquinanti gassosi.
- ◆ Reattore tipo "Venturi", per iniezione di calce idrata e carbone attivo finalizzata all'abbattimento a secco di gas acidi (quali SO<sub>x</sub>, HCl, HF), metalli pesanti e diossine mediante adsorbimento secondo le reazioni:

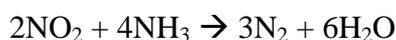


In caso di insufficienza di tale sistema al raggiungimento delle specifiche richieste, la calce idrata è sostituita da bicarbonato di sodio, che presenta maggiori rendimenti di abbattimento. Il livello di SO<sub>x</sub> nelle emissioni in atmosfera è garantito <50 mg/Nm<sup>3</sup> ed è atteso essere circa 8 mg/Nm<sup>3</sup>, per HCl è garantito < 10 mg/Nm<sup>3</sup> ed atteso 2 mg/Nm<sup>3</sup> e per diossine e furani <0,1 ng/Nm<sup>3</sup>. Tutti i limiti della centrale termica sono riferiti ad un tenore di

ossigeno nell'effluente gassoso secco pari all'11% in volume e normalizzati a 273 K, 101,3 kPa, gas secco.

- ◆ Filtro a maniche, preposto alla rimozione dalla corrente effluente del materiale particolato generato nella reazione di adsorbimento degli inquinanti (emissioni di polveri totali <10mg/Nm<sup>3</sup> garantito e 1-3 mg/Nm<sup>3</sup> atteso)
- ◆ DeNox SCR, per abbattimento NOx tramite riduzione catalitica selettiva con soluzione ammoniacale al 25% quale agente riducente e catalizzatore costituito da ossidi metallici (TiO<sub>2</sub> con V<sub>2</sub>O<sub>3</sub> e WO<sub>3</sub> come componenti attivi) con struttura a nido d'ape.

Le reazioni di riduzione sono:



Il livello di NOx nelle emissioni in atmosfera è garantito <100 mg/Nm<sup>3</sup> ed è atteso essere circa 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

- ◆ Elettrofiltro ad umido per abbattimento inquinanti acidi e per captazione di polveri, utilizzato come guardia finale in caso di rottura o malfunzionamento del precedente sistema di abbattimento con filtro a maniche.
- ◆ Denox SNCR, utilizzato solamente in caso di sfioramento dei limiti previsti, per abbattimento catalitico non selettivo di NOx tramite iniezione di soluzione acquosa di urea quale agente riducente, che durante il processo genera ammoniaca secondo la reazione:



### **Approvvigionamento Idrico**

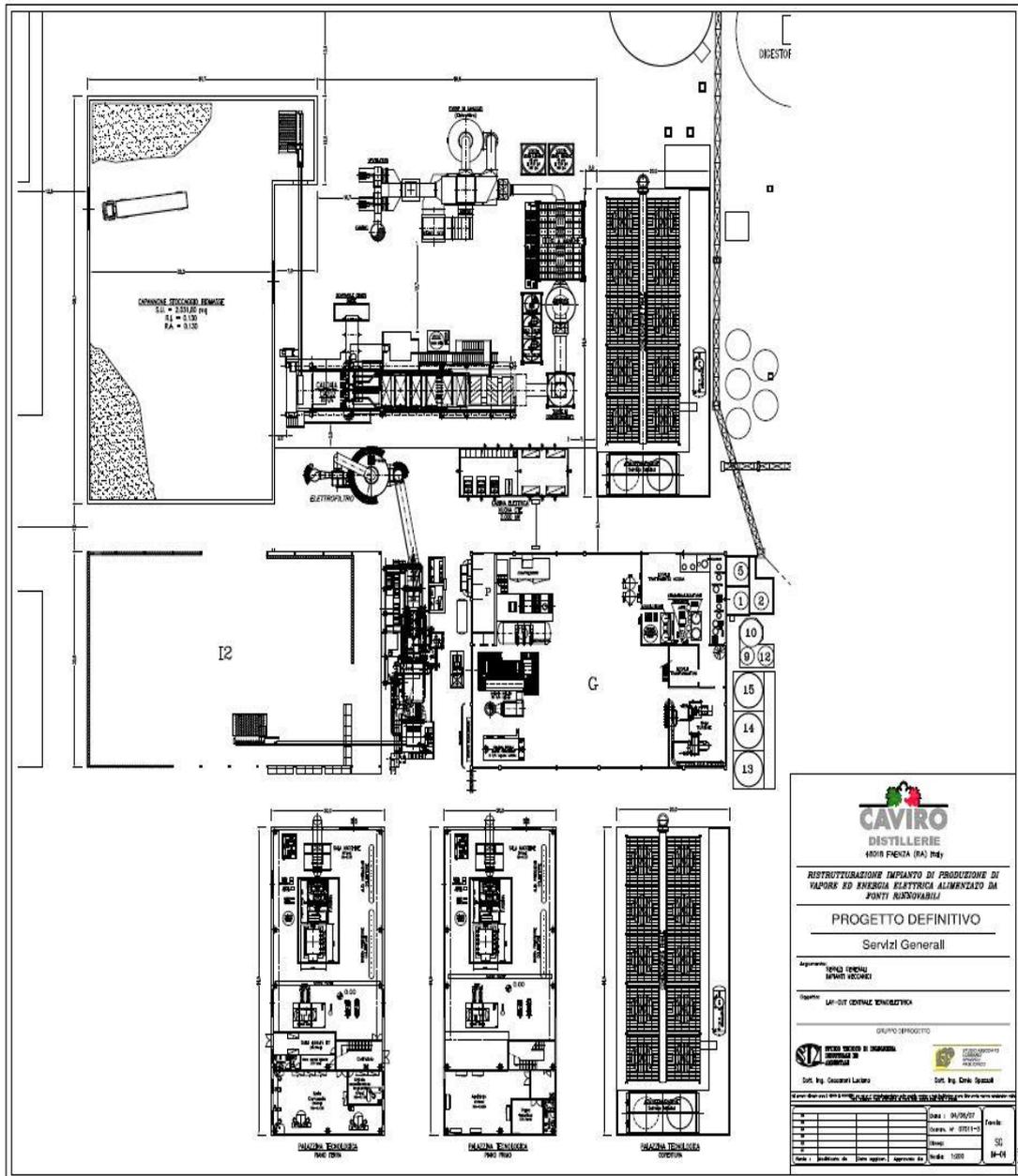
L'acqua utilizzata per i processi industriali viene emunta dal sottosuolo attraverso 4 pozzi artesiani e subisce inizialmente un trattamento di filtrazione, seguito da eventuali ulteriori lavorazioni.

Per soddisfare le esigenze della centrale termoelettrica tali acque attraversano:

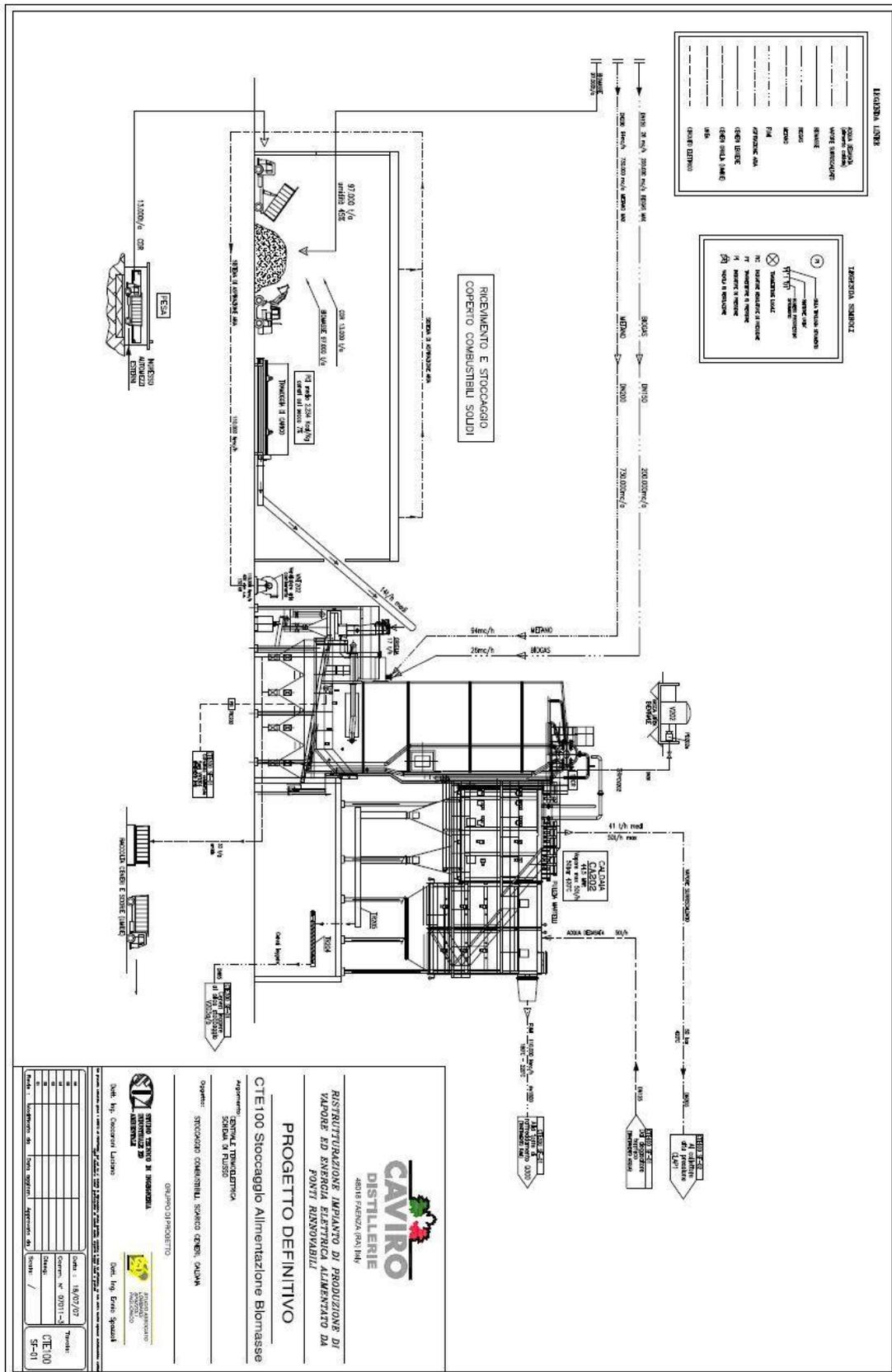
- Processo di addolcimento, per utilizzo come liquido refrigerante.
- Processo di demineralizzazione, per impiego nella produzione di vapore in caldaia, invio in turbina e successivo utilizzo per le esigenze di distilleria; tutto il vapore spillato ed inviato agli altri impianti dello stabilimento è *a perdere*, ovvero non viene ricircolato.

A seguire sono riportati lo schema in pianta ed i P&I della centrale termica associata alla caldaia Ruths, con specifici approfondimenti delle sezioni alimentazione biomassa, trattamento fumi e linea vapore.

### Pianta generale Centrale Termica



# Sezione stoccaggio ed alimentazione biomassa









## 2.4.2 Motogeneratori a biogas Jenbacher

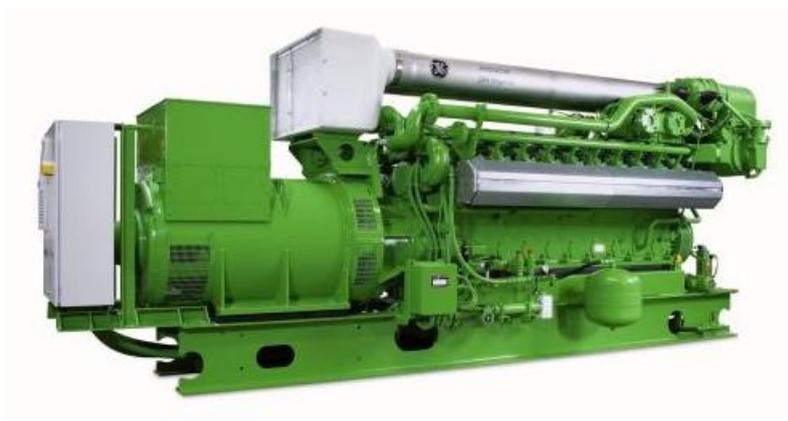
Come già accennato nei paragrafi precedenti, si distinguono due impianti di motogeneratori alimentati a biogas:

### ➤ Motogeneratori Jenbacher 2 x 1.064 kWel (2 x 2.600 kWth)

Tale impianto è composto da due motori a combustione interna Jenbacher, ognuno della potenza elettrica di 1064kW ed entrati in esercizio il 04/07/2005. I gruppi elettrogeni sono costituiti da motori a 4 tempi con sovralimentazione della miscela aria-gas e relativo intercooler, funzionanti esclusivamente a biogas ed operanti in regime di cogenerazione.

Il motore è alimentato a biogas che deve avere le seguenti caratteristiche stabilite dal DM 05/02/1998:

- Metano min. 30% vol;
- H<sub>2</sub>S max 1,5 % vol;
- Potere Calorifico Inferiore min. 12.500 kJ/Nm<sup>3</sup>;



$$\eta_{el} = 40.6\%$$

$$\eta_{th} = 42.7\%$$

$$\eta_{tot} = 83.2\%$$

Fig.13 Motogeneratore Jenbacher Type 3 Modello 320

Il carburante, generato per questo impianto dal processo di digestione anaerobica più datato, viene inviato ad un polmone di accumulo, quando il livello di tale gasometro, normalmente mantenuto a 600Nm<sup>3</sup>, si abbassa, si riduce la portata in alimentazione ad uno dei due motori fino al suo eventuale spegnimento per potenza inferiore a 533kW, in caso di ulteriore diminuzione anche il restante motogeneratore viene disattivato.

In caso di eccessiva produzione di carburante o di malfunzionamento dei motogeneratori si incrementa la quantità di biogas inviato al surriscaldatore della centrale termica ed, una volta saturata la capacità di quest'ultimo, si invia la restante quota ad un apposito bruciatore posto in camera di combustione sempre della centrale termica.

Questi motogeneratori sono dotati di due caldaie recupero fumi SIAT, ovvero caldaie a tubi da fumo funzionanti esclusivamente con il calore dei gas combusti provenienti dai motori. La loro temperatura di progetto è 500°C ed ognuna di esse è in grado di produrre 639 kg/h di vapore a 3.5 bar, che viene immesso tramite valvola pneumatica regolatrice nella rete di distribuzione del vapore per le esigenze di stabilimento.



Fig.14 Vista contenimento motogeneratori Jenbacher 1064kW e caldaie recupero fumi

Questi sistemi offrono le seguenti prestazioni:

<b>Portata massima secca [Nm<sup>3</sup>/h]</b>	4.500
<b>Altezza minima [m]</b>	4
<b>Temperatura [°C]</b>	450
<b>Durata [h/d e d/anno]</b>	24   345
<b>Concentrazione massima ammessa inquinanti [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>	
<b>Polveri totali</b>	10
<b>NOx</b>	500
<b>COT</b>	150
<b>CO</b>	650
<b>HCl</b>	10
<b>HF</b>	2

Tab.5 Prestazioni Motogeneratore Jenbacher 1064kW

I limiti sopraindicati sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi pari al 5%.  
I valori limite in concentrazione sono da intendersi come medi orari.

➤ **Motogeneratore Jenbacher 1 x 999 kWel (2.500 kWth)**

Tale impianto è costituito da un motogeneratore Jenbacher della potenza elettrica di 999kW, entrato in esercizio il 15/12/2012 ed in esercizio commerciale il 21/12/2012. Tale motogeneratore, dello stesso tipo e modello di quelli più datati, presenta caratteristiche pressoché identiche a quelli trattati nel paragrafo precedente, con l'eccezione della potenza, che è stata ridotta per essere inferiore ad 1MWel e dell'assenza del recupero di energia termica per produzione di vapore, risultando così finalizzato alla sola produzione di energia elettrica (come si può osservare dalla foto sotto ove è evidente la mancanza della caldaia recupero fumi).



Fig.15 Vista contenimento motogeneratore Jenbacher 999kW

Tale impianto è alimentato dal biogas prodotto dall'impianto di digestione anaerobica più recente, ovvero quello composto da 2 digestori da 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno e non presenta alcuna interconnessione energetica con il resto dello stabilimento. L'energia elettrica viene quindi tutta immessa nella rete nazionale, tranne quella relativa agli autoconsumi.



Fig.16 Vista impianto digestione che alimenta Motogeneratore Jenbacher 999kW

Le caratteristiche operative per questo motogeneratore sono pressoché le stesse dei macchinari esaminate in precedenza, con qualche lieve differenza riguardante i livelli di emissioni inquinanti a seguito di evoluzione nella normativa nazionale e regionale, come mostrato nella seguente tabella.

<b>Portata massima secca [Nm<sup>3</sup>/h]</b>	4.500	
<b>Altezza minima [m]</b>	4	
<b>Temperatura* [°C]</b>	450	
<b>Durata [h/d e d/anno]</b>	24	345
<b>Concentrazione massima ammessa inquinanti [mg/Nm<sup>3</sup>]</b>		
<b>Polveri totali</b>	10	
<b>NOx</b>	450	
<b>COT**</b>	150	
<b>CO</b>	500	
<b>HCl</b>	10	
<b>HF</b>	2	

Tab.6 Prestazioni Motogeneratore Jenbacher 999kW

\*per quanto attiene il limite di temperatura si ritiene che il valore indicato sia da rivedere nel caso che venga presentato un progetto per il recupero termico del calore latente dei fumi di combustione;

\*\*il valore di 150 mg/Nm<sup>3</sup> di COT si ritiene sia da riferire al valore "non metanico", secondo quanto stabilito nella DGR 1496 del 24/10/2011.

I limiti sopraindicati sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi pari al 5%.  
I valori limite in concentrazione sono da intendersi come medi orari.



## Capitolo 3

### Evoluzione normativa incentivi biogas

Allo scadere del Protocollo di Kyoto nel 2012 ed a seguito della mancanza di un ulteriore accordo internazionale, l'Unione Europea ha reagito varando unilateralmente il cosiddetto "Piano 20/20/20" che si pone come obiettivo al 2020 una riduzione del 20% dei gas serra, un aumento al 20% della quota di energia da fonti rinnovabili ed il raggiungimento del 20% di risparmio energetico.

In particolare per raggiungere la quota richiesta di energia da fonti rinnovabili a copertura dei consumi finali elettrici, termici e per il trasporto sono stati definiti obiettivi nazionali vincolanti quali, per l'Italia, il 17% complessivo con una quota di biocarburanti che dovrà raggiungere perlomeno il 10%.

L'Italia trova oggi un posizionamento molto buono relativamente alla quota di energia elettrica da fonti rinnovabili con una frazione che supera il 30% sull'energia elettrica totale.

Differente è invece la situazione relativa ai biocarburanti, che ad oggi presentano una quota obbligata pari al 5%, per la più parte ottemperata tramite importazione di biofuels di prima generazione, ovvero prodotti a partire da biomasse appositamente coltivate.

Poiché negli ultimi anni è emersa la scarsa sostenibilità ambientale dell'intero ciclo di vita dei biocarburanti di prima generazione, nel 2013 il Parlamento Europeo ha adottato alcune modifiche alle direttive 98/70 (qualità benzina e gasolio) e 2009/28 (fonti rinnovabili) ponendo un tetto massimo pari al 6% di biofuels di prima generazione al 2020, con una quota minima del 2,5% per quelli avanzati, ovvero seconda e terza generazione, che non interferiscono con la produzione alimentare mondiale.

E' probabile infine che dal 2020 l'Unione Europea conceda incentivi alla produzione di biocarburanti solo per biofuels avanzati, fra i quali rivestono notevole interesse per l'Italia:

- Biometano da rifiuti e sottoprodotti (seconda generazione)
- Biodiesel da alghe (terza generazione)

E' all'interno di questo quadro internazionale che vanno quindi ad inserirsi le evoluzioni normative che verranno di seguito riportate sui regimi incentivanti presenti in Italia in materia di energia da fonti rinnovabili.

## **3.1 Regimi incentivanti ad oggi vigenti**

### **3.1.1 Certificati Verdi e Tariffa Onnicomprensiva**

In origine i Certificati Verdi sono stati introdotti con il D.Lgs 79/1999 al fine di incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Per gli impianti entrati in esercizio prima della Legge Finanziaria 2008 i Certificati Verdi sono titoli attribuiti in misura proporzionale all'energia prodotta, indistintamente per le diverse fonti per un periodo originalmente pari a 8 anni, prolungato a 12 anni a seguito del D.Lgs 152/2006.

Il ricavo derivante dalla vendita dei CV, in un mercato garantito da un certo livello di domanda obbligatoria, rappresenta l'incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Separatamente dalla vendita dei CV, la valorizzazione dell'energia immessa in rete fornisce la seconda voce di ricavo per gli impianti a fonte rinnovabile e l'unica al termine del periodo di incentivazione.

La Legge Finanziaria 2008 ha apportato delle modifiche sostanziali allo schema descritto, a beneficio degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007.

Le principali novità riguardanti il sistema dei CV sono due:

1. il periodo di incentivazione è aumentato a 15 anni;
2. il numero dei CV attribuiti all'energia prodotta viene differenziato a seconda della fonte rinnovabile;

Oltre a questa revisione, a beneficio esclusivo degli impianti più piccoli viene introdotto un nuovo schema di incentivazione, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei CV, a tali impianti è concessa la possibilità di optare per delle tariffe di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, differenziate per fonte, anch'esse riconosciute per un periodo di quindici anni.

Tali tariffe sono denominate Onnicomprensive poiché includono sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica.

Queste disposizioni non si applicano agli impianti alimentati da fonte solare, per i quali è previsto un meccanismo di incentivazione ad hoc, il Conto Energia.

### **3.1.2 Regime di incentivazione attuale centrale termoelettrica Ruths**

La centrale termoelettrica Ruths, entrata in esercizio in data 20/05/2010 ed in esercizio commerciale in data 25/05/2010, usufruisce del meccanismo incentivante dei Certificati Verdi.

Come già accennato, per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007 l'entità dell'incentivazione è differenziata in base alla fonte rinnovabile che alimenta l'impianto, oltre che dal tipo di intervento realizzato e dall'energia netta prodotta.

I CV sono attribuiti, per un periodo di 15 anni, moltiplicando l'energia riconosciuta come incentivabile ( $E_i$ ) per un coefficiente  $K$ , il cui valore è differenziato in base alla fonte rinnovabile utilizzata.

$$E_{cv} = K \times E_i$$

A seguito della Legge Finanziaria 2007 sono state modificate le precedenti disposizioni escludendo i rifiuti non biodegradabili dal beneficio degli incentivi riservati alle fonti rinnovabili, per cui possono essere incentivati solo i rifiuti totalmente biodegradabili, che sono da includere tra le biomasse.

Nel caso di impianti alimentati a rifiuti non completamente biodegradabili, l'incentivo è limitato alla sola quota di energia elettrica prodotta imputabile alla frazione biodegradabile.

La quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili, riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti, per impianti che utilizzano rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata o combustibile da rifiuti (conforme all'art. 183 del D.Lgs. 152/2006) è posta forfettariamente pari al 51% della produzione complessiva.

Numerazione L. 244/2007	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1,00
1-bis	Eolica off-shore	1,50
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,80
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e Biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Tab.7 Valore del coefficiente K in base alla tipologia di fonte

Le biomasse ed i biogas che possono accedere a tale coefficiente devono essere costituite esclusivamente dalla parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse; le suddette biomasse devono inoltre rientrare in una delle due seguenti tipologie:

- biomassa da intese di filiera, cioè biomasse prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui gli articoli 9 e 10 del D.Lgs. 27/7/2005 n.102;
- biomassa da filiera corta, cioè biomasse prodotte entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica;

Nella Tabella che segue è riportato il calcolo dei CV ottenuti nell'anno 2013 dalla CT Ruths abbinata al ciclo a vapore descritto in precedenza.

Il conteggio dei CV è, come da normativa, differenziato per tipologia di combustibile, considerando per ognuno la frazione biodegradabile e il fattore moltiplicativo K, il bonus derivante da filiera è infine considerato a parte.

Si può osservare come nel 2013 siano stati ottenuti dalla centrale termica in questione 68.519 CV che, valorizzati sul mercato, portano un corrispettivo economico pari a circa 6.150.000 €/anno.

Il quantitativo totale di biogas combusto nel surriscaldatore risulta essere pari a 1.015.390 Nm<sup>3</sup>, attraverso il quale si ottengono 1.366 CV che portano ad un corrispettivo economico incentivante di circa 125.000€.

Calcolo CV Ruths 2013 al 31/12/2013						
TIPO COMBUSTIBILE	CODICE CER	K CV	K CV Filiera	CV Gen-dic senza filiera	CV Gen-nov filiera	CV Dic filiera
Vinaccia (gen-nov 2013)	sottoprodotto	1,30	0,50	16.917	6.507	
Vinaccia (dic 2013)	sottoprodotto	1,30	0,50	1.651		635
CDR	191210	1,30	0,00	6.712		
Sfalci e potature	200201	1,30	0,00	8.211		
Sowalli interni	191212	1,30	0,00	4.193		
Sowalli esterni	191212	1,30	0,00	6.499		
Sowalli esterni	190501	1,30	0,00	4.401		
Sowalli esterni	190503	1,30	0,00	61		
Scarti di legno	030105	1,30	0,00	2.234		
Legno diverso da 191206	191207	1,30	0,00	6.382		
Legno sottoprod. (non filiera)	sottoprodotto	1,30	0,00	1.164		
Legno sottoprod. (gen-nov 2013)	sottoprodotto	1,30	0,50	806	310	
Legno sottoprod. (dic 2013)	sottoprodotto	1,30	0,50	284		109
PKS	sottoprodotto	1,30	0,00	78		
Biogas (non filiera)	190699	0,80	0,00	394		
Biogas (gen-nov 2013)	sottoprodotto	0,80	1,00	396	496	
Biogas (dic 2013)	sottoprodotto	0,80	1,00	36		45
Metano		0,00	0,00	0		
<b>TOT</b>				<b>60.418</b>	<b>7.312</b>	<b>789</b>
				<b>68.518,91</b>		

Tab.8 Conteggio CV 2013 centrale termoelettrica Ruths

### 3.1.3 Regime di incentivazione attuale Motogeneratori Jenbacher 1064 kW

L'impianto cogenerativo costituito dai due motogeneratori Jenbacher della potenza di 1064kWel ciascuno, entrato in esercizio in data 04/07/2005 usufruisce del meccanismo incentivante per la produzione di energia elettrica dei Certificati Verdi, regolamentato secondo il D.Lgs. 79/1999, ovvero con una premialità proporzionale alla quantità di energia elettrica prodotta, senza distinzione fra tecnologie e tipologia di fonte.

Stimando una produzione elettrica media annua di tale impianto come pari a 12.000 MWh, poiché come detto  $K=1$ , si ottengono 12.000 CV che, valorizzati sul mercato al valore corrente del 2014 di circa 97,5€/MWh, generano un ricavo pari a 1.170.000€.

### 3.1.4 Regime di incentivazione attuale Motogeneratore Jenbacher 999kW

Per questo impianto, entrato in esercizio il 15/12/2012 ed in esercizio commerciale il 21/12/2012, con potenza nominale media annua non superiore ad 1 MWel, si è optato per lo schema di incentivazione relativo alla Tariffa Onnicomprensiva (TO), che costituisce quindi l'unica fonte di remunerazione dell'energia elettrica.

Diversamente dai CV, che sono riconosciuti sulla base dell'energia netta generata e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione autoconsumata, le TO sono riconosciute in funzione della sola energia netta immessa in rete.

Nel sistema delle TO, a seconda della categoria di intervento, cambia la quota di energia netta immessa in rete ( $E_r$ ) che può essere incentivata ( $E_i$ ).

$$I_{TO} = V_{TO} \times E_i$$

$V_{TO}$ : valore tariffa onnicomprensiva

$I_{TO}$  = valore incentivo

L'articolazione delle tariffe in funzione della fonte che alimenta l'impianto porta nel caso di:

“biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009”

Ad avere una tariffa  $V_{TO} = 280 \text{ €/MWh}$  ed  $E_r = E_i$

Tale tariffa, applicata ad una immissione in rete elettrica nazionale media annua di 7.500 MWh, porta ad un ricavo totale pari a 2.100.000€.

### **3.2 DM 6 Luglio 2012**

Per gli impianti alimentati a biomasse e biogas, al fine di determinare la tariffa incentivante di riferimento, il GSE identifica, sulla base di quanto riportato nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto da quali tipologie è alimentato l'impianto;

Nella situazione in questione la classificazione rispecchia il gruppo b) ovvero:

b )Sottoprodotti di origine biologica definiti dalla Tabella 1-A allegata al D.M.

- Sottoprodotti di origine animale;
- Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale;
- Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali
- Sottoprodotti provenienti da attività industriali

#### **Transizione a incentivazione con DM 6 Luglio 2012**

Per un impianto entrato in servizio in data antecedente al 31/12/2012 e che ha acquisito il diritto di godimento dei CV è riconosciuto per il residuo periodo di diritto, successivo al 2015, un incentivo calcolato secondo la formula:

$$I = k \times (180 - Re) \times 0.78$$

Ove  $k=1$  per gli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2007

$Re$ = prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa autorità.

Questo porta, considerando un valore di  $Re$  pari a 51€/MWhel ad avere un corrispettivo del valore del certificato verde pari a circa 100€.

Per l'impianto costituito dai motogeneratori Jenbacher 1064kW, entrati in esercizio prima del 2008 ciò si traduce in una tariffa incentivante pari a circa 100€/MWh poiché  $K=1$ .

## 3.3 Decreto Spalma Incentivi

### 3.3.1 Finalità, ambito di applicazione e calcolo nuovo incentivo

A seguito della volontà, a livello governativo, di giungere ad una significativa riduzione degli oneri statali annui sui prezzi e sulle tariffe elettriche degli incentivi alle energie rinnovabili, andando nel contempo a massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine dagli impianti esistenti, il 23 dicembre 2013 è stato emanato Decreto Legge n°145 convertito, con modificazioni, dalla Legge n°9 del 21 febbraio 2014.

Secondo le linee guida definite da tale documento, i titolari degli impianti che beneficiano di incentivi sotto forma di *certificati verdi (CV)*, *tariffe onnicomprensive (TO)* oppure *tariffe a premio* possono, per tali impianti, optare in misura alternativa per:

- a) il **proseguito del regime incentivante** attualmente corrisposto per il residuo periodo di diritto; adottando questa opzione si ha però una preclusione all'accesso, a decorrere dal termine di tale periodo e per una durata di 10 anni, ad ulteriori strumenti incentivanti (inclusi ritiro dedicato e scambio sul posto), a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica per interventi di qualsiasi tipo realizzati sullo stesso sito.
- b) una **rimodulazione dell'incentivo** spettante, volta a valorizzare l'intera vita utile dell'impianto; tale incentivo, ridotto di una percentuale specifica per ogni tipologia di impianto viene applicato per un periodo temporale rinnovato, pari al residuo periodo di incentivazione originario prolungato di 7 anni.

L'entità della rimodulazione è inoltre effettuata tenendo in considerazione il residuo periodo di incentivazione, il tipo di fonte rinnovabile e la modalità di incentivazione, rispettando il principio di equivalenza dei flussi economici, riconoscendo tuttavia i costi indotti dall'operazione di rimodulazione stessa.

La normativa in questione va a trovare applicazione sul territorio nazionale per circa 2.000 impianti a certificati verdi, 2.800 impianti a tariffa onnicomprensiva, e 550.000 impianti fotovoltaici in conto energia, che possono essere suddivisi in tre gruppi:

- Impianti incentivati con CV per un periodo di 12 anni.
- Impianti incentivati con CV o tariffa onnicomprensiva per un periodo di 15 anni.
- Impianti fotovoltaici incentivati tramite Conto Energia per un periodo di 20 anni.

Alla luce del fatto che gli impianti fotovoltaici presentano una diversa specificità in termini di modalità di incentivazione, durata periodo incentivante, struttura dei costi, numerosità, varietà tipologica e dimensionale e modalità d'uso e di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta (scambio sul posto, autoconsumo, cessione alla rete o ritiro dedicato), la legge n°145 2013 ha trovato applicazione nel corso del 2014 attraverso due differenti decreti emanati dal Ministro per lo Sviluppo Economico, i cosiddetti decreti "*Spalma Incentivi*".

Di questi l'uno riguarda solamente gli impianti fotovoltaici (Legge 11 agosto 2014 n°116) ed è informalmente denominato come *Spalma Incentivi FV*, mentre l'altro è relativo a tutte le tipologie escluse dal primo (decreto 6 novembre 2014) ed è contraddistinto con il nome di *Spalma Incentivi non FV*.

Nella presente trattazione, considerando che fra le tipologie impiantistiche afferenti il gruppo Caviro non vi sono sistemi energetici alimentati da radiazione solare, verrà nel seguito analizzato in dettaglio unicamente il decreto *Spalma Incentivi non FV*.

### **Modalità di esercizio dell'opzione di rimodulazione**

Questo stabilisce che gli impianti che usufruiscono delle modalità di incentivazione precedentemente vigenti debbano sottostare ai nuovi vincoli a partire dal 1 gennaio 2015.

I titolari degli impianti, nel caso intendano optare per l'incentivazione rimodulata devono, secondo il decreto, inoltrarne richiesta entro 90 giorni dalla pubblicazione in gazzetta ufficiale dello stesso (avvenuta il 18/11/2014), secondo le modalità di comunicazione definite dal GSE (Gestore Servizi Energetici) e disponibili in rete a partire dal 19/12/2014.

### **Disposizioni specifiche per i soggetti che aderiscono alla rimodulazione**

Col fine di adeguare le autorizzazioni degli impianti ai nuovi periodi di incentivazione rimodulati, che possono anche superare eventuali prescrizioni temporali precedenti, entro 6 mesi dall'entrata in vigore del decreto, il GSE comunica a tutti i soggetti interessati (regioni ed enti locali) l'elenco dei sistemi energetici aderenti, i quali hanno diritto al prolungamento dei permessi fino al termine del nuovo regime incentivante.

Gli impianti che aderiscono all'incentivo rimodulato non possono usufruire di alcuna altra forma di incentivazione a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica (esclusi ritiro dedicato e scambio sul posto) fino al termine del nuovo regime, anche in caso di rinuncia allo stesso, fatti salvi i casi in cui l'impianto subisca interventi di potenziamento o di integrale ricostruzione per i quali risulta:

- Per potenziamento, la maggiore quota di produzione può essere incentivata secondo le vigenti normative.
- Per integrale ricostruzione effettuata a partire dal quinto anno successivo al termine del periodo di incentivazione originario, l'incentivo è interamente determinato dalle vigenti normative.
- Per rifacimento totale di impianti a biomassa con  $P_{el} < 1\text{MW}$  effettuati a partire dal quinto anno successivo al termine del periodo di incentivazione originario, l'incentivo è interamente determinato dalle vigenti normative.
- In caso di estensione maturata del periodo di diritto delle tariffe fisse onnicomprensive o dei certificati verdi, questo viene goduto al termine della durata dell'incentivazione rimodulata, con il valore della tariffa nel primo caso e del fattore moltiplicativo  $K$  nel secondo, pari a quelli vigenti prima della rimodulazione.
- Per gli impianti ottenenti certificati verdi, per le produzioni realizzate fino al 31/12/2020, il parametro  $R_e$  (prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente) è, su richiesta del produttore, fisso e pari a quello registrato nell'anno 2012, tranne che per impianti a biomasse o a bioliquidi cogenerativi ovvero integrati in Reti Interne di Utente o in Sistemi Efficienti di Utente secondo il DM 6 luglio 2012.

### **Calcolo del nuovo incentivo**

Per la determinazione della entità del nuovo incentivo rimodulato occorre calcolare il valore del parametro  $S$ , arrotondato alla terza cifra decimale con criterio commerciale, che tiene conto dell'età, del regime incentivante e della tipologia di fonte rinnovabile sfruttata:

$$S = \frac{[(p)^R - 1] \times (p)^{R+7}}{[(p)^{R+7} - 1] \times (p)^R}$$

**R:** residuo periodo di diritto agli incentivi originari, espresso in anni e centesimi di anno e calcolato dividendo per 365 i giorni intercorrenti fra la data in cui termina l'incentivo originario ed il 1 marzo 2015, approssimando per eccesso alla seconda cifra decimale.

**p:** parametro che introduce una stima dei costi indotti dalle operazioni di rimodulazione e può assumere i valori sotto riportati.

- 1,02 per impianti il cui diritto di incentivazione originario termina entro il 31/12/2020.
- 1,03 per impianti il cui diritto di incentivazione originario termina dopo il 31/12/2020 ed entro il 31/12/2028.
- 1,022 per impianti non eolici, geotermici o idroelettrici, il cui diritto di incentivazione originario termina entro il 31/12/2020.
- 1,032 per impianti non eolici, geotermici o idroelettrici, il cui diritto di incentivazione originario termina dopo il 31/12/2020 ed entro il 31/12/2028.

Noto il valore di suddetto parametro S, si può proseguire nell'identificazione dell'entità del nuovo regime incentivante secondo le seguenti casistiche:

1. Per gli impianti incentivati tramite **certificati verdi** il nuovo incentivo rimodulato  $I_{rinn}$  è quindi calcolato secondo la formula:

$$I_{rinn} = S \times I$$

I: coefficiente moltiplicativo pari a 1 per impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2007 oppure con valore secondo la Tab. 2 presente nella legge 24 dicembre 2007.

2. Per gli impianti incentivati tramite **tariffa onnicomprensiva**, il nuovo valore  $T_{new}$  è quindi calcolato secondo la formula:

$$T_{new} = S \times (T_{old} - P_c) + P_c$$

$T_{old}$ : tariffa onnicomprensiva originaria

$P_c$ : valore del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, in attuazione dell'art. 13, comma 3, del D.Lgs 29 dicembre 2003 n°387, registrato nell'anno precedente a quello in cui ha inizio la rimodulazione, ovvero nel 2014.

### 3.3.2 Applicazioni Spalma Incentivi non FV a sistemi energetici Caviro

Si evidenzia come la decisione debba essere trasmessa entro il 16 febbraio 2015.

Nella presente sezione si andrà a valutare l'evoluzione del regime incentivante a seguito dell'eventuale adesione allo Spalmaincentivi non FV ed a raffrontarla con la alternativa prosecuzione delle tariffe vigenti, assumendo come valore dei certificati verdi per gli anni a venire quello relativo all'anno 2014, ovvero 97,50 €

Assumendo, ai fini dei calcoli, le seguenti grandezze:

- $I = 1$  Per impianto Motogeneratori Jenbacher 2 x 1064kW
- $I = k * n^{\circ}CV = 0,9$  Per Centrale Termoelettrica Ruths (ovvero il rapporto fra energia elettrica netta espressa in MWh e numero di CV prodotti)
- $Told = 280 \text{ €/MWh}$  Per impianto a tariffa onnicomprensiva
- $Pc = 51 \text{ €/MWh}$
- $p = 1,032$  Per impianti Jenbacher 2 x 1064kW e 999kW
- $p = 1,022$  Per centrale termoelettrica Ruths

**Tabella di analisi degli effetti del Decreto Spalmaincentivi sui sistemi energetici dello stabilimento produttivo Caviro-Enomondo**

Analisi Effetti Decreto Spalmaincentivi e DM 06/07/2012 su Sistemi Energetici Caviro-Enomondo												
IMPIANTO	Data fine incentivo	R*	p	S**	I	I <sub>rim</sub> ***	corrispettivo annuo attuale	corrispettivo alla data di fine incentivo	corrispettivo annuo con il nuovo incentivo	corrispettivo alla data di fine nuovo incentivo (+7 anni)	valore % del nuovo incentivo	Perdita % su incentivo attuale
IAFR 3693 Centrale Termica Ruths	24/05/2025	10,233	1,032	0,658	0,90	0,59	€ 6.142.500	€ 62.855.445	€ 4.040.393	€ 69.627.603	65,8%	34,2%
	residui:						ipotizzata una					
	10 anni 85 giorni						media di 70000 MWh/anno					
IAFR 1280 Motogen. Jenbacher 2x1064kW	03/07/2020	5,342	1,022	0,466	1,000	0,47	€ 1.170.000	€ 6.250.685	€ 545.185	€ 6.728.925	46,6%	53,4%
	Residui:						ipotizzata una					
	5 anni 125 giorni						media di 12000 MWh/anno					
IAFR 7042 Motogen. Jenbacher 999kW	20/12/2027	12,808	1,032	0,715		215,07	€ 2.100.000	€ 26.897.260	€ 1.613.032	€ 31.951.299	76,8%	23,2%
	Residui:						ipotizzata una					
	12 anni 295 giorni						media di 7500 MWh/anno immessi in rete					

**Tabella degli incentivi cumulati con o senza Spalmaincentivi sui sistemi energetici dello stabilimento produttivo Caviro-Enomondo**

ANNO	CT Ruths		Jen 2x1064kW		Jen 999kW	
	cumulato attuale incentivo	cumulato nuovo incentivo	cumulato attuale incentivo	cumulato nuovo incentivo	cumulato attuale incentivo	cumulato nuovo incentivo da 2017
	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -	€ -
2015	€ 6.142.500	€ 4.040.393	€ 1.170.000	€ 545.185	€ 2.100.000	€ 1.613.032
2016	€ 12.285.000	€ 8.080.787	€ 2.340.000	€ 1.090.370	€ 4.200.000	€ 3.226.065
2017	€ 18.427.500	€ 12.121.180	€ 3.510.000	€ 1.635.554	€ 6.300.000	€ 4.839.097
2018	€ 24.570.000	€ 16.161.574	€ 4.680.000	€ 2.180.739	€ 8.400.000	€ 6.452.130
2019	€ 30.712.500	€ 20.201.967	€ 5.850.000	€ 2.725.924	€ 10.500.000	€ 8.065.162
2020	€ 36.855.000	€ 24.242.361	€ 7.020.000	€ 3.271.109	€ 12.600.000	€ 9.678.194
2021	€ 42.997.500	€ 28.282.754		€ 3.816.293	€ 14.700.000	€ 11.291.227
2022	€ 49.140.000	€ 32.323.148		€ 4.361.478	€ 16.800.000	€ 12.904.259
2023	€ 55.282.500	€ 36.363.541		€ 4.906.663	€ 18.900.000	€ 14.517.292
2024	€ 61.425.000	€ 40.403.935		€ 5.451.848	€ 21.000.000	€ 16.130.324
2025	€ 67.567.500	€ 44.444.328		€ 5.997.033	€ 23.100.000	€ 17.743.356
2026		€ 48.484.722		€ 6.542.217	€ 25.200.000	€ 19.356.389
2027		€ 52.525.115		€ 7.087.402	€ 27.300.000	€ 20.969.421
2028		€ 56.565.509				€ 22.582.454
2029		€ 60.605.902				€ 24.195.486
2030		€ 64.646.296				€ 25.808.518
2031		€ 68.686.689				€ 27.421.551
2032		€ 72.727.083				€ 29.034.583
2033						€ 30.647.616
2034						€ 32.260.648

Tab.9 Incentivi cumulati sistemi energetici Caviro-Enomondo

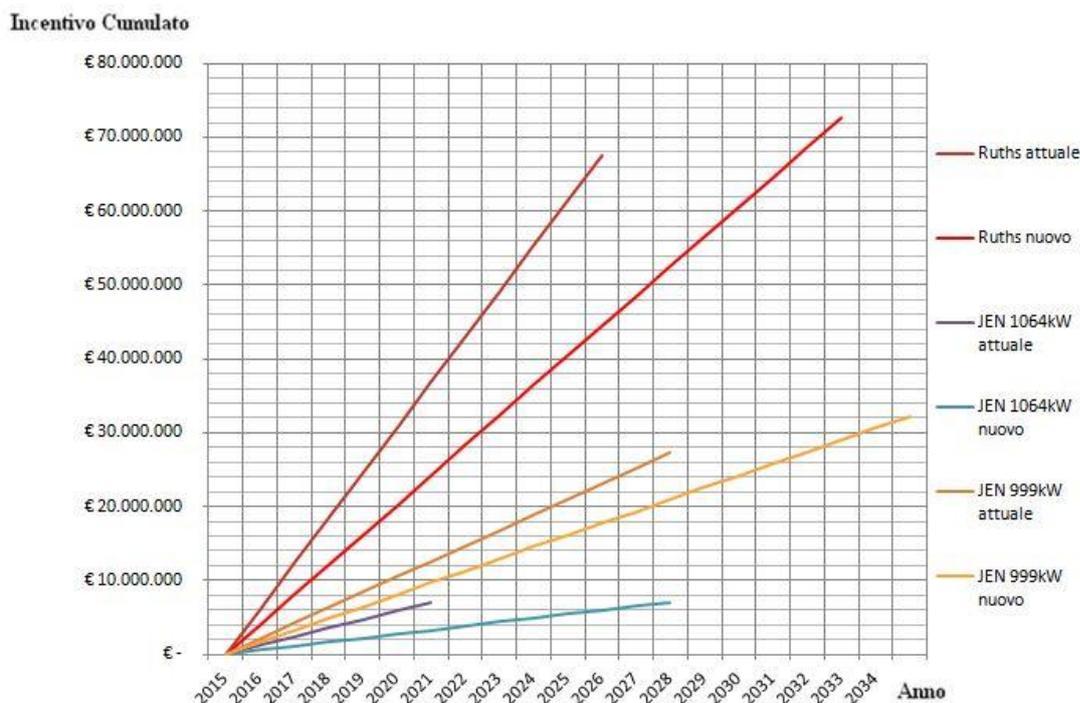


Fig.17 Grafico incentivi cumulati per i vari sistemi energetici con e senza adesione a Spalmaincentivi

### Osservazione

Gli incentivi cumulati finali nella tabella anno per anno risultano essere leggermente discordanti da quelli a consuntivo della tabella precedente, più precisi, in quanto si riferiscono ad un periodo di incentivazione che tiene conto degli anni solari nella loro interezza, non considerando eventuali mensilità non incentivate all'inizio o al termine del periodo.

### **Considerazioni:**

- Dall'analisi dei risultati così ottenuti risulta evidente come la situazione più sfavorevole sia rappresentata dall'impianto a biogas con 2 x 1064kWel Motogeneratori Jenbacher:  
un flusso di cassa cumulato sostanzialmente equivalente viene infatti, con il nuovo incentivo, corrisposto in un periodo di tempo più che raddoppiato, comportando evidenti criticità nella gestione e nella manutenzione di un sistema energetico già datato e per il quale un prolungamento della vita commerciale potrebbe risultare in un non certo vantaggio in termini di ritorno economico.
- L'impianto 999kWel Motogeneratore Jenbacher, è all'inizio della sua vita utile incentivata, la produzione di biogas che lo alimenta è separata da quella dell'impianto "storico" per cui le valutazioni sulla sua adesione o meno al nuovo regime di incentivazione necessitano di una trattazione *ad hoc* sulle prospettive future di ritorno economico.
- Per la centrale termoelettrica Ruths, il biogas in alimentazione rappresenta una minima quota del combustibile utilizzato e perciò anche per questo impianto la analisi per la scelta per il futuro percorso di tale impianto necessita di trattazione a parte in quanto vi subentrano anche ulteriori fattori quali le esigenze termiche ed elettriche per il funzionamento delle attività di distilleria.

A seguito di tali considerazioni nel prosieguo dell'opera verranno analizzati possibili sviluppi negli impieghi del biogas utilizzato attualmente nell'impianto 2 x 1064kW e nel surriscaldatore della centrale termica Ruths.

## 3.4 Evoluzione normativa incentivi biometano

### 3.4.1 Decreto 29 Aprile 2008, n.110

Le prime linee guida per la promozione dell'uso dei biocarburanti nei trasporti sono riconducibili alla promulgazione della direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio 2003/30/CE; tale direttiva, recepita ed attuata dal Governo Italiano tramite il **Decreto Legislativo 30 maggio 2005 n.128**, persegue l'obiettivo nazionale di riduzione di gas ad effetto serra incentivando l'utilizzo di carburanti rinnovabili in sostituzione di gasolio o benzina nel settore dei trasporti.

Il primo passo concreto in questa direzione è stato poi realizzato tramite la **legge 27 dicembre 2006 n.296** che ha introdotto dal 1° gennaio 2007 l'obbligo, per i soggetti che introducono sul mercato con finalità di autotrazione benzina e gasolio prodotti a partire da fonti non rinnovabili, di immettere in consumo una quota di biocarburanti prestabilita.

A seguire ed a fornire una struttura più organica e strutturata a tali principi è stato emanato dal Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali il **decreto 29 aprile 2008, n.110** ovvero il "*regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 1, comma 368, punto 3 della legge 296/2006*", di cui segue un'analisi dei punti maggiormente incisivi:

➤ Calcolo della quantità minima di biocarburanti da immettere in consumo

Onde rispettare la quota dell'obbligo di immissione di biocarburanti, tale quantità minima annua espressa in Gcal (in formula denominata Bio) è ricavabile secondo le formule:

$$\text{Bio} = Q\% \times B_{t-1}$$

$$B_{t-1} = (P_b \times X_b) + (P_g \times Y_g)$$

Q%: percentuale stabilita a norma di legge indicante la quota minima di biocarburante vigente per un determinato anno.

B<sub>t-1</sub>: contenuto termico valutato in Gcal del quantitativo di carburanti immessi in consumo.

P<sub>b</sub>: potere calorifico inferiore della benzina [Gcal/ton].

Xb: quantitativo benzina immessa in consumo nell'anno solare precedente [tonn].

Pg: potere calorifico inferiore del gasolio [Gcal/ton].

Yg: quantitativo gasolio immesso in consumo nell'anno solare precedente [tonn].

Tale obbligo può essere adempito impiegando indifferentemente uno o più fra: biodiesel, bioetanolo e suoi derivati, ETBE o bioidrogeno.

➤ Modalità di incentivazione

Ogni anno, ai soggetti che hanno immesso in consumo biocarburanti senza fruire di agevolazioni fiscali vengono corrisposti i cosiddetti Certificati di Immissione in Consumo (CIC) in misura di 1 certificato ogni 10 Gcal di biocarburanti.

Il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali emette a proprio favore utilizzando la stessa equivalenza i CIC relativi ai biocarburanti fiscalmente agevolati, corrispondendone un numero pari massimo all'incidenza d'obbligo ai soggetti che li hanno immessi in consumo.

Per adempiere alla quota d'obbligo annuale i soggetti interessati devono quindi disporre di un numero sufficiente di CIC, ottenibili tramite immissione in consumo diretta o tramite acquisto di certificati da altri soggetti.

In caso di disposizione di un quantitativo di CIC eccedente la quota minima necessaria, questi possono essere utilizzati per la copertura fino al 25% della quota richiesta per l'anno successivo.

### **3.4.2 Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n.28**

Con l'emanazione del *Decreto Legislativo 3 Marzo 2011, n.28* si apre una importante prospettiva di sviluppo anche per il biometano, finora escluso dal quadro normativo. Il Governo riconosce come, attraverso l'utilizzo di materiale agricolo e rifiuti per la produzione di biogas ed a seguire di biometano, si possa potenzialmente ottenere una elevata riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra ed, attraverso il presente Decreto va a definire la struttura incentivante per tale tipologia di prodotto. Si riporta a seguire una sintesi degli articoli del testo maggiormente significativi.

**Art. 20** Collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale, si decreta che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l’erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, tali direttive:

1. Stabiliscono le caratteristiche chimico-fisiche minime delle quali deve godere il biometano (qualità, odorizzazione, pressione) per accedere all’immissione in rete del GN (gas naturale).
2. Favoriscono lo sviluppo del biometano, non esercitando discriminazioni per l’allacciamento di impianti che dispongano delle caratteristiche per non generare problemi tecnici o di sicurezza.
3. Impongono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete gas, degli standard tecnici da rispettare per l’immissione del biometano.
4. Fissano procedure, tempi e costi delle fasi istruttorie per l’allacciamento.
5. Individuano termini e sanzioni in caso di inerzia del gestore di rete.
6. Indicano modalità con cui il produttore di biometano possa realizzare autonomamente l’allaccio alla rete.
7. Impongono la pubblicazione, da parte dei gestori rete gas, delle condizioni tecniche ed economiche di eventuali adeguamenti della rete a seguito del nuovo allacciamento.
8. Indicano procedure di soluzione delle controversie.
9. Stabiliscono misure affinché l’imposizione tariffaria per l’immissione in rete gas del biometano non penalizzi il produttore.

**Art.21** *Incentivazione del Biometano immesso nella rete del gas naturale*, individua 3 tipologie incentivanti per quali il produttore può optare:

1. Incentivi per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato in impianti classificati **CAR** (cogenerazione ad alto rendimento).
2. Rilascio di CIC (certificati di immissione in consumo) qualora il biometano sia immesso in rete ed utilizzato per **autotrazione**.
3. Incentivo *ad hoc* nel caso di semplice **immissione nella rete** del gas naturale.

**Art.33** *Disposizioni in materia di biocarburanti*, si hanno diversi interventi volti ad inserire elementi di novità nel settore:

1. Si ha l’inserimento nel quadro normativo di una nuova definizione di biocarburanti:  
“I biocarburanti e gli altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo [...] sono i carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa”.
2. La quota minima di biocarburanti da ottemperare per l’anno 2014 è fissata pari al 5% .

3. Onde valorizzare maggiormente i biocarburanti prodotti in luoghi vicini a quelli di consumo, se questi sono prodotti in Stati dell'Unione Europea e utilizzano materia prima proveniente dai medesimi stati, il loro contributo energetico viene considerato maggiorato e danno diritto all'ottenimento di 1 CIC ogni 9 Gcal.
4. In alternativa al punto 2, il contributo dei biocarburanti, incluso il biometano, prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (ai sensi del D.Lgs, 3 aprile 2006, n.152), materie di origine non alimentare e alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a 2 volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti.

### **3.4.2 Decreto Biometano 5 Dicembre 2013**

Con l'emanazione del *Decreto Biometano* si stabiliscono nello specifico le regole applicative ed i meccanismi incentivanti introdotti nel D.Lgs. 3 Marzo 2011, n.28. A seguire verrà proposta una sintetica analisi degli articoli costituenti il presente decreto, i cui contenuti sono stati ritenuti possedere una significativa rilevanza relativamente ai potenziali sviluppi degli impianti Caviro.

#### **Art.1 Definizioni ed ambito di Applicazione**

##### Comma 1

Si intende biometano il biogas che soddisfa le caratteristiche fissate dall'Autorità secondo l'art 20, comma 2 del D.Lgs 03/03/2011 n.28.

Possibili immissioni incentivabili del biometano:

- reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale
- impianti di distribuzione di metano per autotrazione
- impianti di cogenerazione ad alto rendimento

##### Comma 5,6, 7

Il presente decreto si applica ad impianti nuovi o ad impianti per la produzione di biogas che vengono convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano entro 5 anni dalla sua entrata in vigore (entro 17/12/2018).

##### Comma 8

Resta fermo il rispetto delle disposizioni fiscali in materia di accise ed imposte.

## **Art.2 Connessione alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e agli impianti di distribuzione del metano per autotrazione**

### Comma 1

Il produttore di biometano può immettere il biometano (anche attraverso carri bombolai) in:

- Rete di trasporto gas naturale.
- Rete di distribuzione gas naturale.
- Impianti di distribuzione di metano per autotrazione anche tramite reti e serbatoi dedicati.

### Commi 2-8

Il presente articolo contiene inoltre l'elenco delle normative da rispettare per immissione in rete secondo il rispetto delle regole tecniche e della sicurezza e dispone che i costi di allacciamento ripartiti fra produttore e gestore rete secondo normativa pubblicata dall'Autorità.

## **Art.3 Incentivazione del Biometano Immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale**

### Comma 1

Per impianti con capacità produttiva  $>250 \text{ Sm}^3/\text{h}$  che impiegano esclusivamente sottoprodotti (definiti dal DM 06/07/2012) o rifiuti in una percentuale di almeno il 50% in peso l'incentivo è dato dalla differenza fra:

- il doppio del prezzo medio annuale del GN riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del GN gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).
- il prezzo medio mensile del GN nel medesimo mercato.

### Comma 2

L'incentivo del comma 1 è corrisposto per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

### Comma 3

Per impianti con capacità minore di  $500 \text{ Sm}^3/\text{h}$  in alternativa alla vendita diretta sul mercato si può optare per ritiro diretto da parte del GSE con prezzo pari al doppio del prezzo medio annuale del GN (gas naturale) riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del GN gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

#### Comma 4

Onde tenere conto dei costi variabili con le dimensioni degli impianti, l'incentivo è:

- aumentato del 10% per impianti fino a 500 Sm<sup>3</sup>/h.
- invariato per impianti da 501 a 1.000 Sm<sup>3</sup>/h.
- ridotto del 10% per impianti maggiori di 1000 Sm<sup>3</sup>/h.

#### Comma 5

L'incentivo modificato secondo il *comma 4* è incrementato del 50% se prodotto esclusivamente da sottoprodotti e rifiuti, così come definito da tabella 1A del DM 06/07/2012.

#### Comma 6

L'incentivo è corrisposto al netto dei consumi energetici dell'impianto identificati con modalità stabilite dall'Autorità.

### **Art.4 Biometano Utilizzato nei Trasporti previa immissione nella rete del GN**

#### Comma 1

Biometano incentivato per 20 anni tramite Certificati di Immissione in Consumo di Biocarburanti (vedi Decreto ministro delle politiche alimentari e forestali 29/04/2008 n.110).

[DM 29/04/2008 n.110: 1 CIC emesso ogni 10Gcal di biocarburante]

#### Comma 2

Il soggetto produttore deve sottoscrivere un contratto bilaterale di fornitura del biometano con il soggetto che immette in consumo il biometano ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di immissione di biocarburanti.

#### Comma 3

La maggiorazione all'incentivo di cui all'art 33, comma 5, D.Lgs 03/03/2011, ovvero il raddoppio dei CIC può essere fruita per biometano prodotto da:

- Frazione biodegradabile dei rifiuti urbani.
- Sottoprodotti che non presentino altra utilità produttiva o commerciale se non la valorizzazione energetica, secondo D.Lgs 03/04/2006.
- Sottoprodotti di cui alla tabella 1° del DM 06/07/2012.
- Alghe e materie di origine non alimentare secondo tab.1B del DM 06/07/2012.

#### Comma 4

Resta valido quanto disposto dall'Art 33 comma 5 D.Lgs 03/03/2011 n.28, riportato di seguito per chiarezza.

“il contributo dei biocarburanti, incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri, mediante le modalità di cui all'art 39, che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, come definiti, individuati e tracciati ai sensi del D.Lgs. 3 aprile 2006 n.152, materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, alghe, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti, diversi da quelli di cui al comma 4”

#### Comma 8

In aggiunta all'incentivazione di cui al *comma 1*, se il produttore realizza a proprie spese un nuovo impianto per la distribuzione di gas naturale e non utilizza la rete di trasporto o distribuzione del gas naturale per l'immissione di biometano, usufruisce per 10 anni di una maggiorazione del 50% dei CIC.

### **Art. 5 Biometano Utilizzato in Impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento**

#### Comma 1

Biometano immesso in rete ed utilizzato per impianti CAR incentivato secondo tariffe elettriche per impianti a biogas secondo DM 06/07/2012.

#### Comma 2

Se biometano immesso in rete si applica l'art. 2, ovvero è necessario un contratto bilaterale.

### **Art. 6 Riconversione di Impianti a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione esistenti**

#### Comma 1

Gli incentivi sono pari al 40% di quelli per impianti nuovi per gli articoli 3 e 5.

Gli incentivi sono pari al 70% di quelli per impianti nuovi per l'articolo 4.

Gli impianti possono essere riconvertiti completamente o utilizzano solo una parte del biogas per produrre biometano.

## Comma 2

Periodo di diritto incentivi relativi al *comma 1* è:

- Pari a 20 anni se l'impianto esistente non beneficia di incentivi per la produzione di energia elettrica.
- Pari al periodo residuo di diritto di incentivazione per la produzione di energia elettrica aumentato di 5 anni se al momento della riconversione l'impianto gode di benefici per la generazione di energia elettrica.

## **Art. 8 Disposizioni Transitorie e Varie**

### Comma 9

Fino alla data di entrata in vigore delle norme europee per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e delle specifiche tecniche europee per l'immissione del biometano nelle reti, da emanarsi da parte del CEN in attuazione del mandato M/475 CE, le immissioni di biometano nelle reti del GN sono consentite al solo biometano ottenuto da biogas derivante da digestione anaerobica di prodotti biologici e sottoprodotti.

### Considerazioni

L'entrata in esercizio dell'impianto di produzione di biometano, onde consentire l'accesso agli incentivi di cui sopra, deve essere effettuata entro il 17/12/2018, ovvero entro 4 anni dalla data odierna.

L'unica forma di incentivazione conveniente nella specificità degli impianti Caviro è quella relativa a biometano utilizzato per autotrazione in quanto per impianti esistenti si ha coefficiente moltiplicativo pari 0,7 rispetto agli incentivi per nuovi impianti mentre per quanto riguarda CAR ed immissione in rete tale coefficiente è nettamente più sfavorevole e posto pari a 0,4.

L'emanazione del Decreto Spalmaincentivi e del Decreto Biometano si inquadrano entrambi in un'ottica di riduzione degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile ed un concomitante incremento degli strumenti atti a fornire incentivazione al settore dei biocarburanti, la cui quota nazionale è ancora decisamente inferiore rispetto agli obiettivi identificati dalle direttive europee al 2020 mentre, al contrario, i target elettrici presentano una situazione molto migliore.

Questo chiaro ed esplicito indirizzo è molto marcato dal legislatore attraverso il Decreto Biometano, ove la riconversione di impianti esistenti a biometano è incentivata significativamente solamente se con finalità di utilizzo per autotrazione.

## Riassunto incentivi Biometano per Autotrazione per impianto esistente riconvertito:

### **Premialità:**

- Produzione BM da sottoprodotti e rifiuti come da tab.1A DM 06/07/2012:  
+100% CIC
- Distributore nuovo di proprietà e non utilizzo rete gas:  
+50% CIC per 10anni

### **Riduzioni:**

- Riconversione di impianto a biogas già esistente: CIC x 0.7

Il periodo di incentivazione per impianti a biogas riconvertiti che già godono di incentivi per la produzione di energia elettrica è pari al residuo periodo di incentivazione dell'energia elettrica, prolungato di 5 anni.

L'attuale periodo di incentivazione della tariffa elettrica terminerebbe nel 2020, aderendo allo Spalmaincentivi non FV, questo verrebbe prolungato di 7 anni, si apre a questo punto una interpretazione delle normative di legge secondo la quale il periodo di incentivazione potenziale massimo dell'impianto riconvertito a biometano potrebbe risultare quindi maggiorato.

Schematizzando, possiamo quindi indicare:

### **Ipotesi 1:**

5,5(residui)+ 5(da decreto BM)= **10.5 anni**

### **Ipotesi 2**

5,5(residui)+7(aggiunti spalmaincentivo)+5(da decreto BM)= **17.5 anni**

Ovvero fino alla data del 03/07/2025 nel primo caso e del 03/07/2032 nel secondo, questo indipendentemente dalla data di entrata in esercizio dell'impianto a biometano.

Per massimizzare il ritorno economico dell'eventuale investimento sarà dunque auspicabile una realizzazione dello stesso in tempi quanto più brevi possibile, in quanto al trascorrere del tempo si ha una riduzione del periodo di godimento degli eventuali incentivi.

# Capitolo 4

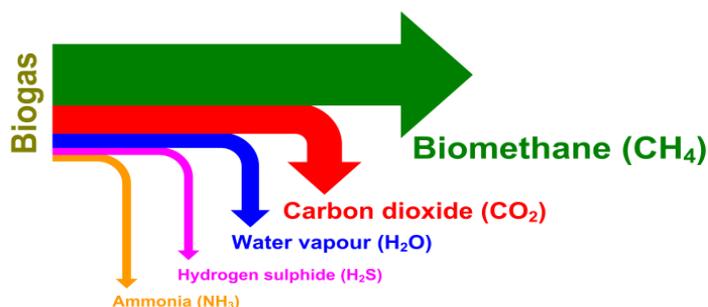
## Potenziali utilizzi del biogas prodotto

### 4.1 Generalità biometano

Nel capitolo precedente sono state descritte le possibili modalità di incentivazione del biometano, andiamo nella presente sezione ad analizzare in dettaglio tale prodotto, come questo sia derivabile dallo specifico biogas generato dagli impianti Caviro Distillerie ed i volumi produttivi ottenibili.

*Biogas*: gas combustibile che si produce durante la fermentazione di materiale organico in assenza di ossigeno; tale miscela gassosa è composta principalmente da metano ( $\text{CH}_4$ , con percentuale in volume variabile da circa 45% del biogas da discarica fino a 55-65% per altre matrici) e biossido di carbonio ( $\text{CO}_2$ ) ai quali si aggiungono impurità di vario genere come vapore acqueo ( $\text{H}_2\text{O}$ ), idrogeno solforato ( $\text{H}_2\text{S}$ ), ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ), azoto ( $\text{N}_2$ ), ossigeno ( $\text{O}_2$ ), silossani e polveri le cui entità sono legate alla materia prima in ingresso ed alla tecnologia di conversione utilizzata.

*Biometano*: biogas che ha subito un processo di purificazione (o “*upgrading*”) con rimozione delle impurità ed arricchimento in metano fino ad arrivare ad una concentrazione maggiore o uguale al 95%.



I composti solforati, come l'idrogeno solforato, presentano un'elevata capacità corrosiva per molti metalli con potenziali danneggiamenti non solo dell'utilizzatore finale del biometano ma anche per tutti i componenti di upgrading e stoccaggio dello stesso, rendendo consigliabile una rimozione di tale sostanza immediatamente all'uscita dal digestore.

Per l'utilizzo in trazione veicolare si raggiunge un arricchimento in metano maggiore del 97% ed essiccazione spinta, ottenendo caratteristiche chimico-fisiche della miscela eguali a quelle del gas naturale presente nella rete di trasporto e distribuzione.

### Vantaggi ambientali biometano per autotrazione

Il biometano, al pari del gas naturale (o metano fossile) produce a seguito della combustione un minor quantitativo di gas serra rispetto agli altri carburanti in relazione al maggior valore del rapporto H/C (numero atomi di idrogeno fratto numero atomi di carbonio nella molecola), con una produzione di anidride carbonica diretta ridotta di circa il 20% su base energetica rispetto alla benzina e del 5% relativamente al gasolio.

Essendo un combustibile gassoso genera inoltre emissioni di particolato molto basse e con un dispositivo di trattamento dei fumi anche il livello di emissioni di NO<sub>x</sub> è accettabile.

I veicoli a biometano equipaggiati con motori a ciclo Otto ed un dispositivo catalitico possono rientrare nei limiti di emissione Euro V o EEV, rispettando i limiti delle norme più severe in materia vigenti in Europa.

Il biometano, oltre ad apportare i vantaggi ambientali propri del gas naturale, presenta peculiari benefici di notevole rilievo se si considera l'intero ciclo di vita del combustibile:

- Prendendo atto del fatto che è un combustibile rinnovabile infatti le emissioni di anidride carbonica al tubo di scappamento risultano essere a bilancio totale nullo.
- Le emissioni del ciclo di vita legate alla sua produzione hanno entità molto ridotta ma non solo, se il biometano è generato a partire dalla trasformazione di rifiuti organici, tale impiego va ad evitare la formazione non controllata e la conseguente dispersione in atmosfera gas serra quali anidride carbonica e metano (il quale presenta un effetto serra 21 volte superiore a quello della CO<sub>2</sub>).

Il risultato complessivo dato da queste considerazioni porta non solo ad emissioni complessive del ciclo di vita del biometano molto basse ma, per alcune matrici di partenza, la riduzione dei composti CO<sub>2</sub> equivalenti (sommatoria pesata dei differenti gas ad effetto serra) è tale da portare ad un bilancio totale di gas serra negativo.

Prendendo come riferimento il livello di emissioni allo scarico e totali di un motore diesel alimentato a gasolio, per il biometano, la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente può variare dal 75% al 200%.

Nel caso specifico di una miscela di liquami e di rifiuti alimentari la riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente è pari al 140%.

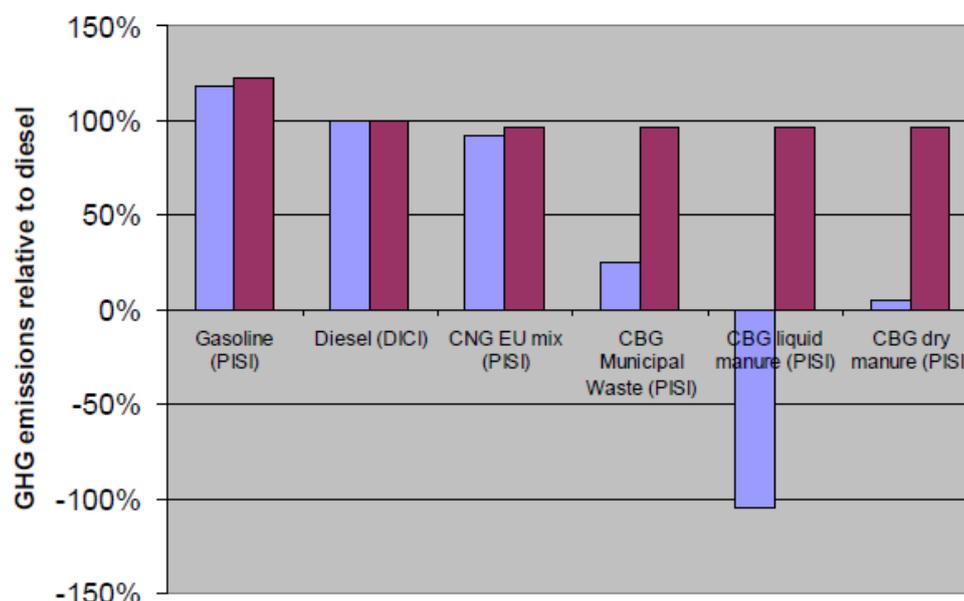


Fig.18 Grafico di comparazione livelli emissioni gas serra, tratto da CTI

Legenda:

- Emissioni comparate di gas serra al tubo di scarico.
- Emissioni comparate di gas serra nell'intero ciclo di vita.

PISI – Motore a benzina;  
 DICI – Motore a gasolio;  
 CNG – Gas Naturale Compresso;  
 CBG – Biometano compresso;

## 4.2 Biogas Caviro

Si procede ora ad una caratterizzazione qualitativa e quantitativa del biogas in uscita dai digestori Caviro, con particolare attenzione alla produzione del digestore storico, la quale va ad alimentare i motogeneratori Jenbacher 2 x 1064kW ed a contribuire al surriscaldamento del vapore della centrale termoelettrica.

### Analisi della produzione

Nelle tabelle riportate di seguito sono indicate le produzioni mensili per gli anni 2013 e 2014 dei due apparati di digestione mostrando anche la ripartizione del flusso in uscita dal digestore storico fra i sistemi da questo alimentati.

<b>Anno <u>2013</u></b>	<b>Jenbacher 2x1064kW</b>	<b>Surriscald Ruths</b>	<b>Produzione media oraria Digestore Storico</b>	<b>TOT Digestore Storico</b>	<b>Digestore Nuovo Jenbacher 999kW</b>
<b>Mese</b>	<b>[Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>[Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>[Nm<sup>3</sup>/h]</b>	<b>[Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>[Nm<sup>3</sup>]</b>
<b>Gennaio</b>	506.347	183.566	927	689.903	82.602
<b>Febbraio</b>	437.730	105.614	809	543.344	189.442
<b>Marzo</b>	393.157	38.131	580	431.288	205.466
<b>Aprile</b>	379.803	34.576	576	414.378	222.935
<b>Maggio</b>	282.402	110.822	529	393.224	231.105
<b>Giugno</b>	336.381	18.635	493	355.016	232.585
<b>Luglio</b>	312.352	11.503	435	323.855	224.977
<b>Agosto</b>	246.035	21.370	359	267.405	245.158
<b>Settembre</b>	423.801	56.934	668	480.736	245.968
<b>Ottobre</b>	512.665	172.898	921	685.563	256.287
<b>Novembre</b>	497.003	186.272	949	683.275	247.553
<b>Dicembre</b>	394.563	83.834	643	478.396	244.383
<b>TOT 2014</b>	<b>4.722.239</b>	<b>1.024.144</b>	<b>656</b>	<b>5.746.383</b>	<b>2.628.460</b>
				<b><u>8.374.843</u></b>	

<b>Anno 2014</b>	<b>Jenbacher 2x1064kW [Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>Surriscald Ruths [Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>Produzione media oraria Digestore Storico [Nm<sup>3</sup>/h]</b>	<b>TOT Digestore Storico [Nm<sup>3</sup>]</b>	<b>Digestore Nuovo Jenbacher 999kW [Nm<sup>3</sup>]</b>
<b>Gennaio</b>	503.449	174.527	942	677.975	241.213
<b>Febbraio</b>	405.995	65.894	702	471.889	234.874
<b>Marzo</b>	414.472	180.995	800	595.467	251.180
<b>Aprile</b>	501.959	218.569	1001	720.528	247.834
<b>Maggio</b>	515.409	293.580	1087	808.989	259.140
<b>Giugno</b>	435.705	88.996	729	524.701	251.708
<b>Luglio</b>	292.073	155.404	601	447.447	257.766
<b>Agosto</b>	310.520	11.028	432	321.548	258.717
<b>Settembre</b>	328.249	82.415	570	410.664	250.863
<b>Ottobre</b>	502.920	146.138	872	649.058	258.862
<b>Novembre</b>	464.120	109.642	797	573.762	243.291
<b>Dicembre</b>	397.507	79.949	642	477.456	242.587
<b>TOT 2014</b>	<b>5.072.377</b>	<b>1.607.137</b>	<b>762</b>	<b>6.679.514</b>	<b>2.997.885</b>
				<b><u>9.677.369</u></b>	

Tab.10 Produzione mensile biogas Caviro anno 2014

Si rammenta come il digestore nuovo ed il motogeneratore Jenbacher 999kWel costituiscano un sistema isolato dal resto dello stabilimento.

Si vada ora ad osservare lo schema generale dei sistemi energetici, riportato di seguito in versione semplificata rispetto al medesimo presente nel Cap.2 per una più semplice fruizione.

In rosso sono riportate i quantitativi annui che, in prima approssimazione, possiamo considerare vengono prodotti ed utilizzati dai vari impianti costituenti il sistema energetico.

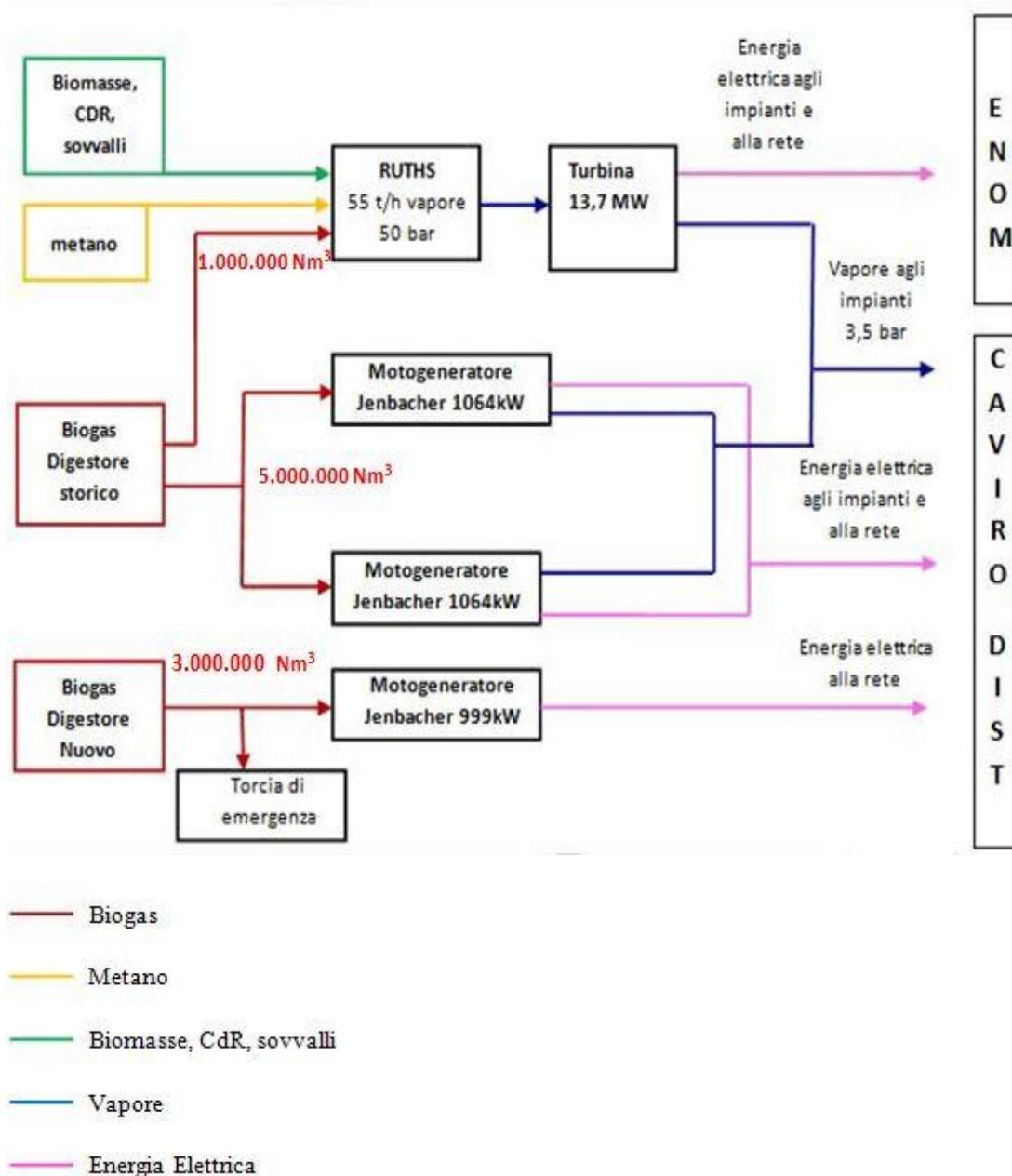


Fig.19 Schema generale semplificato sistemi energetici stabilimento Caviro-Enomondo

## Considerazioni

- Si può osservare come le produzioni di biogas nell'anno 2014 siano state per entrambi i digestori superiori di circa il 15% sull'anno precedente.
- Con l'aumentare della produzione, la quota parte del biogas del digestore storico inviata al surriscaldatore della centrale termoelettrica è passata dal 18% del 2013 al 24% del 2014.
- Si può osservare come il quantitativo di biogas inviato ai motogeneratori si mantenga pressoché costante (pari a circa 5.000.000 Nm<sup>3</sup>/anno) e tale da garantirne il funzionamento a pieno regime, con priorità rispetto all'invio al surriscaldatore della centrale termoelettrica.
- Il biogas inviato in co-alimentazione al surriscaldatore è quindi variabile in misura significativa con il livello di produzione orario e mensile, nelle future valutazioni verrà considerato un valore conservativo pari a 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/anno sfruttato per tale utilizzo; si ricorda come tale biogas sia venduto da Caviro Distillerie ad Enomondo, intestataria della centrale termoelettrica.
- Dall'analisi della produzione media oraria mensile si evince che, nei periodi di maggiore produzione di biogas da parte dei digestori, questa si attesta circa a 1.000 Nm<sup>3</sup>/ora, ogni impianto preso in considerazione per operare su tale portata dovrà quindi tenere in considerazione questo valore per ottenere un corretto dimensionamento.
- La produzione di biogas dell'impianto nuovo costituito da digestore e motogeneratore da 999kW è pressoché costante (pari a circa 3.000.000 Nm<sup>3</sup>/anno) e non ha particolari interazioni con gli altri sistemi energetici.
- A seguito delle valutazioni finora compiute sugli effetti del Decreto Spalmacentivi, si ritiene di minor rilevanza un'analisi di possibili utilizzi alternativi all'attuale per il biogas prodotto dall'impianto nuovo ed ogni indagine di qui innanzi sarà quindi condotta relativamente agli oltre 6.000.000 Nm<sup>3</sup>/anno prodotti dal digestore storico.
- Per mantenersi nelle future valutazioni in condizioni conservative, è considerata una produzione annuale di biogas dal digestore storico pari a 6.000.000 Nm<sup>3</sup>/anno, inferiore del 10% rispetto a quella effettivamente avutasi nell'anno 2014.

### Analisi chimica

Il biogas prodotto è periodicamente campionato ed inviato ad analisi presso enti certificati, onde ottenere una caratterizzazione dei parametri di principale interesse e verificare il corretto funzionamento dell'impianto e la corrispondenza alle specifiche richieste dalle norme di legge e dalle esigenze dei motori.

A seguire sono riportati i valori individuati dalle ultime rilevazioni compiute sul biogas prodotto dal digestore storico, nello specifico per quanto riguarda la percentuale di metano (CH<sub>4</sub>) ed acido solfidrico (H<sub>2</sub>S), nonché per il potere calorifico, sempre direttamente legato al tenore di CH<sub>4</sub>.

<b>MESE</b>	<b>CH<sub>4</sub></b> [%] v/v	<b>H<sub>2</sub>S</b> [%] v/v	<b>PCI</b> [MJ/Sm <sup>3</sup> ]	<b>PCI</b> [MJ/ Nm <sup>3</sup> ]
<b>Gennaio</b>	64,75	<0,01	23,09	24,36
<b>Febbraio</b>	42,48	<0,01	14,48	15,28
<b>Marzo</b>	68,17	<0,01	23,24	24,52
<b>Aprile</b>	72,79	<0,01	24,81	26,17
<b>Maggio</b>	67,50	<0,01	23,01	24,27
<b>Giugno</b>	72,73	<0,01	24,79	26,15
<b>Luglio</b>	72,24	<0,01	24,63	25,98
<b>Agosto</b>	67,42	<0,01	22,98	24,24
<b>Settembre</b>	66,34	<0,01	22,61	23,85
<b>Ottobre</b>	63,24	<0,01	21,56	22,74
<b>Novembre</b>	60,11	<0,01	20,49	21,62
<b>Dicembre</b>	57,33	<0,01	19,54	20,61

Tab.11 Analisi biogas digestore storico anno 2013

Onde ricavare dati macroscopici significativi sulla base dei quali poter condurre valutazioni di insieme sul potenziale di produzione di biometano, si sono elaborati i valori medi con le relative deviazioni standard.

	<b>Valore Medio</b>	<b>Deviazione Standard</b>
<b>CH<sub>4</sub></b>	64,8%	8,5
<b>H<sub>2</sub>S</b>	<0,01 %	-
<b>PCI [MJ/Sm<sup>3</sup>]</b>	23,3	3,1
<b>PCI [MJ/ Nm<sup>3</sup>]</b>	22,10	2,9

Tab.12 Valori medi identificativi della produzione di biogas digestore storico

Tali valori medi sull'anno, in particolare il tenore di CH<sub>4</sub>, saranno da qui innanzi considerati identificativi dell'intera produzione di biogas annuale.

### 4.3 Potenziale produzione biometano Caviro

Nella presente sezione si andrà a valutare il potenziale produttivo di biometano ottenibile dalla purificazione del biogas Caviro, valutandone inoltre tipologie e modalità dei potenziali impieghi .

#### *Caratteristiche chimico – fisiche metano CH<sub>4</sub>*

Densità	0,717 kg/Nm <sup>3</sup>
	0,680 kg/Sm <sup>3</sup>
PCI	10 kWh/ Nm <sup>3</sup>
	35,9 MJ/Nm <sup>3</sup>
	50,00 MJ/kg
PCS	39,8 MJ/Nm <sup>3</sup>
	55,50 MJ/kg

#### *Caratteristiche chimico – fisiche biossido di carbonio CO<sub>2</sub>*

Densità	1,96 kg/ Nm <sup>3</sup>
---------	--------------------------

#### *Caratteristiche chimico – fisiche biogas*

CH <sub>4</sub> v/v	64,8 %
CO <sub>2</sub> v/v	35,2 %
Densità	1,15 kg/ Nm <sup>3</sup>
PCI	23,2 MJ/Nm <sup>3</sup>
	32,4 MJ/kg
PCS	25,8 MJ/ Nm <sup>3</sup>
	35,6 MJ/kg

## Specifiche SNAM Rete Gas

Affinchè il biometano prodotto possa essere immesso all'interno della rete nazionale del gas od utilizzato per autotrazione, le specifiche tecniche che questo deve soddisfare avranno con ogni probabilità come riferimento per l'Italia quelle del gas naturale circolante in SNAM-ReteGas; tali specifiche sono molto esigenti e si qualificano fra le più severe d'Europa.



Le condizioni di riferimento dell'unità di volume sono quelle *Standard*, con:

- pressione 101,325 kPa
- Temperatura 288,15 K (=15°C)

Tali condizioni sono anche assunte per la determinazione del PCS (potere calorifico superiore) e dell'indice di Wobbe.

L'indice di Wobbe (WI) è il principale indicatore dell'interscambiabilità, a parità di pressione, di gas carburanti, è tipicamente utilizzato nelle specifiche delle forniture di gas e nei trasporti ed è così definito:

$$WI = \frac{PCS}{\sqrt{\rho}}$$

PCS: potere calorifico superiore;

$\rho$ : gravità specifica della miscela gassosa (densità relativa a quella dell'aria);

A parità di pressione di alimentazione e di WI l'energia trasportata da differenti miscele gassose sarà la medesima.

A seguire sono riportati i parametri di qualità identificativi dei requisiti chimico-fisici minimi per l'immissione in rete, tratti dal codice di rete sulla specifica tecnica SNAM.

### Componenti del PCS

Componente	Valori di accettabilità	Unità di misura
Metano	(*)	
Etano	(*)	
Propano	(*)	
Iso-butano	(*)	
Normal-butano	(*)	
Iso-pentano	(*)	
Normal-pentano	(*)	
Esani e superiori	(*)	
Azoto	(*)	
Ossigeno	≤ 0,6	% mol
Anidride Carbonica	≤ 3	% mol

(\*) per tali componenti i valori di accettabilità sono intrinsecamente limitati dal campo di accettabilità dell'Indice di Wobbe.

Tab.13 Limiti sui singoli componenti la miscela combustibile

### Composti in tracce

Parametri	Valori di accettabilità	Unità di misura
Solfuro di idrogeno	≤ 6,6	mg/ Sm <sup>3</sup>
Zolfo da mercaptani	≤ 15,5	mg/ Sm <sup>3</sup>
Zolfo Totale	≤ 150	mg/ Sm <sup>3</sup>

Tab.14 Limiti composti in traccia nella miscela combustibile

### Proprietà fisiche

Proprietà	Valori di accettabilità	Unità di misura	Condizioni
Potere Calorifico Superiore	34,95 + 45,28	MJ/Sm <sup>3</sup>	
Indice di Wobbe	47,31 + 52,33	MJ/Sm <sup>3</sup>	
Densità relativa	0,5548 + 0,8		
Punto di Rugiada dell'acqua	≤ -5	°C	Alla pressione di 7000 kPa relativi
Punto di Rugiada degli idrocarburi	≤ 0	°C	Nel campo di pressione 100 + 7.000 kPa relativi
Temperatura max	< 50	°C	
Temperatura min	> 3	°C	

Tab.15 Proprietà fisico-chimiche richieste alla miscela combustibile

### Altre proprietà:

Il gas, alle condizioni di esercizio, non deve contenere tracce dei componenti di seguito elencati:

- Acqua ed idrocarburi in forma liquida.
- Particolato solido in quantità tale da recare danni ai materiali utilizzati nel trasporto del gas.
- Ulteriori gas che potrebbero avere ripercussioni sulla sicurezza o integrità del sistema di trasporto.

### Composizione da raggiungere nel biometano

Per rispettare la specifica individuata dal valore dell'indice di Wobbe, ipotizzando plausibilmente che l'unico idrocarburo presente nel biometano ottenuto dalla purificazione del biogas sia metano (CH<sub>4</sub>), per il quale si ha:

$$PCS = 39,8 \text{ MJ/Nm}^3 = 37,7 \text{ MJ/Sm}^3$$

$$\rho = 0,7174 [\text{kg}_{\text{CH}_4}/\text{Nm}^3] / 1,304 [\text{kg}_{\text{ARIA}}/\text{Nm}^3] = 0,55$$

Oss. Si è considerato per il calcolo di  $\rho$  la miscela come costituita unicamente da CH<sub>4</sub>, trascurando l'influenza della minima quota di CO<sub>2</sub> presente.

$$WI = \frac{37,7}{\sqrt{0,55}} = 50,83 \text{ MJ/Sm}^3$$

$$WI_{\text{minSNAM}} = 47,31 \text{ MJ/Sm}^3$$

Da cui si ricava come per rispettare la specifica in termini di contenuto energetico il tenore di CH<sub>4</sub> debba mantenersi costantemente al di sopra del 93% per cui, unitamente al vincolo di mantenere il tenore di CO<sub>2</sub> inferiore al 3% in volume, occorre predisporre impianti che cautelativamente garantiscano un tenore di CH<sub>4</sub> costantemente superiore al 97%.

A questo si aggiungono gli altri vincoli sui composti in tracce, il più stringente dei quali è il valore massimo ammissibile di solfuro di idrogeno (H<sub>2</sub>S) che è posto pari a 6,6 mg/Sm<sup>3</sup>;

$$\text{poiché } M_{\text{H}_2\text{S}} = 34 \text{ g/mol} \rightarrow \frac{6,6 \text{ mg/Sm}^3}{34 \text{ g/mol}} = 1,94 * 10^{-4} \text{ molH}_2\text{S/Sm}^3$$

$$\text{poiché } M_{\text{CH}_4} = 16 \text{ g/mol} \rightarrow \frac{0,680 \text{ kg/Sm}^3}{16 \text{ g/mol}} = 42,5 \text{ molCH}_4/\text{Sm}^3$$

il limite sull'H<sub>2</sub>S può quindi essere riscritto nella forma:

$$\frac{1,94 * 10^{-4} \text{ molH}_2\text{S/Sm}^3}{42,5 \text{ molCH}_4/\text{Sm}^3} = 4,56 * 10^{-6} \approx 5 \text{ ppm}$$

### Osservazione:

Il biogas prodotto dal digestore Caviro gode di proprietà chimico-fisiche molto buone rispetto a quelle solitamente riscontrate presso altri impianti di digestione anaerobica, in particolare il tenore di CH<sub>4</sub> molto elevato (≈65% contro un valore usuale pari al 55%) ed un tenore di acido solfidrico molto basso <100 ppm legato alle tipologie di matrici in ingresso ed alla presenza di un filtro a carboni attivi, queste caratteristiche positive contribuiranno a facilitarne un eventuale upgrading.

### Produzione potenziale biometano Caviro

Conclusa la fase di analisi delle caratteristiche chimico-fisiche del semilavorato in ingresso, ovvero il biogas, e di quelle del prodotto finito da ottenere, ovvero il biometano, si può ricavare con buona approssimazione il livello di produzione orario ed annuale di quest'ultimo.

#### *Biogas*

64,8% CH <sub>4</sub>	Produzione oraria max	1.000 Nm <sup>3</sup> /h
35,2% CO <sub>2</sub>	Produzione oraria media	685 Nm <sup>3</sup> /h
	Produzione giornaliera max	24.000 Nm <sup>3</sup> /d
	Produzione giornaliera media	16.440 Nm <sup>3</sup> /d
	Produzione annua media	6.000.000 Nm <sup>3</sup> /y

#### *Biometano*

97,5 % CH <sub>4</sub>	Produzione oraria max	665 Nm <sup>3</sup> /h
2,5 % CO <sub>2</sub>	Produzione oraria media	455 Nm <sup>3</sup> /h
	Produzione giornaliera max	15.960 Nm <sup>3</sup> /d
	Produzione giornaliera media	10.920 Nm <sup>3</sup> /d
	Produzione annua media	3.988.000 Nm <sup>3</sup> /y

#### 4.4 Potenziali utilizzi biometano Caviro

Ritenendo che l'utilizzo maggiormente favorevole in termini di ritorno economico di tale biometano sia l'impiego per autotrazione, anche considerando che ad oggi vi sono alcune pesanti lacune normative che ancora non ne consentono l'immissione in rete, si andrà ora a valutare l'entità di tale produzione con i numeri caratteristici del settore, per ricavarne considerazioni sul possibile impatto commerciale.

##### *Capacità di rifornimento*

<b><i>Autobus</i></b>	Consumo medio	0,63 Nm <sup>3</sup> /km
	Media rifornimento giornaliero (170km/d)	108 Nm <sup>3</sup> /day
	Autobus alimentabili 365 giorni/anno	101 autobus
	Chilometraggio annuo totale	6.330.000 km <sub>autobus</sub> /y
<b><i>Automobili</i></b>	Consumo medio	0,08 Nm <sup>3</sup> /km
	Rifornimento medio	20 Nm <sup>3</sup>
	Chilometri/rifornimento	250 km
	Rifornimenti giornalieri	546 auto
	Chilometraggio annuo totale	49.850.000 km <sub>auto</sub> /y
<b><i>Stazioni di Rifornimento</i></b>	Gas Naturale rifornito in media giornalmente	6.250 Nm <sup>3</sup> /day
	Numero stazioni alimentabili	1,75

### Osservazioni

- Considerando per il caso della città di Faenza, sede dello stabilimento produttivo Caviro, il numero delle stazioni di rifornimento di gas naturale ivi presenti ed i loro consumi medi totali, pari a circa 12.500 Nm<sup>3</sup>/d, si può osservare come il biometano potenzialmente prodotto possa andare a coprire quasi il **90%** degli interi consumi cittadini per autotrazione di veicoli alimentati a metano.
- E' inoltre da tenere in considerazione, visti i volumi riconducibili ai distributori ad oggi già esistenti, come sia difficilmente ipotizzabile riuscire ad immettere in consumo tutto il biometano prodotto attraverso un'unica stazione di rifornimento, onde attenersi nella maggior misura possibile alla realtà si riterranno perciò necessari due distributori di metano per assorbire l'intera produzione realizzabile da Caviro.

Occorre ora individuare tutte le possibili modalità di immissione in consumo del biometano, al fine di valutare in seguito i risvolti economici di ognuna delle soluzioni ipotizzate, onde discernere la più promettente.

Nel dettaglio possono essere di seguito schematizzate le tre **modalità di immissione in consumo** praticabili:

- Vendita biometano a distributore di terzi;
- Immissione in consumo tramite distributore esistente di proprietà Caviro;
- Immissione in consumo tramite distributore nuovo di proprietà Caviro;

Nel caso di stazioni di rifornimento già esistenti si può dunque ipotizzare una vendita del biometano prodotto agli attuali gestori dell'impianto o alternativamente una acquisizione del distributore per realizzare direttamente una immissione in consumo.

Nel caso di realizzazione di nuova stazione di rifornimento, è ragionevole considerare in maniera separata il caso di posizionamento in adiacenza allo stabilimento produttivo o di ubicazione in sito distaccato, a causa delle differenti problematiche ed opportunità, che saranno analizzate in dettaglio nei capitoli a seguire.

Il **trasporto** del biometano è anch'esso un aspetto di grande rilevanza, possiamo suddividere la questione in due situazioni principali:

- Utilizzo della rete nazionale o regionale del gas;
- Utilizzo di rete o mezzi dedicati;

Il primo caso ad oggi non è ancora attuabile per gli stessi motivi per i quali non è possibile immettere il biometano in rete, ovvero la mancanza di due norme fondamentali:

- Mandato M/475: definizione di una norma europea per le specifiche di qualità del biometano per uso autotrazione e norme europee o specifiche tecniche europee per l'immissione del biometano nelle reti del gas naturale.
- Delibera dell'AEEG su varie tematiche legate all'allacciamento alla rete del gas, ed in particolare sulle caratteristiche chimico-fisiche richieste al biometano (qualità, odorizzazione, pressione) per l'immissione.

Con buone probabilità queste normative verranno emanate al termine del primo semestre del 2015, a seguito della scadenza dei termini del mandato europeo, ed una volta completo il quadro sarà possibile l'utilizzo della rete nazionale per il trasporto, ricordando però che ciò non consentirebbe la fruizione degli incentivi maggiorati in caso di realizzazione di nuova stazione di rifornimento.

La seconda ipotesi riguarda invece il trasporto attraverso rete e mezzi dedicati, ovvero si può pensare di trasportare il biometano con due differenti modalità:

- ◆ gasdotto privato.



- ◆ mediante utilizzo di autocarri speciali, detti *carrì bombolai*, allestiti con un contingente di bombole collegate fra loro.



Alla luce delle considerazioni finora fatte si vada a vedere la fotografia aerea della città di Faenza sotto riportata, nella parte superiore si può individuare lo stabilimento Caviro, dal quale dipartono linee colorate che forniscono differenti indicazioni secondo la seguente legenda:

- Distributore già esistente
- Ipotesi localizzazione Distributore Nuovo non adiacente stabilimento
- Ipotesi localizzazione Distributore Nuovo adiacente stabilimento
- Gasdotto privato in disuso

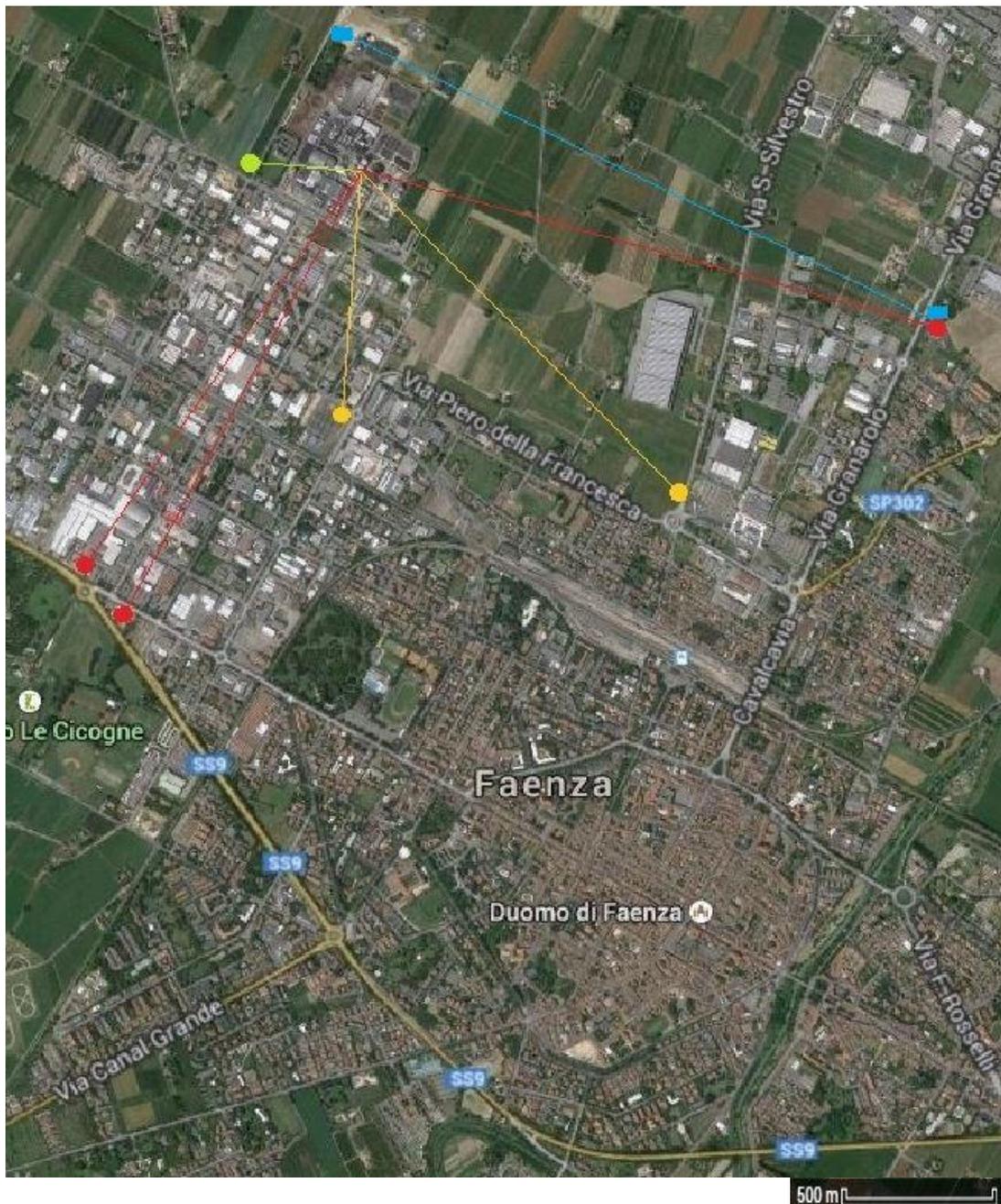


Fig.20 Visione aerea città di Faenza, con in evidenza posizionamento stazioni di rifornimento metano presenti ed ipotizzate.

### Osservazioni

- Attualmente sono presenti nella comune di Faenza tre stazioni di rifornimento di gas naturale, le quali sono tutte situate entro un raggio di 2.000m dallo stabilimento Caviro.
- E' presente un gasdotto di proprietà privata ed attualmente inutilizzato che, transitando attraverso lo stabilimento Caviro, giunge fino ad uno dei tre distributori di metano ad oggi attivi, ed al quale in tempi non remoti forniva alimentazione.
- Sono stati indicati in giallo due possibili locazioni ritenute essere i migliori compromessi fra ubicazione strategica dal punto di vista commerciale e minimizzazione della distanza dal punto di produzione del biometano.
- In verde è evidenziato il possibile posizionamento del distributore nell'ipotesi di adiacenza allo stabilimento, tale configurazione è l'unica che non necessita di infrastrutture o mezzi di trasporto del biometano portando inoltre altri vantaggi economici in termine di gestione (che verranno in seguito analizzati) ma rischiando di subire lo svantaggio di una posizione meno strategica dal punto di vista di commercializzazione del prodotto.



# Capitolo 5

## Impiantistica per purificazione biogas

### 5.1 Tecnologie Disponibili

Come già accennato nei capitoli precedenti la produzione di biometano si articola attraverso tre fasi successive:

- produzione di biogas;
- pulizia biogas;
- upgrading biogas a biometano;

Ad oggi lo *stato dell'arte* comprende un'ampia gamma di tecnologie che hanno già dimostrato fattibilità tecnica ed economica per ognuna di queste fasi, non risulta però esservi una configurazione riconosciuta come *optimum* in maniera assoluta, ogni tecnologia presenta infatti pregi e difetti e la struttura migliore deve sempre essere valutata sulla base dei parametri operativi tipici di ciascun caso.

Fra i fattori di maggior rilievo vi è innanzitutto il regime di funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica, legato in buona parte ai tipi ed alla continuità dei substrati utilizzati, da qui discenderanno la qualità e la quantità del biogas grezzo generato che dovrà subire i processi più adatti per raggiungere le specifiche richieste per il prodotto finale, ovvero il biometano.

Il primo stadio, cioè quello di produzione di biogas grezzo attraverso il processo di digestione anaerobica e di cui si è già ampiamente trattato nel Capitolo 2, non presenta interessanti possibilità di modifiche sostanziali alla propria configurazione impiantistica e perciò verrà considerato come input invariabile per l'analisi delle tecnologie operanti sul semilavorato (biogas grezzo) da questo generato.

### **5.1.1 Tecnologie di pulizia biogas**

Onde ottenere per il biometano le specifiche richieste, le varie tecnologie di upgrading possono richiedere differenti processi preliminari di pulizia del biogas.

In genere tali lavorazioni riguardano la rimozione di:

- Vapore acqueo ( $H_2O$ )
- Idrogeno solforato ( $H_2S$ )
- Ammoniaca ( $NH_3$ )
- Silossani ( $(R_2SiO)_n$ )
- Polveri

Per l'eliminazione di  $H_2O$ ,  $NH_3$  e Silossani sono disponibili varie tecniche:

- Raffreddamento a 2-5°C per  $H_2O$  e -23°C per silossani;
- Carboni attivi, gel di silice;
- Adsorbimento con glicolati e rigenerazione;
- Setacci molecolari;

### **Desolforazione**

L'idrogeno solforato, la cui presenza dipende molto dal contenuto di zolfo nel substrato, è un gas pericoloso e molto corrosivo e la sua rimozione dalla corrente risulta essere di fondamentale importanza per la fattibilità tecnologica ed economica di molti impianti della successiva catena di upgrading, questo pretrattamento può essere eseguito tramite una singola o una combinazione delle varie tecnologie già ben consolidate di seguito esaminate:

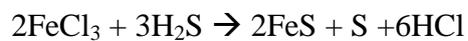
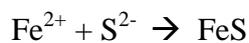
- Precipitazione del solfuro con aggiunta di cloruro ferroso o ferrico;
- Desolforazione biologica;
- Assorbimento fisico;
- Scrubbing chimico con ossidazione;
- Adsorbimento su ossidi di metallo o carbone attivo;

Si vadano ora ad analizzare più in dettaglio le differenti tecnologie per ridurre il tenore di H<sub>2</sub>S.

- **Precipitazione del solfuro**

Questa tecnica costituisce un pretrattamento del substrato e consiste nell'aggiunta di miscele liquide di sali metallici come cloruro ferroso (FeCl<sub>2</sub>), cloruro ferrico (FeCl<sub>3</sub>) o solfato ferroso (FeSO<sub>4</sub>) che vanno a legarsi allo zolfo dando luogo a solfuro ferroso (FeS) e zolfo elementare (S), che non vengono trasportati dal biogas ma seguono il corso del digestato.

Le reazioni tipiche per questo processo sono:



*Vantaggi:*

Sistema semplice, economico con scarsa necessità di investimento, in quanto necessita unicamente di un serbatoio per miscelazione dei Sali al substrato e di una pompa di dosaggio;

Permette la rimozione anche dell'ammoniaca;

*Svantaggi:*

I cloruri hanno un costo consistente;

Grado di desolfurazione poco gestibile;

Non permette il raggiungimento di elevati livelli di rimozione dello zolfo, limitandosi al ottenimento di un tenore pari a circa 100-150 ppm.

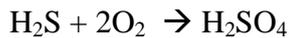
*Utilizzi più indicati:*

Quando vi è elevata quantità di H<sub>2</sub>S nel biogas grezzo, generalmente costituisce un primo trattamento per ridurre il livello preliminarmente a successive tecnologie più performanti;

Quando si ha buona conoscenza della composizione del substrato e la quantità di zolfo ivi presente, onde gestire al meglio il dosaggio dei sali metallici;

- **Desolfurazione biologica:**

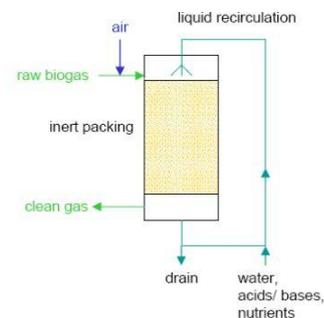
lo scrubbing biologico avviene tramite l'immissione di una piccola quantità di aria pari al 2-6%, che consente a specifici microrganismi aerobici autotrofici delle specie Thiobacillus o Sulfolobus di rimuovere tramite ossidazione lo zolfo presente secondo le reazioni:



Le reazioni avvengono sulla superficie di scambio tra gas e substrato, questo può avvenire sia inserendo i microrganismi e l'ossigeno all'interno del digestore che in un bioreattore separato (trickling filter) riempito con corpi plastici onde incrementare la superficie di contatto ed una corrente liquida in controcorrente prelevata dai fanghi in fermentazione.

Nel primo caso si ha maggiore semplicità impiantistica ma si induce, attraverso l'immissione di ossigeno, una riduzione della produzione di CH<sub>4</sub>, con buon controllo di temperatura e tempi si riesce comunque a raggiungere un'efficienza di rimozione dell'H<sub>2</sub>S del 95% con concentrazioni finali fino a 50ppm.

La seconda tipologia è realizzativamente più complessa, ma consente il raggiungimento di efficienze del 99% senza inficiare sulla produzione di metano.



***Vantaggi:***

- Metodo semplice e stabile;
- Bassi costi di investimento e di gestione;
- Non vi sono sostanze chimiche coinvolte nel processo;

***Svantaggi:***

- Scarsa adattabilità alle fluttuazioni di H<sub>2</sub>S nel biogas;
- In caso di reattore separato richiesto raffreddamento/riscaldamento per mantenere temperatura costante;

***Utilizzi più indicati:***

- Per contenuti di H<sub>2</sub>S bassi o moderati;
- Substrati poco variabili con produzione di H<sub>2</sub>S costante;
- L'inserimento di N<sub>2</sub> non danneggia successivi trattamenti a valle;

- **Absorbimento Fisico**

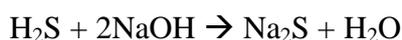
Tale processo, realizzabile con lavaggio acqua o altri fluidi, è atto alla rimozione contemporanea sia dell'idrogeno solforato che del biossido di carbonio, perciò non verrà analizzato nella presente sezione dedicata ai pretrattamenti necessari, ma verrà approfondito nella sezione sull'upgrading.

- **Absorbimento Chimico**

L'assorbimento chimico può essere realizzato attraverso differenti composti, per la stessa motivazione del paragrafo precedente, analizziamo qui solo quelli che non implicano la contemporanea rimozione anche del biossido di carbonio;

*Absorbimento chimico in soluzioni di idrossido di sodio*

L'utilizzo di una soluzione acquosa di idrossido di sodio (NaOH), ovvero soda caustica, è uno dei metodi più datati per la desolforazione dei gas; NaOH reagisce con H<sub>2</sub>S secondo le seguenti reazioni che portano alla formazione di solfuro o idrosolfuro di sodio, Sali insolubili:



Poiché la rigenerazione non è della soda caustica non è possibile, si cerca di rendere la reazione quanto più selettiva possibile per l'H<sub>2</sub>S e non per la CO<sub>2</sub> onde ridurre al minimo il consumo di prodotti chimici, andando ad operare sul controllo del pH.

*Vantaggi:*

E' possibile ottenere un tenore di H<sub>2</sub>S inferiore a 5 ppm durante il funzionamento stabile;

Costi di investimento e gestione in linea con altre tecnologie;

*Svantaggi:*

Richiede competenze specifiche da parte del personale ed accurata gestione;

*Utilizzi più indicati:*

Per contenuto di idrogeno solforato alto o fortemente variabile nel tempo;

Quando non è possibile immettere aria o ossigeno nel biogas;

L'utilizzo più economico lo vede come pretrattamento a successive tecnologie di pulizia;

- **Adsorbimento su carboni attivi o su ossidi di metallo**

Carboni attivi

L'idrogeno solforato aderisce alla superficie dei carboni, solitamente si immette una piccola quantità di ossigeno per ossidare il gas adsorbito, i rendimenti in questo modo non risultano però essere particolarmente elevati e perciò si fa utilizzo di carboni impregnati con appositi agenti catalizzatori che favoriscono la conversione dell'idrogeno solforato a zolfo elementare;

Ad esempio con presenza di ioduro di potassio (KI) come catalizzatore ( $50^{\circ}\text{C} < T < 70^{\circ}\text{C}$  e  $7\text{bar} < p < 8\text{bar}$ ) si ha la seguente reazione catalizzata:

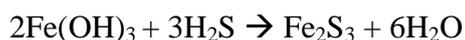


I carboni attivi sono sostituibili o rigenerabili una volta saturi attraverso una corrente di aria o vapore ad alta temperatura ( $>450^{\circ}\text{C}$ );

Ossidi Metallici

L'idrogeno solforato può essere adsorbito sulla superficie di ossidi metallici quali ossido di ferro, di rame o di zinco.

Ad esempio per l'ossido ferrico ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) o idrossido ferrico ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ) le reazioni sono le seguenti:



Tali ossidi sono collocati in contenitori a torre e rigenerati introducendo aria, che induce la reazione:



*Vantaggi*

Costi di investimento relativamente bassi;  
Estremo livello di rimozione ottenibile, pari ad 1ppm;

*Svantaggi*

Costi di gestione considerevolmente elevati;

*Utilizzi più indicati*

Tipica applicazione come stadio finale di desolfurazione (concentrazione di  $\text{H}_2\text{S}$  in ingresso inferiore a 150ppm);

## 5.1.2 Tecnologie di upgrading del biogas

La fase principale della trasformazione del biogas in biometano è costituita dalla separazione della corrente in due flussi, l'uno arricchito in metano e l'altro arricchito in biossido di carbonio, ottemperando per entrambe le specifiche tecniche richieste.

Vi sono molteplici tecniche atte ad effettuare tale separazione, utilizzando differenti principi fisici, chimici o termodinamici:

- **Absorbimento**
  - *Fisico*
  - *Chimico*
- **Adsorbimento**
- **Permeazione**
- **Separazione criogenica**

### Absorbimento

Il principio di funzionamento di tale tecnica è basato sulla differente solubilità dei vari componenti la miscela gassosa in una soluzione liquida di scrubbing, ottenendo in tal modo un assorbimento selettivo del biossido di carbonio nella corrente liquida.

Generalmente tale processo avviene tramite contatto fra i due flussi in controcorrente all'interno di una colonna dotata di dispositivi atti a favorire un elevato valore della superficie di scambio.

La corrente di biogas viene immessa nella parte inferiore della colonna, salendo interagisce con la corrente liquida del solvente, introdotta nella zona superiore, e viene prelevata purificata una volta raggiunta la testa dell'impianto mentre il liquido ricco in biossido di carbonio è rimosso dal fondo.

Per mantenere una costanza nelle prestazioni del lavaggio il liquido arricchito deve essere sostituito con liquido fresco oppure rigenerato separatamente e ricircolato.

Vi sono varie metodologie di rigenerazione, utilizzate singolarmente o combinate, considerando che il desorbimento è favorito da bassa pressione, elevata temperatura e gradiente di concentrazione, possiamo così schematizzarle:

- *Flashing*: brusca espansione del solvente attraverso valvole di laminazione;
- *Stripping*: pulizia in controcorrente con corrente gassosa inerte;
- *Reboiling*: riscaldamento del liquido solvente;

L'assorbimento può essere principalmente di due tipi, ovvero:

- ◆ *Fisico*, il composto gassoso è fisicamente assorbito in un fluido solvente non reattivo, sfruttando l'azione delle forze di Van der Waals tra le molecole di  $\text{CO}_2$  e del solvente;  
E' caratterizzato per ampio range operativo da linearità fra quantità di  $\text{CO}_2$  rimossa e pressione parziale della stessa nella miscela gassosa.
- ◆ *Chimico*, il composto gassoso reagisce chimicamente con il solvente liquido formando legami con specifiche molecole già disciolte nel solvente che presentano equilibri chimici molto favorevoli alla rimozione della  $\text{CO}_2$  fino alla saturazione del reagente;  
Il livello della pressione parziale non influenza in maniera significativa la quantità di  $\text{CO}_2$  assorbita.

Si prosegue ora con l'analisi più in dettaglio delle soluzioni tecnologiche maggiormente industrializzate:

#### Absorbimento Fisico: Water Scrubbing

Ovvero assorbimento con lavaggio ad acqua pressurizzata, una delle tecniche maggiormente diffuse, risulta essere adatta allo scopo in quanto la  $\text{CO}_2$ , costituente molto rilevante del biogas, presenta un'elevata pressione parziale.

Questa tecnologia consente inoltre una concomitante rimozione di altri gas acidi come l'idrogeno solforato ( $\text{H}_2\text{S}$ ), grazie alla polarità di tali molecole che le rendono solubili in acqua, permettendo all'impianto, se adeguatamente progettato, di non necessitare di un pretrattamento specifico per l' $\text{H}_2\text{S}$ ; in quest'ultimo caso occorre però verificare che le concentrazioni di inquinanti nella corrente gassosa in uscita dal rigeneratore soddisfino i requisiti di legge.

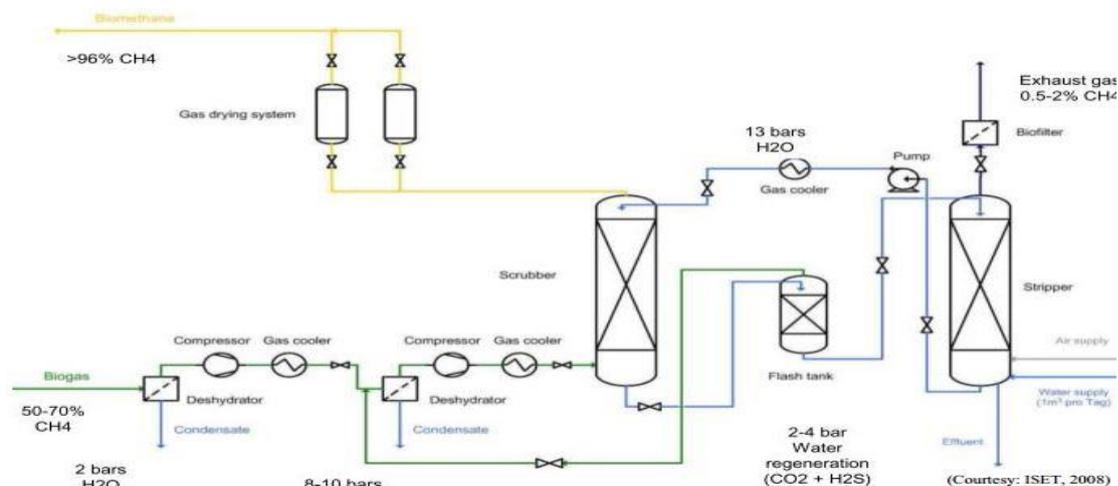


Fig.21 Schema di funzionamento di impianto Water Scrubbing (ISET)

L'efficienza dell'apparato dipende in particolar modo da solubilità dei gas da ritenere, la quale è funzione di pressione e temperatura, aumentando al crescere della prima ed al calare della seconda; solitamente il flusso gassoso viene immesso precompresso all'interno della colonna ad una pressione di circa 4-12 bar.

#### *Vantaggi*

Non utilizza sostanze chimiche tossiche;  
Permette la contemporanea rimozione di altre impurità;

#### *Svantaggi*

L'ossigeno e l'azoto presenti nell'aria entrano in soluzione nel solvente durante la fase rigenerativa, trasferendosi poi in parte al biogas e risultando presenti nel biometano;  
La corrente di biometano prodotta è satura d'acqua e necessita di un trattamento finale di essiccazione;

#### *Absorbimento Fisico: Solventi Organici*

E' una tecnologia molto simile al Water Scrubber ma utilizza soluzioni di solventi organici, come PEG (polyethylene glycol), non tossici e non corrosivi.

Il biossido di carbonio presenta una solubilità superiore in tali composti rispetto che nell'acqua e ciò si traduce in apparecchiature di dimensioni più ridotte e minor circolazione del liquido di lavaggio.

#### *Absorbimento Chimico: Ammine*

La rimozione si articola in una prima fase di assorbimento fisico all'interno del liquido di lavaggio ed in una reazione chimica fra alcuni componenti del sorbente e le sostanze assorbite, ottenendo forti legami e selettività molto alta, con consistente aumento della capacità di carico del liquido e diminuzione della dispersione di metano.

Si utilizzano solventi alcalini fra i quali principalmente monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA) e metildietanolammina (MDEA);  
Se si ricerca la rimozione della sola CO<sub>2</sub>, la sostanza più indicata risulta essere la MEA, mentre per un assorbimento concomitante anche di H<sub>2</sub>S è considerata migliore la MDEA;

La capacità di assorbimento delle ammine può subire cali a causa della eventuale presenza di impurità nel biogas in ingresso poichè particolato, ossigeno, ossidi di zolfo e azoto provocano una rapida degenerazione delle etinol-ammine e vanno dunque necessariamente rimossi attraverso pretrattamenti.

Data l'elevata selettività e reattività della soluzione, generalmente tali impianti operano a pressioni decisamente inferiori rispetto a quelle utilizzate nei sistemi ad assorbimento fisico.

Lo svantaggio principale di tale tecnologia è rappresentato dalla elevata spesa energetica per rigenerazione del liquido di lavaggio, data le proprietà già descritte della soluzione, è infatti necessario raggiungere i 160°C e forte abbassamento di pressione per ottenere un desorbimento della CO<sub>2</sub> presente, che si libera però come flusso ad elevata purezza.

Tramite tale sistema è possibile rimuovere anche l'idrogeno solforato dal biogas ma ciò richiederebbe temperature di rigenerazione ulteriormente elevate risultando essere economicamente poco competitivo e portando alla predilezione per un pretrattamento anche per questo componente.

Vi è anche una significativa evaporazione di etil-ammine che vengono trasportate dal biometano in uscita e si necessita quindi di un reintegro oppure di un recupero con un sistema di condensazione.

Tale tecnologia è adatta per impianti di taglia elevata.

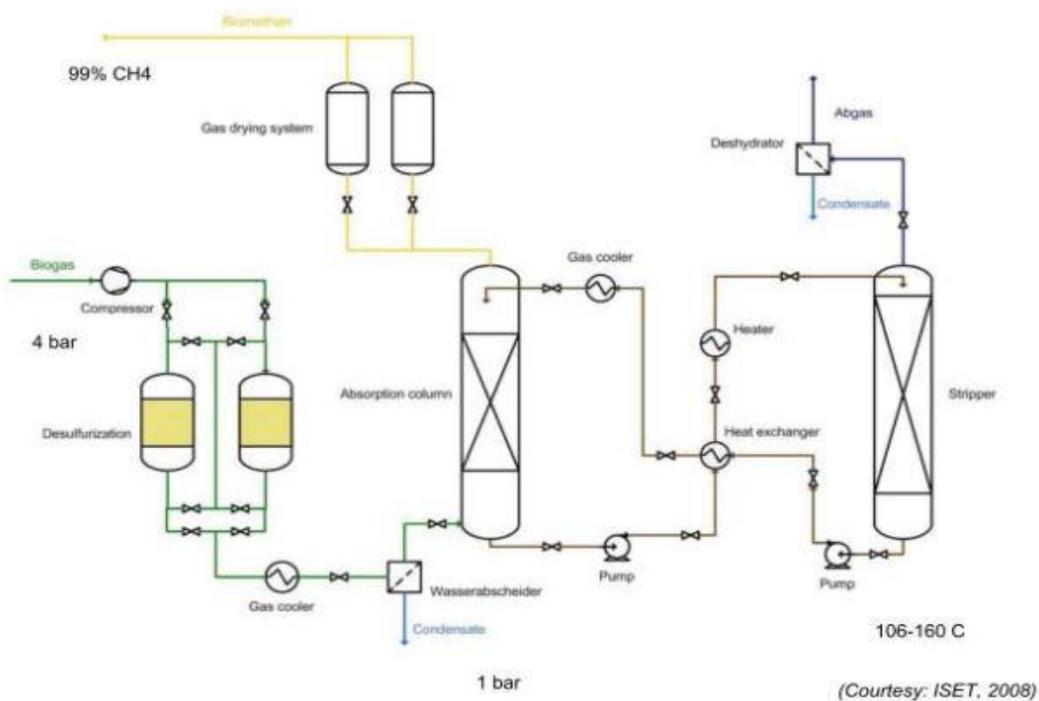


Fig.22 Schema di funzionamento di impianto di assorbimento con ammine

#### *Vantaggi*

Produce una corrente di biometano con elevato livello di purezza;  
Non necessita di elevata compressione del biogas;

#### *Svantaggi*

Richiede un ingente apporto di energia termica;  
Utilizza prodotti chimici tossici;

## Adsorbimento

La tecnologia utilizza la capacità di diversi materiali adsorbenti quali carboni attivi o setacci molecolari (zeoliti) di ritenere selettivamente diverse molecole a pressioni differenti.

La corrente gassosa ad alta pressione entra in contatto con la superficie del solido e grazie alle differenti affinità dei componenti del gas si ottiene deposizione selettiva sulla superficie di  $\text{CO}_2$ , andando così ad arricchire l'effluente in  $\text{CH}_4$ .

Col proseguire del filtraggio il sorbente raggiunge la saturazione, che porta l'effluente a non rispettare più le specifiche di purezza richieste ed il solido viene dunque rigenerato attraverso una graduale depressurizzazione PSA (Pressure Swing Adsorption) o con un aumento di temperatura TSA (Temperature Swing Adsorption), quest'ultimo è poco utilizzato per l'adsorbimento della  $\text{CO}_2$ .

Dalla descrizione del principio di funzionamento di evince come questa tecnologia sia intrinsecamente non stazionaria, generalmente in ambito industriale sono quindi presenti almeno 4 vasche di adsorbimento operanti in parallelo secondo il seguente schema:

1. Avviene adsorbimento a maggiore pressione ( $\approx 10$  bar);
2. Depressurizzazione con emissione di biogas arricchito e di quota parte di  $\text{CO}_2$  adsorbita;
3. Purgato a pressione atmosferica dalla corrente uscente dal letto 2;
4. Pressurizzato attraverso la corrente uscente dal letto 3;

Tali fasi vengono ciclicamente ruotate fra le varie vasche attraverso l'azionamento di valvole, in tal modo si ottiene un funzionamento complessivo continuo ed un considerevole risparmio di energia per la compressione.

Tale tecnologia è adatta per impianti di taglia medio-piccola.

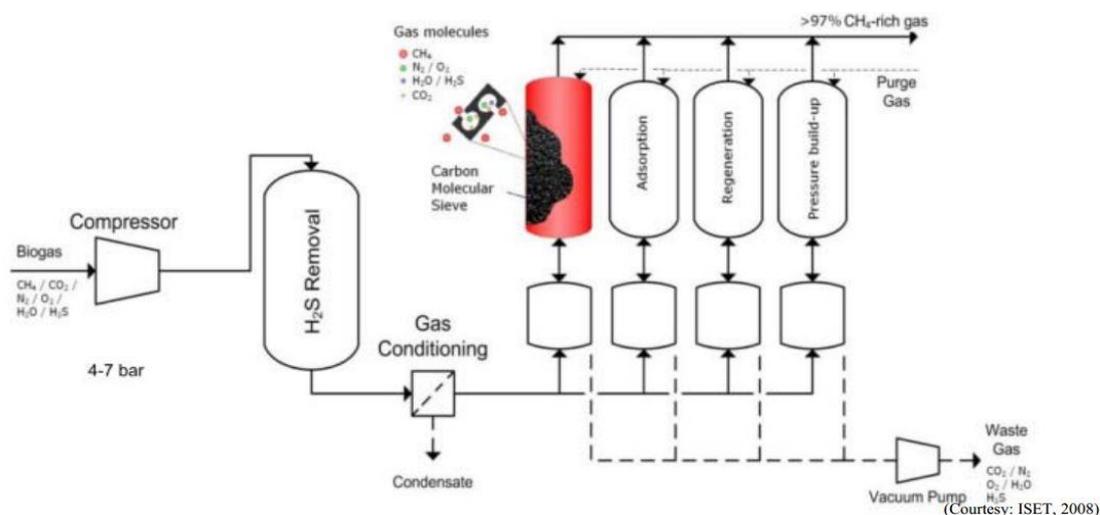


Fig.23 Schema di funzionamento di impianto di adsorbimento PSA

### *Vantaggi*

Produce una corrente di biometano con elevato livello di purezza;

Presenta semplicità costruttiva e struttura compatta;

### *Svantaggi*

Onde evitare il degrado irreversibile del sorbente è assolutamente necessario rimuovere preventivamente acqua e idrogeno solforato dal biogas in ingresso;

## **Permeazione: Tecnologia a Membrana**

Si impiega una membrana, realizzata con materiali polimerici o in acetato di cellulosa, che permette di separare i componenti di una corrente gassosa che presentino in essa differenti valori di permeabilità.

Esistono principalmente due tipologie di membrane:

- *porose*: la selettività è legata alla dimensione dei pori e dei costituenti la corrente gassosa;
- *diffusionali*: la selettività è legata alla velocità di diffusione della molecola nel mezzo;

Per la rimozione del biossido di carbonio si utilizzano tipicamente membrane diffusive ove la  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  hanno velocità di diffusione rispettivamente 20 e 60 volte maggiori rispetto al  $\text{CH}_4$ .

Vi è una ulteriore suddivisione in:

- *Membrane a secco*: su entrambe le facce della membrana vi è gas (ed. biogas-aria), queste possono operare a bassa (8-10 bar) o alta (25-40bar) pressione;
- *Membrane gas-liquido*: i componenti sono assorbiti dal solvente una volta attraversata la membrana, non importa che la membrana sia selettiva purchè lo sia il liquido, si opera a pressione atmosferica;

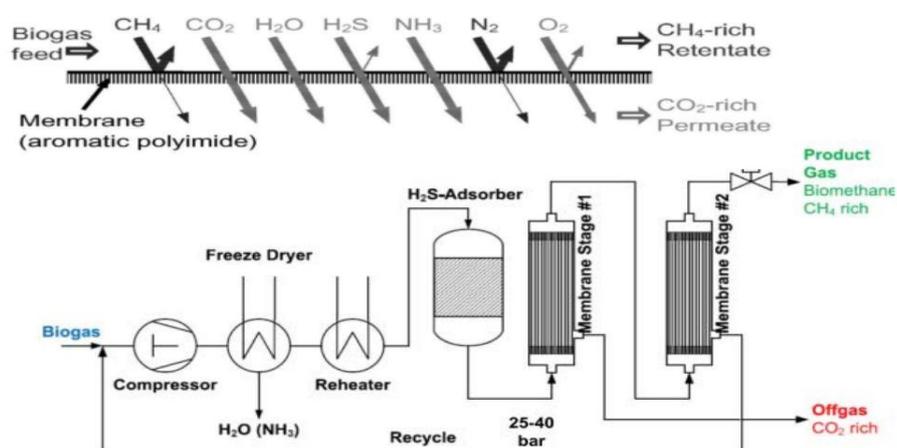


Fig.24 Schema di funzionamento di separazione con membrane semipermeabili.

I parametri più importanti per il buon funzionamento di questa tecnologia sono la temperatura e la differenza di pressione parziale a cavallo della membrana.

Poiché la presenza di acqua nel biogas apporterebbe danni rilevanti, questa va eliminata dal biogas in una fase preliminare.

Questa tecnologia è in grado di separare selettivamente anche l'idrogeno solforato, ma non in maniera sufficiente da raggiungere le specifiche SNAM Rete Gas, anche il livello di arricchimento del metano raggiungibile si attesta a livelli <90% e risultano necessari più stadi in serie per raggiungere tenori >97%.

L'installazione può essere realizzata in maniera molto compatta, presentando altresì elevata superficie di scambio, utilizzando fibre cave combinate ad una serie di moduli a membrana paralleli.

#### *Vantaggi*

Si ha una elevata flessibilità impiantistica di processo e di adattamento ai differenti impianti di produzione di biogas;

Non vi è utilizzo di sostanze chimiche;

#### *Svantaggi*

Costi di gestione discreti;

Necessità di più stadi per raggiungimento della specifica SNAM;

Rischio considerevole di danneggiamento grave in caso di anomalie nella composizione del biogas;

#### Separazione Criogenica

Si ottiene una separazione fisica dei vari componenti la miscela gassosa attraverso il raggiungimento di temperature criogeniche che portano alla successiva condensazione delle differenti sostanze.

Nello specifico si ha che:

A  $p=1$  bar transizione di fase  $\text{CO}_2$  a  $-78^\circ\text{C}$  e  $\text{CH}_4$  a  $-161,4^\circ\text{C}$

A  $p=50$  bar transizione di fase  $\text{CO}_2$  a  $+15^\circ\text{C}$  e  $\text{CH}_4$  a  $-80^\circ\text{C}$

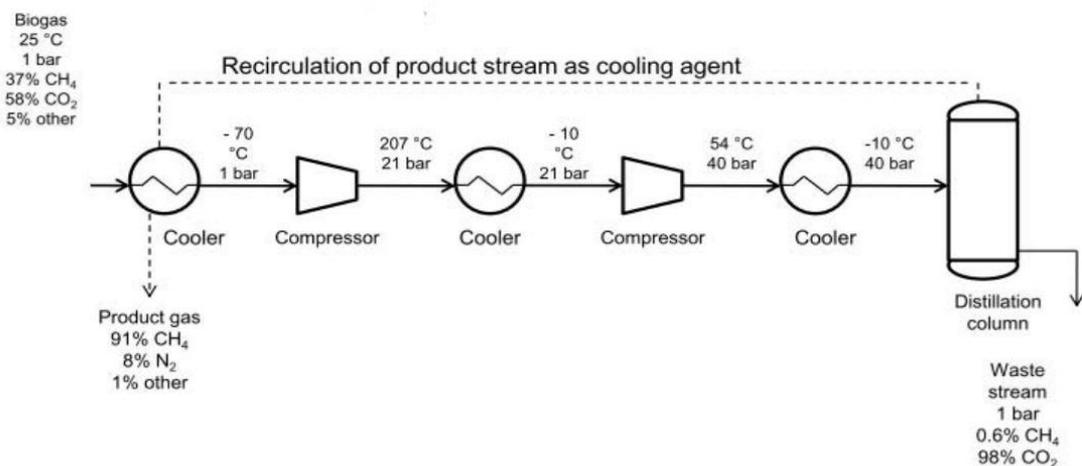


Fig.25 Schema di funzionamento impianto di separazione criogenico

Si può andare ad eliminare per condensazione anche l'idrogeno solforato H<sub>2</sub>S ma ciò può causare problematiche di corrosione degli impianti e perciò è consigliabile rimuoverlo preventivamente.

Il biossido di carbonio CO<sub>2</sub> liquefatto prodotto è puro e può essere valorizzato commercialmente.

Arrivando a condensare anche il metano si ottiene LBG (Liquid Bio Methane) che gode di volumi di stoccaggio molto minori.

Tale tecnologia risulta avere costi di investimento e gestione molto elevati ed è praticata in casi particolari e molto rari, con vantaggi economici solo per produzioni maggiori di 10.000 Nm<sup>3</sup>/h.

#### Osservazioni:

- Ad oggi la maggior parte delle tecnologie esistenti consentono di raggiungere i livelli richiesti dalle specifiche anche più restrittive, non è però possibile formulare un giudizio universalmente valido su quale sia la tecnologia ottimale, ogni impianto necessita infatti di uno studio *ad hoc* che tenga in considerazione le peculiarità del caso.

Sicuramente rivestono grande rilevanza elementi come la qualità e la quantità del biogas grezzo prodotto e le loro fluttuazioni nel tempo, alle quali l'impianto di upgrading dovrà essere in grado di adattarsi;

Fondamentale per le valutazioni economiche della ricerca dell'ottimo saranno anche gli utilizzi del biometano prodotto, che vanno a determinare le specifiche che questo dovrà rispettare, in termini di qualità e di livello di compressione.

Infine il contesto nel quale l'impianto va a collocarsi può favorire o meno impianti dall'elevata efficienza ma caratterizzati da complessità gestionale, con necessità di personale specializzato, rispetto a schemi più semplificati nei quali il livello di automazione ed affidabilità è maggiore.

- Poiché per il raggiungimento delle specifiche richieste spesso non è conveniente realizzare sistemi mono-tecnologia eccessivamente spinti, sono stati concepiti diversi sistemi misti, ovvero caratterizzati dalla combinazione di più dispositivi appartenenti alle differenti tecnologie con l'obiettivo di raggiungere un'ottimizzazione dei costi di investimento e di gestione.

## 5.2 Analisi Impianti Industriali

Finora sono stati esaminati i principi di funzionamento e le caratteristiche di massima di tutte le tecnologie di pulizia ed upgrading appartenenti allo stato dell'arte e tecnicamente sviluppate ed affermate.

In questa sezione si andrà a compiere un ulteriore passaggio nella catena che porta al compimento dello studio di fattibilità, andando ad analizzare nel dettaglio le differenti soluzioni tecnico-impiantistiche di pulizia ed upgrading proposte da aziende del settore per applicazione allo specifico sito produttivo di Caviro Distillerie.

Si è deciso di eliminare, a seguito di analisi preliminari, alcune tecnologie marcatamente inadatte alla applicazione richiesta, quali *adsorbimento* e *rimozione criogenica*, la prima per scarsa flessibilità operativa e per ridotta convenienza economica alle taglie richieste e la seconda perché relativa ad applicazioni molto peculiari e remunerativa solo per volumi di produzione estremamente ingenti.

Verranno nelle sezioni a seguire quindi illustrate ed analizzate tre diverse soluzioni impiantistiche, proposte da tre aziende differenti, nello specifico:

- ❖ **Hysytech:** Impianto di upgrading *ibrido water scrubber-membrane*
  
- ❖ **BTS:** Impianto di upgrading a *membrane*
  
- ❖ **Bilfinger:** Impianto di upgrading ad *ammine*

### 5.2.1 Hysytech: Impianto di upgrading ibrido *water scrubber-membrane*



#### Overview azienda

Hysytech è una società di ingegneria e costruzione di apparecchiature di processo, fondata nel 2003 a Torino ed indirizzata alla ricerca di soluzioni ingegneristiche innovative.

L'azienda ha sviluppato soluzioni tecniche avanzate per: processi chimici, energia rinnovabile e tradizionale, generazione di potenza e trattamenti ambientali.

Nel settore dell'upgrading del biogas a biometano offrono un servizio in collaborazione con BiogasItalia che, partendo dall'individuazione della soluzione tecnica ottimale, procede alla progettazione di massima e di dettaglio, alla realizzazione e certificazione degli impianti fino ai servizi di manutenzione e gestione post vendita.

#### Caratteristiche impianto

La soluzione proposta da Hysytech per il processo di upgrading è costituita da un sistema ibrido con una prima fase di water scrubbing che opera una rimozione di buona parte della CO<sub>2</sub> ed una sezione successiva di separazione attraverso uno stadio di membrane semipermeabili diffusionali a secco.



Fig.26 Vista dell'impianto di upgrading 100-120 Sm<sup>3</sup>/h Hysytech, ACEA Pinerolese

Tale sistema si propone quindi di combinare l'utilizzo di due differenti tecnologie, senza imporre una progettazione spinta per nessuna delle due, col fine di ottenere un contenimento dei costi ed una elevata affidabilità di processo.

Più in dettaglio si possono andare ad osservare i vari stadi del processo di purificazione:

- Il biogas grezzo è prelevato tal quale all'uscita del digestore senza necessità di pretrattamenti (quali desolforazione e deumidificazione) ed inviato al modulo di upgrading, la pressione di cui questo dispone (solitamente  $\approx 15\text{mbar}$ ) è inoltre sufficiente per garantire l'alimentazione, senza fare quindi ricorso a compressione preliminare.
- Il biogas viene compresso ed inviato ad una torre di lavaggio con acqua pressurizzata che rimuove la maggior parte del biossido di carbonio e purifica il flusso di componenti che potrebbero inficiare l'operatività del successivo stadio di purificazione.
- La corrente liquida di lavaggio è quindi inviata ad una torre di stripping ove, attraverso l'apporto di energia termica a bassa entalpia ( $85^{\circ}\text{C}$ ) viene rigenerata liberando una corrente di  $\text{CO}_2$  che viene emessa in atmosfera, necessitando solo di un piccolo reintegro di acqua.
- Il consumo termico di tale operazione è di circa  $0,40\text{-}0,60 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{Sm}^3_{\text{biogas}}$  che, essendo classificato come calore di scarto, non risulta conteggiato nel calcolo degli autoconsumi dell'impianto, con vantaggio nell'acquisizione degli incentivi.
- Il biogas, una volta essiccato, termina la sua purificazione con una separazione operata da un singolo stadio di membrane semipermeabili diffusionali, riuscendo a raggiungere stabilmente le specifiche richieste dalla specifica SNAM Rete Gas ed uscendo ad una pressione di 13 bar.
- E' presente un secondo compressore che assolve alla funzione di ricircolo del gas permeato dalla membrana all'interno dell'assorbitore ad acqua pressurizzata.
- I consumi elettrici totali di tale impianto sono pari a  $0,25\text{kWh}_{\text{el}}/\text{Sm}^3_{\text{biogas}}$  ed il recupero di  $\text{CH}_4$  risulta essere maggiore del 98%.

Dalla descrizione appena effettuata del processo di purificazione si evince come tale apparecchiatura risulti funzionare in grande autonomia, con ridotta necessità di utenze, le quali si limitano a:

- allaccio alla rete idrica civile
- uno scarico per la condensa
- collegamento elettrico
- collegamento termico (energia termica da cogenerazione)

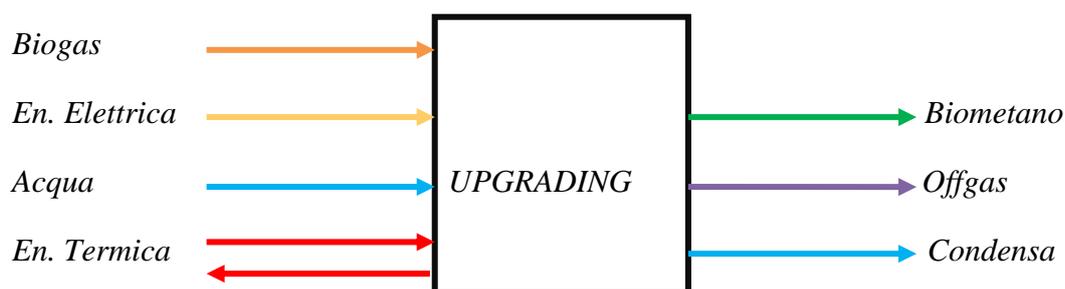


Fig.27 Schema generale flussi impianto pulizia ed upgrading Hysytech

Ad oggi esiste un solo impianto in Italia di upgrading di biogas a biometano ed è stato realizzato da Hysytech utilizzando la tecnologia appena descritta presso il polo ecologico di ACEA Pinerolese (TO); pienamente funzionante, ha mostrato la fattibilità tecnica ed economica del processo, rispettando tutti i parametri di progetto.



Fig.27 Immagini relative all'installazione del modulo di upgrading Hysytech

I vantaggi principali di questa soluzione possono essere così sintetizzati:

- Qualità prodotto: garantisce per il biometano ottenuto il rispetto della specifica tecnica SNAM Rete Gas, consentendone l'utilizzo per autotrazione e, appena completo il quadro normativo, l'immissione in rete di trasporto e distribuzione del gas.

Parametro	U.M.	Concentrazione
Metano (CH <sub>4</sub> )	%	97,3
Ossigeno (O <sub>2</sub> )	%	0,1
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> )	%	2,2

Potere Calorifico Superiore	36,76	MJ/Sm <sup>3</sup>
Densità biogas a 15°C	0,70	Kg/m <sup>3</sup>
Densità relativa	0,57	
Indice di Wobbe	48,48	MJ/Sm <sup>3</sup>
Temperatura di prelievo	20,5	°C

- Semplicità operativa: non richiede per la normale operatività la presenza di personale specializzato, il funzionamento è fortemente automatizzato ed autogestito da un sistema di controllo interno, che adatta la produzione istantanea dell'impianto al livello del flusso di biogas grezzo in ingresso.
- Sicurezza ambientale: non è previsto l'utilizzo di sostanze chimiche tossiche, con vantaggi per la sicurezza ambientale e sul lavoro e semplificazioni autorizzative.
- Le apparecchiature sono assemblate, testate e certificate presso l'opificio dell'azienda costruttrice, incluse in moduli prefabbricati rapidamente installabili *in situ* nel corso di 48 ore.
- Controllo in remoto dei parametri operativi dalla sede Hysytech.

L'impianto proposto è disponibile in tre taglie standard, relative al flusso di biogas grezzo in ingresso:

- **100-120 Sm<sup>3</sup><sub>bg</sub>/h** costo acquisto ed installazione approssimativo **600.000 €**
- **300-360 Sm<sup>3</sup><sub>bg</sub>/h** costo acquisto ed installazione approssimativo **800.000 €**
- **500-600 Sm<sup>3</sup><sub>bg</sub>/h** costo acquisto ed installazione approssimativo **1.000.000 €**

#### Osservazioni

Data la produzione oraria di picco e media sull'anno dell'impianto di digestione anaerobica Caviro, pari rispettivamente a circa 1.000 Sm<sup>3</sup><sub>bg</sub>/h e 700 Sm<sup>3</sup><sub>bg</sub>/h, risulta come due moduli della taglia maggiore possano risultare in una buona copertura della capacità produttiva potenziale di biometano.

Tale modularità può inoltre consentire un upgrading del biogas in due differenti steps, permettendo conseguentemente di realizzare anche la struttura di commercializzazione del prodotto in maniera più graduale.

## 5.2.2 BTS: Impianto di upgrading a membrane



### Overview azienda

BTS è una delle aziende leader a livello nazionale nella realizzazione e manutenzione di impianti di digestione anaerobica per la produzione di biogas e vanta una buona esperienza a livello tecnico e gestionale.

Con sede a Brunico (BZ), è attiva nel settore da oltre venti anni e va oggi a proporre, in collaborazione con partners internazionali, una soluzione per purificazione di biogas utilizzando un impianto a doppio stadio di membrane semipermeabili diffusionali a secco.

### Caratteristiche Impianto

Il biogas viene innanzitutto depurato dal solfuro di idrogeno, portato ad elevata pressione tramite un sistema di compressione ed inviato attraverso differenti stadi di membrane per la separazione del CH<sub>4</sub> dalla CO<sub>2</sub>.

La pressione di esercizio è compresa nel range 10-17 bar, con consumi elettrici pari a 0,28kWh/Sm<sup>3</sup><sub>biogas</sub>.

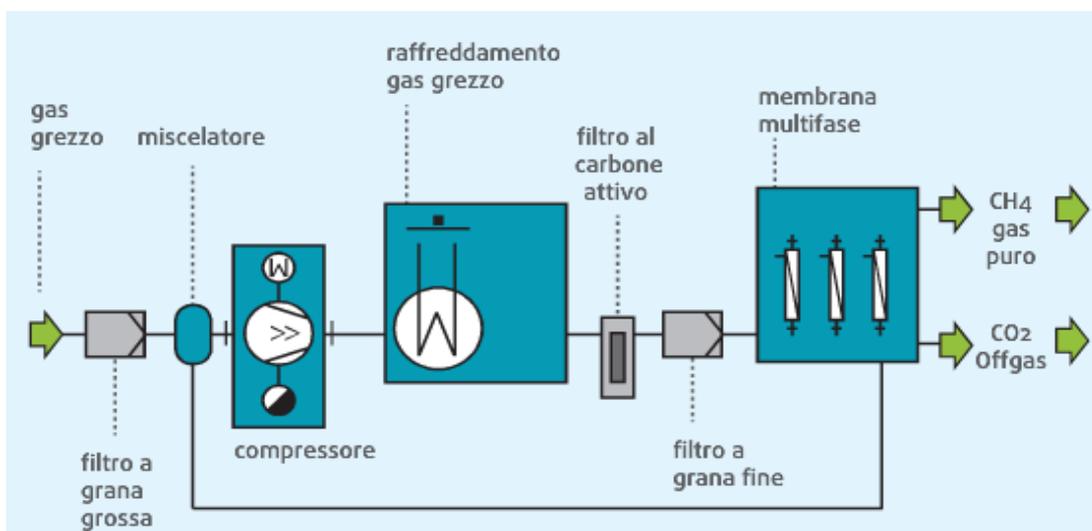


Fig.27 Schema di funzionamento impianto di upgrading a membrane BTS

I vantaggi principali di questa soluzione possono essere così sintetizzati:

- L'apparecchiatura necessita di un limitato bisogno di manutenzione.
- Vi è un recupero di metano molto elevato, con dispersione di  $\text{CH}_4 < 0,1\%$
- L'installazione è compatta e predisposta all'interno di container.
- Non necessita di energia termica o sostanze chimiche.

L'azienda propone anche una possibile implementazione del sistema, atta a comprimere ulteriormente la corrente di  $\text{CO}_2$  prodotta per andare in seguito a raffreddarla e condensarla, separandola dagli altri componenti ed ottenendo così biossido di carbonio commercializzabile per usi alimentari.

Le taglie di questa tipologia impiantistica vanno dai  $100 \text{ Sm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$  ai  $1.500 \text{ Sm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$ .

Questa tipologia di impianto è fortemente modulare ed assemblabile su misura per ogni singola utenza, il costo indicativo per un impianto della capacità di  $1.000 \text{ Sm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$  è di circa 1.800.000€, mentre realizzando due moduli della capacità di  $500 \text{ Sm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$  ciascuno i costi aumentano diventando paragonabili a quelli della tecnologia ibrida.

### Osservazioni

Questa tecnologia sfrutta solamente energia elettrica come input in ingresso, con costi paragonabili a quelli della tecnologia ibrida.

Nel confronto con la tecnologia precedente è da valutare attentamente il rapporto fra la maggior spesa legata alla sostituzione periodica di un maggior numero di membrane semipermeabili ed il risparmio di energia termica, considerando in particolare se quest'ultima possa essere disponibile come cascama termico da altri apparati o se vada appositamente generata.

Tale apparato è molto sensibile ad eventuali variazioni di alcuni componenti del biogas, in particolare  $\text{H}_2\text{S}$  e necessita di pretrattamenti molto affidabili.

### 5.2.3 Bilfinger: Impianto di upgrading a ammine



#### Overview azienda

Il gruppo Bilfinger, fondato 125 anni fa conta oltre 70.000 dipendenti è leader europeo nel settore dei servizi industriali ed, attraverso il distaccamento EMS GmbH, è attivo nel settore del biogas da oltre 35 anni.

#### Caratteristiche Impianto

Ad oggi l'azienda propone una soluzione impiantistica per la purificazione del biogas grezzo, basata su un assorbimento chimico, attraverso una particolare ammina sviluppata in partnership con BASF SE, colosso del settore chimico.

Tale ammina, denominata OASEgreen™, consente di raggiungere performances molto positive con uno schema di impianto tradizionale, nel dettaglio si riescono ad ottenere:

- Un recupero di  $\text{CH}_4 > 99,5\%$ .
- Un tenore di  $\text{H}_2\text{S}$  inferiore ai  $5 \text{ mg}/\text{Sm}^3$ .
- Arricchimento del  $\text{CH}_4$  nel biometano fino ad oltre il 99%.
- Un flusso in uscita di  $\text{CO}_2$  con tenore pari al 99,9%.
- La particolare ammina utilizzata risulta inoltre essere molto stabile, in grado di assorbire sia  $\text{CO}_2$  che  $\text{H}_2\text{S}$ , non subisce degrado in caso di presenza di ossigeno e non dà luogo a reazioni indesiderate con altri possibili componenti della corrente gassosa. Non presenta inoltre caratteristiche di pericolosità ed ha una durata media molto elevata, fra le 24.000 e le 48.000 ore di lavoro.

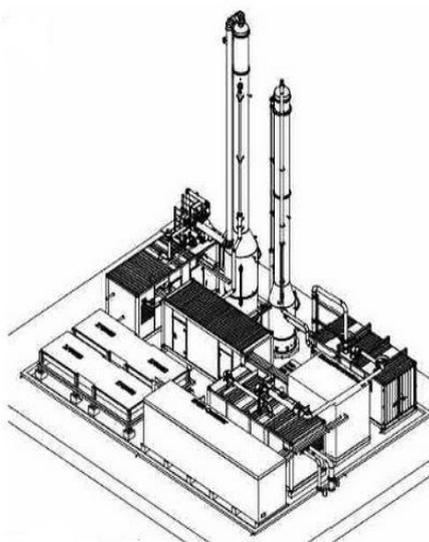


Fig.28 Impianto di purificazione Weltec (Arneburg)

- La soluzione di lavaggio, una volta saturata viene rigenerata attraverso un aumento di temperatura, l'ammina OASEgreen™ necessita di un riscaldamento minore rispetto a quelli usuali, con  $T \approx 115^{\circ}\text{C}$  e possibilità di rigenerare nel processo l'80% di tale energia termica.
- Il processo avviene inoltre, come tipico dei trattamenti ad ammine, a bassa pressione ( $\approx 1\text{atm}$ ).
- L'impianto è disponibile ed economicamente vantaggioso per tagli dai **600** ai **10.000**  $\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$ .



Fig.29 Vista torre di assorbimento e torre di rigenerazione Weltec (Arneburg)

I vantaggi principali di questa soluzione possono essere così sintetizzati:

- Basso costo di manutenzione.
- Basso consumo energetico En. El.  $< 0,06 \text{ kWh}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}$   
En. Th  $< 0,7 \text{ kWh}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}$
- Processo altamente automatizzato, con disponibilità annua elevata (8.600 h/y)

Bilfinger EMS ha già realizzato diversi impianti di upgrading di biogas in Europa ma non ancora in Italia, i vari sistemi di purificazione già realizzati, fra i quali l'installazione Weltec ad Arneburg hanno dimostrato la rispondenza alle specifiche richieste dalla normativa italiana.



Fig.30 Vista dall'alto torri di assorbimento e rigenerazione Weltec (Arneburg)

### Osservazioni

I costi associati a questa tecnologia sono da valutare con attenzione, in quanto sostanzialmente differenti da quelli dei casi analizzati in precedenza, in particolare occorre una stima dei costi di rinnovamento della soluzione amminica oltre a quelli inerenti ad energia termica ed elettrica.

La bassa pressione a cui si svolge il processo apporta diversi vantaggi energetici ed impiantistici ma, se l'utilizzo successivo richiede un biometano compresso, occorre valutare le spese di compressione della corrente in uscita fino alla pressione desiderata ed includere tale costo nel confronto con le altre tecnologie operanti a pressioni maggiori. Sicuramente, data la necessità di comprimere solamente il biometano e non il flusso di CO<sub>2</sub> già separato, l'energia spesa per tale scopo sarà inferiore a quella delle altre configurazioni.

### In sintesi

La tecnologia a multiplo stadio di **membrane** presenta il consumo elettrico maggiore, un considerevole costo di gestione associato anche un maggior rischio di danneggiamento grave in caso di anomalie nella composizione del biogas, fornisce però una corrente di *offgas* costituita da CO<sub>2</sub> con elevata purezza.

La tecnologia **ibrida** presenta consumi elettrici medi, associati ad un moderato consumo termico con fluido a bassa entalpia e dunque recuperabile da cascami termici, risulta essere un buon compromesso fra affidabilità e qualità del prodotto, non fornisce però una corrente di CO<sub>2</sub> pura bensì miscelata ad aria.

La tecnologia ad **ammine** presa in considerazione ha consumi molto ridotti di energia elettrica ma necessita di energia termica ad entalpia considerevole per generare il vapore a 120°C richiesto per la rigenerazione della soluzione assorbente; produce biometano a bassa pressione, l'impianto non è modulare ed i costi di investimento sono superiori alle altre tecnologie. Vanta però percentuali di recupero del CH<sub>4</sub> molto elevate e produce una corrente di biometano ed *offgas* dalle alte purezze, rispettivamente in CH<sub>4</sub> e CO<sub>2</sub>.

# Capitolo 6

## Analisi economica

In questo capitolo si cercherà di andare ad affrontare i risvolti economici dei vari utilizzi ai quali il biogas può essere indirizzato.

Si partirà dall'analisi del caso più semplice, ovvero la prosecuzione della configurazione attuale nelle ipotesi con e senza adesione al Decreto Spalmacentivi.

Si proseguirà analizzando l'ipotesi di upgrading del biogas e le varie ramificazioni che questa presenta in relazione alle differenti modalità di commercializzazione già citate in precedenza.

Preso atto dalle analisi sui potenziali produttivi e dagli impianti industriali disponibili di una marcata modularità, sia nella produzione che nella commercializzazione del biometano, unitamente al fatto che una transizione graduale da biogas a biometano per livelli produttivi così ingenti sia preferibile anche dal punto di vista gestionale ed organizzativo, si ritiene opportuno effettuare le seguenti considerazioni economiche relativamente ad una quota parte pari al 50% del biogas disponibile.

Più in dettaglio, si è evinto come per la produzione potenziale complessiva siano necessarie alla vendita due differenti stazioni di rifornimento e come a queste debbano essere associati i rispettivi mezzi di alimentazione, inoltre i costi di investimento dell'impianto non sono variabili in maniera così significativa da giustificare un unico impianto di depurazione di grossa taglia, per concludere anche l'azienda ha mostrato una preferenza di ingresso graduale in un nuovo settore di mercato.

Per tali motivi è preferibile che anche il sistema di purificazione presenti tale modularità, optando quindi per le proposte di Hysytech o BTS, le quali non presentano grandi differenze in termini di costi di investimento e di gestione.

## 6.1 Prosecuzione configurazione attuale

I 6.000.000 di Nm<sup>3</sup>/y di biogas sono ad oggi utilizzati per l'85% circa per produrre energia elettrica per la restante quota venduti alla azienda Enomondo srl.

Considerando una produzione netta media annua di energia elettrica complessiva da parte dei motogeneratori 2x1064kW pari a 12.000 MWh/y, l'analisi che si effettua nel seguito, relativa al 50% del biogas, ipotizza dunque l'utilizzo di un solo motogeneratore, con una produzione media annua pari a 6.000MWh.

### 6.1.1 Prosecuzione configurazione attuale senza adesione a Decreto Spalmaincentivi

#### Ricavi

L'energia elettrica netta generata, valorizzata sul mercato al prezzo zonale dell'anno 2014, ovvero pari a 51€/MWh, apporterebbe un ricavo pari a:

$$6.000 \text{ [MWh/y]} \times 51 \text{ [€/MWh]} = \mathbf{306.000 \text{ [€/y]}}$$

Tale produzione permette di acquisire 6.000 CV che valorizzati sul mercato al prezzo dell'anno 2014, ovvero 97,50€/CV generano un ricavo di:

$$6.000 \text{ [CV/y]} \times 97,5 \text{ [€/CV]} = \mathbf{585.000 \text{ [€/y]}}$$

A queste due voci si aggiunge infine quella derivante dalla vendita di circa 500.000 Nm<sup>3</sup>/y di biogas alla azienda Enomondo la quale corrisponde a Caviro Distillerie un prezzo *metano equivalente*, ovvero paga la sola frazione di CH<sub>4</sub> presente nel biogas, al valore corrente del Gas Naturale, il quale si attesta a circa 0,28 €/Nm<sup>3</sup>. Utilizzando come tenore di riferimento per il CH<sub>4</sub> nel biogas prodotto la media sull'anno passato, ovvero il 65%, la vendita di tale quantitativo frutta:

$$500.000[\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{y}] \times 0,65[\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}] \times 0,28 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}] = \mathbf{91.000 \text{ [€/y]}}$$

Il ricavo complessivo legato alla valorizzazione della quota di biogas considerato è quindi:

$$306.000 \text{ [€/y]} + 585.000 \text{ [€/y]} + 91.000 \text{ [€/y]} = \mathbf{982.000 \text{ [€/y]}}$$

### Costi

Poiché lo scopo di tale capitolo è di offrire una comparazione fra differenti possibilità, ed essendo questo il caso base, non verranno considerati i costi legati alla produzione del biogas, in quanto medesimi per tutte le ipotesi affrontate. In questa configurazione risultano assenti anche spese di investimento e sono conservativamente considerate nulle le spese di gestione e manutenzione straordinaria dei motogeneratori.

### Utili

Limitatamente alla configurazione attuale gli utili corrispondono perciò ai ricavi già calcolati.

### Tempi

Il periodo di incentivazione residuo dell'impianto termina il 03/07/2020, consentendo di proseguire con tali valori ancora per circa 5,5 anni, dopodiché è eventualmente possibile continuare l'esercizio ma senza la voce di ricavo legata agli incentivi.

## **6.1.2 Prosecuzione configurazione attuale con adesione a Decreto Spalmaincentivi**

### Ricavi

Come nel caso precedente, l'energia elettrica generata, valorizzata sul mercato al prezzo zonale dell'anno 2014, apporterebbe un ricavo pari a:

$$6.000 \text{ [MWh/y]} \times 51 \text{ [€/MWh]} = \mathbf{306.000 \text{ [€/y]}}$$

Tale energia, a seguito dell'adesione al Decreto Spalmaincentivi porterebbe all'acquisizione di un incentivo, già calcolato nel Capitolo 3, ridotto del 53,4 % rispetto a quello base e quindi di entità pari a:

$$585.000 \text{ [€/y]} \times 0,466 = \mathbf{273.000 \text{ [€/y]}}$$

Anche qui, come nel caso precedente, la vendita di 500.000 Nm<sup>3</sup>/y di biogas alla azienda Enomondo frutta:

$$500.000[\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{y}] \times 0,65[\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}] \times 0,28 [\text{€}/\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}] = \mathbf{91.000 [\text{€}/\text{y}]}$$

Il ricavo complessivo legato alla valorizzazione della quota di biogas considerato è quindi:

$$306.000 [\text{€}/\text{y}] + 273.000 [\text{€}/\text{y}] + 91.000 [\text{€}/\text{y}] = \mathbf{670.000 [\text{€}/\text{y}]}$$

### Costi

Questa configurazione non presenta costi di investimento ma come il caso precedente plausibilmente richiederà spese legate a manutenzioni straordinarie non inserite nella valutazione.

### Utili

Non andando a quantificare un costo legato al maggior rischio di rottura dell'impianto, anche in questo caso gli utili corrispondono perciò ai ricavi già calcolati.

Tale configurazione, a seguito dell'adesione al Decreto Spalmaincentivi è percorribile fino al 03/07/2027, senza previsione di sostanziali variazioni di redditività rispetto a quanto appena esposto.

## 6.2 Upgrading del biogas a biometano

In questa sezione si andranno a considerare i risvolti economici della produzione, trasporto e commercializzazione del biometano, esaminando in seguito la redditività dei casi ritenuti essere di maggior rilievo.

### 6.2.1 Ricavi

#### Vendita Biometano

I 3.000.000 Nm<sup>3</sup>/y di biogas considerati generano circa 1.950.000 Nm<sup>3</sup>/y di biometano che può essere venduto attraverso due modalità:

- Vendita a soggetti terzi che ne operano la immissione in consumo.  
In tal caso il prezzo di vendita del biocarburante può essere ritenuto come equivalente a quello del gas naturale il quale nell'anno 2014, per clienti industriali di medio consumo, si è attestato a circa 0,28 €/Nm<sup>3</sup> (+IVA). In questo caso lo stadio di compressione finale da 55 a 220 bar del biometano è a carico del proprietario del distributore.  
Il ricavato della vendita è dunque:

$$1.950.000 \text{ [Nm}^3\text{/y]} \times 0,28 \text{ [€/Nm}^3\text{]} = \mathbf{546.000 \text{ [€/y]}}$$

- Immissione in consumo diretta con vendita tramite stazione di rifornimento di proprietà.  
Questa ipotesi comporta un valore di vendita del biometano pari a quella di mercato per metano per autotrazione, ovvero 0,58 €/Nm<sup>3</sup>(+IVA), con un ricavo di:

$$1.950.000 \text{ [Nm}^3\text{/y]} \times 0,58 \text{ [€/Nm}^3\text{]} = \mathbf{1.131.000 \text{ [€/y]}}$$

#### Incentivazione

La modalità di incentivazione prevista per l'immissione in consumo di biocarburanti è, come già visto nel Capitolo 3, il riconoscimento di CIC in numero proporzionale all'energia relativa al biofuel.

Il conteggio base vuole  $10 \text{ Gcal}_{\text{biofuel}} = 41,9 \text{ GJ} = 1 \text{ CIC}$

Assumendo che l'unico idrocarburo presente nel biometano sia CH<sub>4</sub> (con tenore 97,5% e PCI = 35,9 MJ/Nm<sup>3</sup>) si ottiene:

$$41.900[\text{MJ/CIC}] / (35,9[\text{MJ/Nm}^3_{\text{CH}_4}] \times 0,975[\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{Nm}^3_{\text{biom}}]) = \mathbf{1.197 [\text{Nm}^3_{\text{biom}}/\text{CIC}]}$$

La produzione base annuale di CIC relativa al contenuto energetico sarebbe quindi:

$$1.950.000 [\text{Nm}^3/\text{y}] / 1.197 [\text{Nm}^3_{\text{biom}}/\text{CIC}] = 1.629 [\text{CIC}/\text{y}]$$

Con la riduzione del 30% legata al fatto che l'impianto di produzione del biogas è già esistente e del 10% per tenere in considerazione gli autoconsumi che non godono di incentivazione si ottengono:

$$1.629 \times 0,7 \times 0,9 = 1.026 [\text{CIC}/\text{y}]$$

Con la premialità (+100%) legata al fatto che tale biometano è prodotto da sottoprodotti e rifiuti come da tab.1A DM 06/07/2012:

$$1.026 \times 2 = \mathbf{2.052 [\text{CIC}/\text{y}]}$$

Con la concomitanza delle premialità (+150%) per produzione da sottoprodotti e rifiuti e la vendita presso una stazione di rifornimento realizzata *ex novo* dalla medesima azienda:

$$1.026 \times 2,5 = \mathbf{2.565 [\text{CIC}/\text{y}]}$$

Il valore di tali CIC dipende dalle condizioni del mercato, ad oggi un CIC è commercializzabile ad un prezzo attorno ai 200€, gli operatori del settore ipotizzano però, a seguito dell'aumento delle quote obbligate di biocarburanti fino al 10% nel 2020, un incremento del valore di tale certificato fino a 600-800€. Tale variabilità va ovviamente ad introdurre un fattore di incertezza di grande rilevanza, che può modificare decisamente gli esiti dell'analisi economica.

Valore CIC	Incentivo SI distributore nuovo		incentivo NO distributore nuovo	
€ 200,00	513.000	€/anno	410.400	€/anno
€ 300,00	769.500	€/anno	615.600	€/anno
€ 400,00	1.026.000	€/anno	820.800	€/anno
€ 500,00	1.282.500	€/anno	1.026.000	€/anno
€ 600,00	1.539.000	€/anno	1.231.200	€/anno

Per mantenersi sempre in ipotesi conservative si proseguirà l'analisi utilizzando come valore del CIC 200€, pari al valore attuale e ritenuto essere il valore minimo possibile.

Si ha così, osservando la tabella precedente come l'entità dell'incentivo sia:

- **410.400 €/y** vendita biometano tramite distributore già esistente.
- **513.000 €/y** vendita biometano tramite distributore nuovo (per 10 anni).

## 6.2.2 Investimenti e costi di gestione

### Impianto di Upgrading

Come sistema di upgrading si considera di andare ad utilizzare l'impianto ibrido proposto da Hysytech, in quanto presenta un buon compromesso fra consumi elettrici, termici, affidabilità e qualità del prodotto.

La modularità dell'impianto consente inoltre un upgrading graduale, utilizzando due moduli dalla capacità di  $500 \text{ Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{h}$ , che ben si prestano quindi alla sostituzione progressiva dei due motogeneratori Jenbacher.

Il costo di investimento budgetario per tale impianto è **1.000.000 €**.

Il consumo elettrico per il processo di purificazione è pari a  $0,25 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}$ .

Il consumo termico di acqua con  $T \approx 85^\circ\text{C}$  è pari a circa  $0,50 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}$ .

Poiché Caviro Distillerie produce internamente l'energia elettrica di cui necessita, immettendo in rete la quota non autoconsumata, il valore di tale energia si attesta come pari al prezzo di mercato zonale che si ricaverebbe vendendola, ovvero per l'anno 2014 circa  $51\text{€/MWh}$ . Qualsiasi altro utente industriale che acquisti dalla rete l'energia necessaria deve invece corrispondere un prezzo comprensivo anche di oneri, servizi di rete ed imposte, che lo portano a ad un valore decisamente superiore.

Il costo operativo di funzionamento dell'impianto di upgrading per la depurazione del 50% della produzione di biogas è quindi:

$$3.000.000 [\text{Nm}^3_{\text{biogas}}/\text{y}] \times 0,25 [\text{kWh}/\text{Nm}^3_{\text{biogas}}] \times 0,051 [\text{€/kWh}] = \mathbf{38.250 [\text{€/y}]}$$

Poiché tale quantitativo di biogas porta alla produzione di circa  $1.950.000 [\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{y}]$ , il costo di purificazione per l'ottenimento di biometano pari a:

$$38.250 [\text{€/y}] / 1.950.000 [\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{y}] = \mathbf{0,02 [\text{€/Nm}^3_{\text{CH}_4}]}$$

L'energia termica a bassa entalpia può invece essere recuperata da cascami termici di distilleria, senza necessità di produzione *ad hoc*, non vi verrà perciò associato alcun costo nell'analisi in corso.

Risulta quindi evidente il vantaggio competitivo nei costi di gestione dell'upgrading legato alla sinergia con gli altri settori produttivi.

## Trasporto

Per il trasporto del biometano prodotto è possibile utilizzare, come già accennato, un gasdotto o alternativamente dei carri bombolai.

- L'utilizzo di carri bombolai richiederebbe un numero minimo di 3 mezzi pesanti, in quanto se ne necessiterebbe di uno in caricamento presso l'impianto di upgrading, uno in transito ed uno collegato in alimentazione alla stazione di rifornimento, ai quali vanno associati per la normale attività almeno 3 unità di personale da assumere *ad hoc*.

Il costo di investimento per l'acquisto di un carro bombolaio è pari a **150.000€**.

Il costo di una unità di personale è pari a **35.000€/y**.

L'utilizzo di tale metodologia di trasporto comporta anche differenti costi di compressione, che verranno meglio analizzati nel paragrafo dedicato.

- L'utilizzo di gasdotto comporta la costruzione di tale infrastruttura di trasporto. Nelle ipotesi già vagliate nel Capitolo 4 si potrebbe optare per un revamping del gasdotto in disuso della lunghezza di 2.000m che collega lo stabilimento produttivo ad una stazione di rifornimento già esistente oppure per la realizzazione di una nuova linea della lunghezza di circa 1.000m ad alimentazione di un distributore di nuova costruzione.

In entrambi i casi, considerata la differente lunghezza ma anche i differenti costi fra revamping e nuova realizzazione, si stima sia necessario un investimento di circa **500.000€**, senza costi di gestione considerevoli annessi eccetto la compressione che sarà trattata a parte.

## Stazione di rifornimento

Nel caso si opti per una immissione in consumo diretta da parte della azienda, si renderà necessario il possesso di una stazione di rifornimento, secondo una delle due possibilità con i relativi costi:

- Acquisizione distributore esistente, investimento stimato **2.000.000 €**
- Realizzazione nuovo distributore, investimento stimato **3.000.000 €**

Tali costi, valutati forfettariamente in prima approssimazione tengono in considerazione non solo delle apparecchiature ed impianti necessari al rifornimento dei veicoli, ma anche dell'acquisizione dei terreni, della realizzazione di opere civili quali piazzali ed edifici e di eventuali altri oneri.

Per la gestione di una stazione di rifornimento si stima una spesa annua complessiva di circa **200.000 €/y** comprensiva di manovalanza e componentistica.

## Compressione

Il biometano prodotto fuoriesce dal modulo di upgrading alla pressione di 13 bar, deve essere trasportato ed in seguito immesso in consumo sui veicoli alla pressione di 220 bar.

Occorre ancora una volta tenere in considerazione che il costo dell'energia elettrica internamente allo stabilimento produttivo risulta essere di 51 €/MWh, mentre assumiamo conservativamente che il costo dell'energia elettrica presso stazioni di rifornimento distaccate sia privo di agevolazioni e dunque pari al prezzo di mercato, ipotizzato pari a 150€/MWh.

Si lascia ad ulteriori studi la valutazione della possibilità tecnica e normativa di una connessione elettrica diretta fra stabilimento e distributore o di una tariffa vantaggiosa legata all'autoproduzione.

Consideriamo, compatibilmente con le tecnologie ad oggi disponibili, per l'ottenimento della pressione richiesta una compressione suddivisa in due stadi con  $\beta_1=\beta_2=4$ .

Senza addentrarsi in maniera dettagliata nelle molteplici configurazioni degli impianti di compressione, si consideri un valore medio di energia richiesta per ognuno dei due stadi di compressione pari a  $0,13 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{CH}_4}$ ,

Fuori stabilimento  $0,13 \text{ [kWh/Nm}^3_{\text{CH}_4}] \times 0,15 \text{ [€/kWh]} = \mathbf{0,020 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4]}}$

In stabilimento  $0,13 \text{ [kWh/Nm}^3_{\text{CH}_4}] \times 0,05 \text{ [€/kWh]} = \mathbf{0,007 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4]}}$

Da cui si può notare come sia vantaggioso effettuare, per quanto possibile, la compressione in stabilimento.

I costi dei compressori si considerino già inclusi nelle spese di investimento dell'apparato di upgrading e della stazione di rifornimento.

Le varie metodologie di trasporto presentano differenti modalità di compressione:

- Carro bombolaio: viene rifornito a 220bar (2 stadi di compressione) in stabilimento, giunge al distributore e qui può o trasferire per travaso metà del suo carico in un serbatoio (100bar) oppure fungere lui stesso da serbatoio. Poiché col procedere del prelievo dal carro o dal serbatoio la pressione del metano non sarebbe costante, è di norma operata una riduzione di pressione a 30-50 bar seguita da un ulteriore stadio di compressione in loco.

Tale metodologia di trasporto richiede perciò 3 stadi di compressione, 2 in stabilimento e 1 presso la stazione di rifornimento, per un costo pari a:

$$(2 \times 0,007) + 0,020 = 0,034 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]}$$

$$0,034 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]} \times 1.950.000 \text{ [Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{/y]} = \mathbf{66.300 \text{ [€/y]}}$$

- Gasdotto: non è praticabile un trasporto a pressione superiore ai 55 bar, il biometano deve perciò subire perlomeno l'ultimo stadio di compressione presso la stazione di rifornimento, mentre il primo è auspicabile effettuarlo internamente, con costi associati pari a:

$$0,007 + 0,020 = 0,027 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]}$$

$$0,027 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]} \times 1.950.000 \text{ [Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{/y]} = \mathbf{52.650 \text{ [€/y]}}$$

Nel caso di vendita a terzi vi è solamente la prima compressione:

$$0,007 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]} \times 1.950.000 \text{ [Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{/y]} = \mathbf{13.650 \text{ [€/y]}}$$

- Distributore adiacente a stabilimento: in questo caso non necessitando di alcun tipo di trasporto al di fuori dello stabilimento la compressione viene effettuata internamente a distanza ravvicinata alla stazione di rifornimento, con un costo pari a:

$$0,007 \times 2 = 0,014 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]}$$

$$0,014 \text{ [€/Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{]} \times 1.950.000 \text{ [Nm}^3_{\text{CH}_4}\text{/y]} = \mathbf{27.300 \text{ [€/y]}}$$

### Osservazione

E' importante notare come, nel caso fosse possibile avere un costo dell'energia elettrica presso la stazione di rifornimento distaccata pari a quello che si ha internamente allo stabilimento, i due costi assumerebbero lo stesso valore e sarebbe quindi preferibile trasportare in bassa pressione per ridurre i costi di investimento e comprimere con un solo compressore multistadio presso il distributore.

### Imposte

Sul biometano per autotrazione gravano l'IVA al 22%, che non è riportata, e la medesima accisa relativa al gas naturale per autotrazione, con un valore pari a 0,00331 [€/Nm<sup>3</sup>], dunque trascurabile ai fini dell'analisi.

## 6.3 Confronto possibili configurazioni

Si vadano ora ad analizzare gli utili ed il ritorno economico complessivo delle soluzioni ritenute essere più promettenti, di seguito sintetizzate:

- Prosecuzione della configurazione attuale senza adesione al Decreto Spalmaincentivi. (Sigla: J85-R15 NO SP)  
Non sono richiesti investimenti e costi di gestione, i ricavi sono costanti fino al 2020, dopodiché si considera di proseguire la produzione per altri 7 anni senza alcuna forma di incentivazione, per confrontare tale ipotesi con quella di adesione al Decreto Spalmaincentivi.
  
- Prosecuzione della configurazione attuale con adesione al Decreto Spalmaincentivi. (Sigla: J85-R15 SI SP)  
Non sono richiesti investimenti e costi di gestione, i ricavi sono costanti per tutta la durata residua del periodo di incentivazione, ovvero fino al 2027 (5+7=12 anni residui).
  
- Upgrading del biogas a biometano e vendita dello stesso ad una stazione di rifornimento appartenente a soggetti terzi alimentata con gasdotto. (Sigla: DTgas)  
I ricavi sono costanti e dati dalla vendita del biometano al prezzo per clienti industriali del GN e dalla valorizzazione dei CIC; per tutti i casi che comportano l'upgrading del biogas il periodo di incentivazione può essere fino al 2025 secondo l'*Ipotesi 1* o fino al 2032 se fosse percorribile l'*Ipotesi 2* (vedi Cap.3).  
Gli investimenti consistono nell'impianto di upgrading e nel sistema di trasporto del prodotto, per quest'ultimo elemento si considera per tutti i casi solamente l'ipotesi con gasdotto in quanto l'utilizzo di carri bombolai si è rivelata essere molto più costosa e dalla non semplice gestione.  
I costi di gestione sono relativi all'upgrading ed alla compressione del biometano per la quale si necessita di un solo stadio di compressione all'interno dello stabilimento.

- Upgrading del biogas a biometano ed immissione in consumo dello stesso tramite stazione di rifornimento di proprietà realizzata ex novo in posizione distaccata dallo stabilimento ed alimentata con gasdotto. (Sigla: *DPN<sub>gas150</sub>*)  
 I ricavi sono dati dalla vendita del biometano al prezzo di mercato per autotrazione e dalla valorizzazione dei CIC, tale dato non è costante per tutto il periodo di incentivazione poiché per i primi 10 anni si ha una premialità ulteriore legata alla realizzazione della nuova stazione di rifornimento.  
 Gli investimenti consistono nell'impianto di upgrading, nel sistema di trasporto e nella costruzione di una nuova stazione di rifornimento.  
 I costi di gestione sono relativi all'upgrading del biogas, alla compressione ed al funzionamento della stazione di rifornimento; per la compressione si considera uno stadio in stabilimento ed uno stadio presso il distributore ove il costo dell'energia è considerato pari quello per utenti industriali.
  
- Upgrading del biogas a biometano e immissione in consumo dello stesso tramite stazione di rifornimento di proprietà realizzata ex novo in posizione adiacente allo stabilimento. (Sigla: *DPN<sub>stab</sub>*)  
 I ricavi, come per il caso precedente, sono dati dalla vendita del biometano al prezzo di mercato per autotrazione e dalla valorizzazione dei CIC, tale dato non è costante per tutto il periodo di incentivazione poiché per i primi 10 anni si ha una premialità ulteriore legata alla realizzazione della nuova stazione di rifornimento.  
 Gli investimenti consistono nell'impianto di upgrading e nella costruzione di una nuova stazione di rifornimento.  
 I costi di gestione sono relativi all'upgrading del biogas, alla compressione ed al funzionamento della stazione di rifornimento; per la compressione si considerano due stadi entrambi realizzati internamente allo stabilimento.
  
- Upgrading del biogas a biometano e immissione in consumo dello stesso tramite stazione di rifornimento di proprietà già esistente in posizione distaccata dallo stabilimento ed alimentata con gasdotto. (Sigla: *DPE<sub>gas150</sub>*)  
 I ricavi, sono costanti e relativi alla vendita del biometano al prezzo di mercato per autotrazione ed alla valorizzazione dei CIC.  
 Gli investimenti consistono nell'impianto di upgrading, nel sistema di trasporto e nella acquisizione di una stazione di rifornimento già esistente.  
 I costi di gestione sono relativi all'upgrading del biogas, alla compressione ed al funzionamento della stazione di rifornimento; per la compressione si effettua uno stadio in stabilimento ed uno stadio presso il distributore ove il costo dell'energia è considerato pari quello per utenti industriali.

Si è optato per una analisi separata della Ipotesi 1 e della Ipotesi 2, considerando per entrambe un periodo di usufrutto dell'impianto di purificazione del biogas e di commercializzazione del biometano che vanno fino al 2032.

Nello specifico la differenza fra le due ipotesi consta in una totale assenza di incentivazione del biometano prodotto a partire dal decimo anno in avanti per l'Ipotesi 1, mentre per l'Ipotesi 2 tale incentivazione prosegue per altri 7 anni sfruttando il "ponte" potenzialmente offerto dall'adesione al Decreto Spalmaincentivi.

Per quanto riguarda il proseguimento della configurazione attuale, i due motogeneratori Jenbacher sono considerati operanti fino al 2027 sia con sia senza adesione al Decreto Spalmaincentivi, onde valutare la redditività delle due modalità sullo stesso periodo temporale. Non si è ritenuto opportuno prolungare tale periodo al 2032, come nei casi relativi all'upgrading, in quanto tale impianto è già datato ed è poco probabile una così lunga durata della sua vita utile.

Osservando inoltre come per diverse configurazioni sia presente una variabilità dei ricavi nel tempo (dovuta alla eventualità di incentivazione aumentata per i primi 10 anni a seguito di realizzazione di nuovo impianto di distribuzione) e/o dei costi, a causa degli ammortamenti che giungono a termine dopo il 10 anno di esercizio, anche la sezione utili rispecchierà tale sdoppiamento.

Fa eccezione a quanto appena detto il caso di proseguimento della configurazione attuale senza adesione al Decreto Spalmaincentivi, per il quale la variazione dei ricavi si ha col termine dell'incentivazione nel 2020, ovvero dopo 5 anni.

A seguire verranno quindi proposte una visura degli utili cumulati anno per anno relativamente alle differenti configurazioni sia attraverso una tabella che a mezzo di grafici.

Si considereranno nei seguenti prospetti tutti gli investimenti, sia quelli relativi ad impianti che quelli riguardanti opere civili ed edili, come ammortati in un periodo di 10 anni.

Si andranno poi a calcolare gli utili conseguibili per ogni singola casistica esposta come differenza fra i ricavi e la somma dei costi di gestione con la quota annua di ammortamento.

*Ipotesi 1 (biometano incentivato fino a 2025)*

**Tabella riassuntiva analisi economica (CIC=200€)**

	JENBACHER 85%		JENBACHER 85%		DISTRIBUTORE TERZO	
	RUTHS 15% (configurazione attuale) NO Spalmaincentivi		RUTHS 15% (configurazione attuale) SI Spalmaincentivi		Gasdotto	
Sigla	J85-R15 NO SP		J85-R15 SI SP		DTgas	
	<b>RICAVI</b>		<b>RICAVI</b>		<b>RICAVI</b>	
	En.Elett Jen	€ 306.000	En.Elett Jen	€ 306.000	vendita CH4	€ 546.000
	CV Jen	€ 585.000	CV Jen	€ 273.000	CIC anni 1-10	€ 410.400
	Vendita CH4 End	€ 91.000	Vendita CH4 End	€ 91.000		
	tot ricavi 1-5	€ 982.000	tot ricavi	€ 670.000	tot ricavi 1-10	€ 956.400
	tot ricavi >5	€ 397.000			tot ricavi >10	€ 546.000
	<b>INVESTIMENTI</b>		<b>INVESTIMENTI</b>		<b>INVESTIMENTI</b>	
					impianto purif.	€ 1.000.000
					gasdotto	€ 500.000
	tot investimenti	€ -	tot investimenti	€ -	tot invest.	€ 1.500.000
	<b>COSTI GESTIONE</b>		<b>COSTI GESTIONE</b>		<b>COSTI GESTIONE</b>	
					purificazione	€ 38.250
					compressione	€ 13.650
	tot gestione	€ -	tot gestione	€ -	tot gestione	€ 51.900
	<b>SINTESI</b>		<b>SINTESI</b>		<b>SINTESI</b>	
	Ricavi 1-5 anni	€ 982.000	Ricavi 1-10 anni	€ 670.000	Ricavi 1-10 anni	€ 956.400
	Ricavi >5 anni	€ 397.000	Ricavi >10 anni	€ 670.000	Ricavi >10 anni	€ 546.000
	Ammort. 10 anni	€ -	Ammort. 10 anni	€ -	Ammort. 10 ann	€ 150.000
	Costi gestione	€ -	Costi gestione	€ -	Costi gestione	€ 51.900
	<b>UTILI</b>		<b>UTILI</b>		<b>UTILI</b>	
anni 1-10	Ric-Amm-Gest	€ 982.000	Ric-Amm-Gest	€ 670.000	Ric-Amm-Gest	€ 754.500
anni >10	Ric-Gest	€ 397.000	Ric-Gest	€ 670.000	Ric-Gest	€ 494.100

DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'						
Nuovo				Esistente		
Gasdotto		Adiacente a stabilimento		Gasdotto		
EE compr 150€/Mwh				EE compr 150€/Mwh		
DPNgas150		DPNstab		DPEgas150		
RICAVI		RICAVI		RICAVI		
vendita CH4	€ 1.131.000	vendita CH4	€ 1.131.000	vendita CH4	€ 1.131.000	
CIC anni 1-10	€ 513.000	CIC anni 1-10	€ 513.000	CIC anni 1-10	€ 410.400	
CIC anni >10	€ -	CIC anni >10	€ -			
tot ricavi 1-10	€ 1.644.000	tot ricavi 1-10	€ 1.644.000	tot ricavi 1-10	€ 1.541.400	
tot ricavi >10	€ 1.131.000	tot ricavi >10	€ 1.131.000	tot ricavi >10	€ 1.131.000	
INVESTIMENTI		INVESTIMENTI		INVESTIMENTI		
imp. Purificaz.	€ 1.000.000	imp. Purificaz.	€ 1.000.000	imp. Purificaz.	€ 1.000.000	
gasdotto	€ 500.000	distributore	€ 3.000.000	gasdotto	€ 500.000	
distributore	€ 3.000.000			distributore	€ 2.000.000	
tot invest.	€ 4.500.000	tot invest.	€ 4.000.000	tot invest.	€ 3.500.000	
COSTI GESTIONE		COSTI GESTIONE		COSTI GESTIONE		
purificazione	€ 38.250	purificazione	€ 38.250	purificazione	€ 38.250	
compressione	€ 52.650	compressione	€ 27.300	compressione	€ 52.650	
distributore	€ 200.000	distributore	€ 200.000	distributore	€ 200.000	
tot gestione	€ 290.900	tot gestione	€ 265.550	tot gestione	€ 290.900	
SINTESI		SINTESI		SINTESI		
Ricavi 1-10 anni	€ 1.644.000	Ricavi 1-10 anni	€ 1.644.000	Ricavi 1-10 anni	€ 1.541.400	
Ricavi >10 anni	€ 1.131.000	Ricavi >10 anni	€ 1.131.000	Ricavi >10 anni	€ 1.131.000	
Ammort. 10 ann	€ 450.000	Ammort. 10 ann	€ 400.000	Ammort. 10 ann	€ 350.000	
Costi gestione	€ 290.900	Costi gestione	€ 265.550	Costi gestione	€ 290.900	
UTILI		UTILI		UTILI		
Ric-Amm-Gest	€ 903.100	Ric-Amm-Gest	€ 978.450	Ric-Amm-Gest	€ 900.500	
Ric-Gest	€ 840.100	Ric-Gest	€ 865.450	Ric-Gest	€ 840.100	

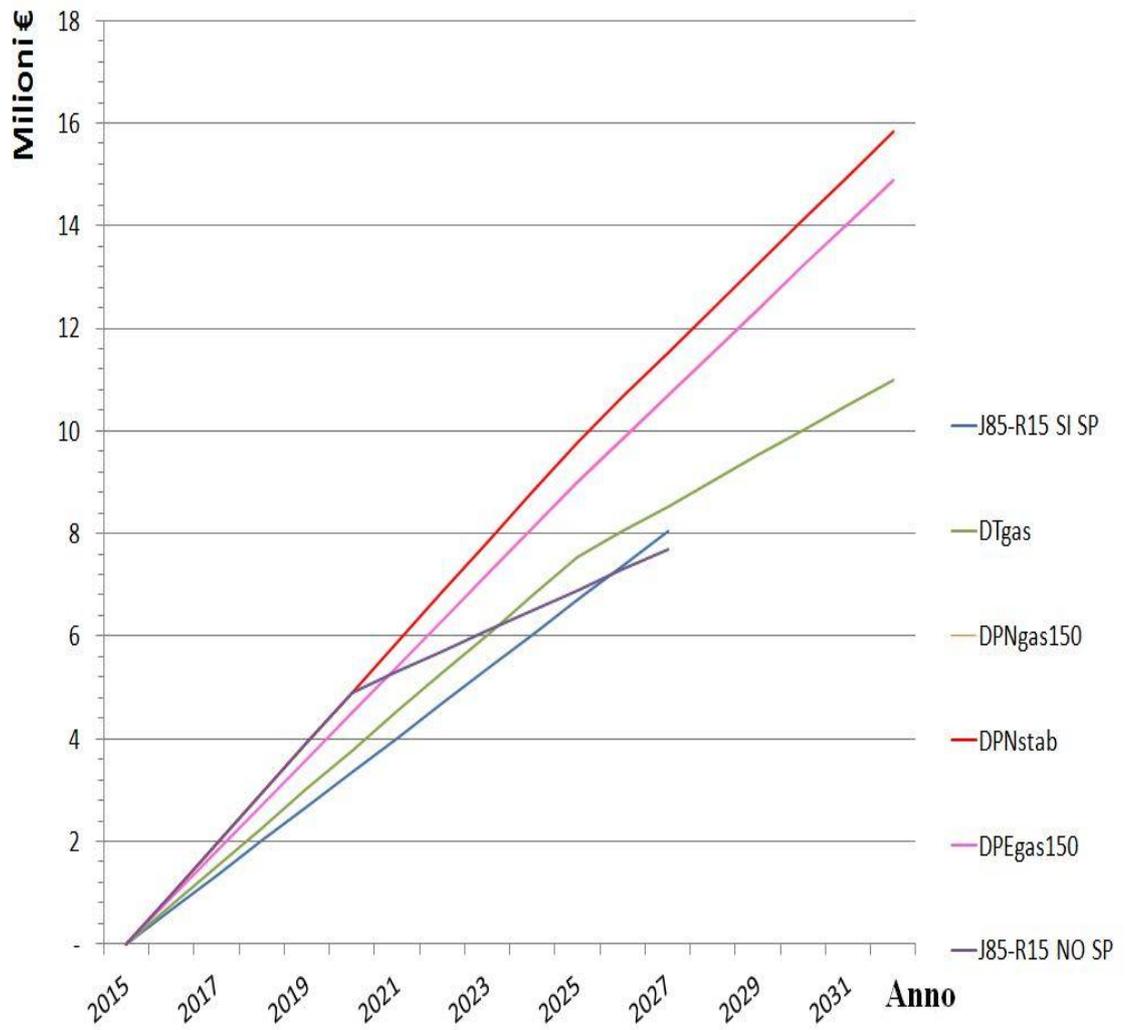
Sigla

anni 1-10  
anni >10

**Tabella utili cumulati, Ipotesi 1, CIC= 200€**

Tabella utili cumulati Ipotesi 1, incentivi fino a 2025									
ANNO	JENBACHER 85% RUTHS 15% (configurazione attuale) No Spalmacentivi		JENBACHER 85% RUTHS 15% (configurazione attuale) SI Spalmacentivi		DISTRIBUTORE TERZO		DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'		
	J85-R15 NO SP	J85-R15 SI SP	Gasdotto		Nuovo		Esistente		
			DTgas	EE compr 150€/Mwh	DPNstab	DPNstab	EE compr 150€/Mwh		
0	2015	€ -	0	0	0	0	0	0	0
1	2016	€ 982.000	€ 670.000	€ 754.500	€ 903.100	€ 978.450	€ 900.500	€ 900.500	€ 900.500
2	2017	€ 1.964.000	€ 1.340.000	€ 1.509.000	€ 1.806.200	€ 1.956.900	€ 1.801.000	€ 1.801.000	€ 1.801.000
3	2018	€ 2.946.000	€ 2.010.000	€ 2.263.500	€ 2.709.300	€ 2.935.350	€ 2.701.500	€ 2.701.500	€ 2.701.500
4	2019	€ 3.928.000	€ 2.680.000	€ 3.018.000	€ 3.612.400	€ 3.913.800	€ 3.602.000	€ 3.602.000	€ 3.602.000
5	2020	€ 4.910.000	€ 3.350.000	€ 3.772.500	€ 4.515.500	€ 4.892.250	€ 4.502.500	€ 4.502.500	€ 4.502.500
6	2021	€ 5.307.000	€ 4.020.000	€ 4.527.000	€ 5.418.600	€ 5.870.700	€ 5.403.000	€ 5.403.000	€ 5.403.000
7	2022	€ 5.704.000	€ 4.690.000	€ 5.281.500	€ 6.321.700	€ 6.849.150	€ 6.303.500	€ 6.303.500	€ 6.303.500
8	2023	€ 6.101.000	€ 5.360.000	€ 6.036.000	€ 7.224.800	€ 7.827.600	€ 7.204.000	€ 7.204.000	€ 7.204.000
9	2024	€ 6.498.000	€ 6.030.000	€ 6.790.500	€ 8.127.900	€ 8.806.050	€ 8.104.500	€ 8.104.500	€ 8.104.500
10	2025	€ 6.895.000	€ 6.700.000	€ 7.545.000	€ 9.031.000	€ 9.784.500	€ 9.005.000	€ 9.005.000	€ 9.005.000
11	2026	€ 7.292.000	€ 7.370.000	€ 8.039.100	€ 9.871.100	€ 10.649.950	€ 9.845.100	€ 9.845.100	€ 9.845.100
12	2027	€ 7.689.000	€ 8.040.000	€ 8.533.200	€ 10.711.200	€ 11.515.400	€ 10.685.200	€ 10.685.200	€ 10.685.200
13	2028			€ 9.027.300	€ 11.551.300	€ 12.380.850	€ 11.525.300	€ 11.525.300	€ 11.525.300
14	2029			€ 9.521.400	€ 12.391.400	€ 13.246.300	€ 12.365.400	€ 12.365.400	€ 12.365.400
15	2030			€ 10.015.500	€ 13.231.500	€ 14.111.750	€ 13.205.500	€ 13.205.500	€ 13.205.500
16	2031			€ 10.509.600	€ 14.071.600	€ 14.977.200	€ 14.045.600	€ 14.045.600	€ 14.045.600
17	2032			€ 11.003.700	€ 14.911.700	€ 15.842.650	€ 14.885.700	€ 14.885.700	€ 14.885.700

**Grafico utili cumulati, Ipotesi 1, CIC=200€**



***Ipotesi 2 (biometano incentivato 17 anni)***

**Tabella riassuntiva analisi economica, Ipotesi 2, CIC=200€**

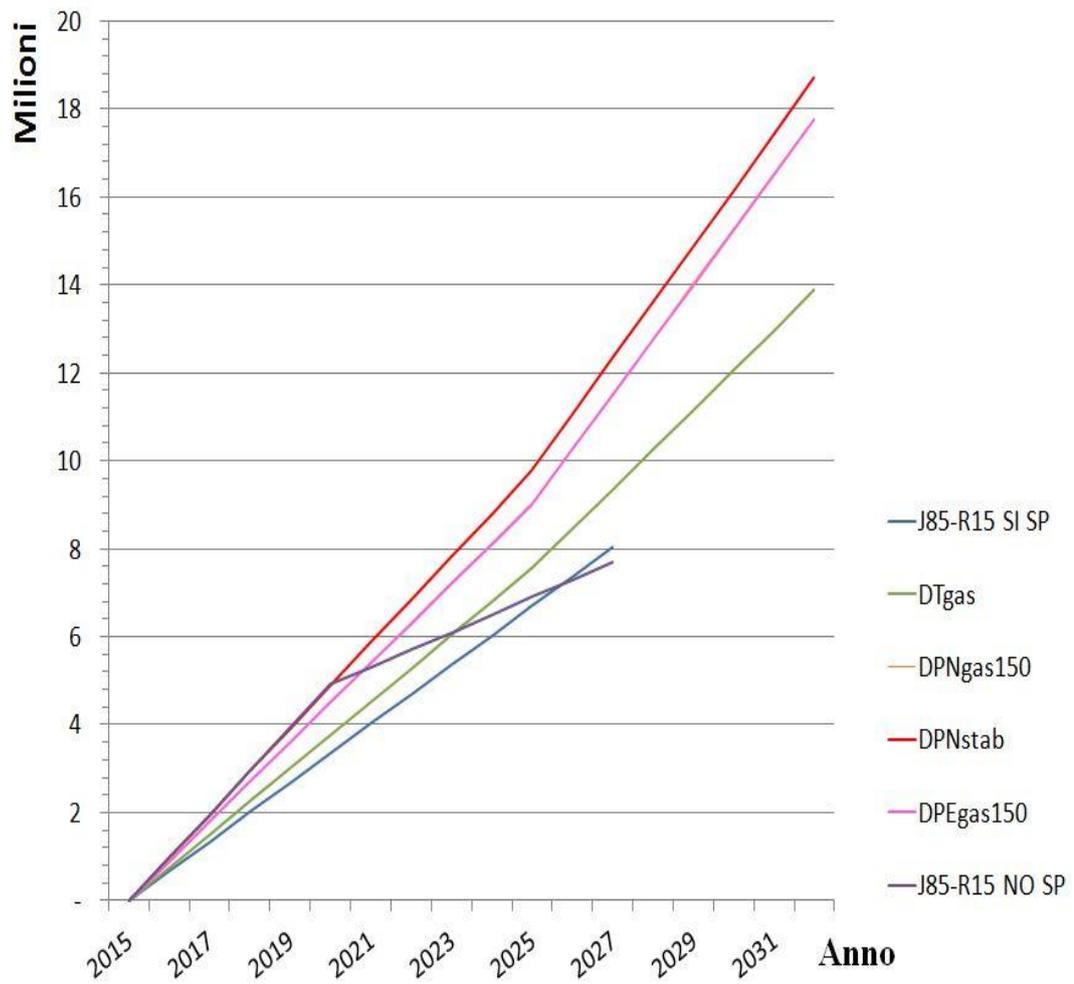
	JENBACHER 85%		JENBACHER 85%		DISTRIBUTORE TERZO	
	RUTHS 15% (configurazione attuale) NO Spalmaincentivi		RUTHS 15% (configurazione attuale) SI Spalmaincentivi		Gasdotto	
Sigla	J85-R15 NO SP		J85-R15 SI SP		DTgas	
	<b>RICAVI</b>		<b>RICAVI</b>		<b>RICAVI</b>	
	En.Elett Jen	€ 306.000	En.Elett Jen	€ 306.000	vendita CH4	€ 546.000
	CV Jen	€ 585.000	CV Jen	€ 273.000	CIC	€ 410.400
	Vendita CH4 End	€ 91.000	Vendita CH4 End	€ 91.000		
	<b>tot ricavi</b>	<b>€ 982.000</b>	<b>tot ricavi</b>	<b>€ 670.000</b>	<b>tot ricavi</b>	<b>€ 956.400</b>
	<b>INVESTIMENTI</b>		<b>INVESTIMENTI</b>		<b>INVESTIMENTI</b>	
					impianto purif.	€ 1.000.000
					gasdotto	€ 500.000
	<b>tot investimenti</b>	<b>€ -</b>	<b>tot investimenti</b>	<b>€ -</b>	<b>tot invest.</b>	<b>€ 1.500.000</b>
	<b>COSTI GESTIONE</b>		<b>COSTI GESTIONE</b>		<b>COSTI GESTIONE</b>	
					purificazione	€ 38.250
					compressione	€ 13.650
	<b>tot gestione</b>	<b>€ -</b>	<b>tot gestione</b>	<b>€ -</b>	<b>tot gestione</b>	<b>€ 51.900</b>
	<b>SINTESI</b>		<b>SINTESI</b>		<b>SINTESI</b>	
	Ricavi 1-5 anni	€ 982.000	Ricavi 1-10 anni	€ 670.000	Ricavi 1-10 anni	€ 956.400
	Ricavi >5 anni	€ 397.000	Ricavi >10 anni	€ 670.000	Ricavi >10 anni	€ 956.400
	Ammort. 10 anni	€ -	Ammort. 10 anni	€ -	Ammort. 10 anni	€ 150.000
	Costi gestione	€ -	Costi gestione	€ -	Costi gestione	€ 51.900
	<b>UTILI</b>		<b>UTILI</b>		<b>UTILI</b>	
anni 1-10	Ric-Amm-Gest	€ 982.000	Ric-Amm-Gest	€ 670.000	Ric-Amm-Gest	€ 754.500
anni >10	Ric-Gest	€ 397.000	Ric-Gest	€ 670.000	Ric-Gest	€ 904.500

DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'						
Nuovo				Esistente		
Gasdotto		Adiacente a stabilimento			Gasdotto	
EE compr 150€/Mwh					EE compr 150€/Mwh	
DPN <sub>gas150</sub>		DPN <sub>stab</sub>		DPE <sub>gas150</sub>		Sigla
RICAVI		RICAVI		RICAVI		
vendita CH4	€ 1.131.000	vendita CH4	€ 1.131.000	vendita CH4	€ 1.131.000	
CIC anni 1-10	€ 513.000	CIC anni 1-10	€ 513.000	CIC	€ 410.400	
CIC anni >10	€ 410.400	CIC anni >10	€ 410.400			
tot ricavi 1-10	€ 1.644.000	tot ricavi 1-10	€ 1.644.000	tot ricavi	€ 1.541.400	
tot ricavi >10	€ 1.541.400	tot ricavi >10	€ 1.541.400			
INVESTIMENTI		INVESTIMENTI		INVESTIMENTI		
imp. Purificaz.	€ 1.000.000	imp. Purificaz.	€ 1.000.000	imp. Purificaz.	€ 1.000.000	
gasdotto	€ 500.000	distributore	€ 3.000.000	gasdotto	€ 500.000	
distributore	€ 3.000.000			distributore	€ 2.000.000	
tot invest.	€ 4.500.000	tot invest.	€ 4.000.000	tot invest.	€ 3.500.000	
COSTI GESTIONE		COSTI GESTIONE		COSTI GESTIONE		
purificazione	€ 38.250	purificazione	€ 38.250	purificazione	€ 38.250	
compressione	€ 52.650	compressione	€ 27.300	compressione	€ 52.650	
distributore	€ 200.000	distributore	€ 200.000	distributore	€ 200.000	
tot gestione	€ 290.900	tot gestione	€ 265.550	tot gestione	€ 290.900	
SINTESI		SINTESI		SINTESI		
Ricavi 1-10 anni	€ 1.644.000	Ricavi 1-10 anni	€ 1.644.000	Ricavi 1-10 anni	€ 1.541.400	
Ricavi >10 anni	€ 1.541.400	Ricavi >10 anni	€ 1.541.400	Ricavi >10 anni	€ 1.541.400	
Ammort. 10 ann	€ 450.000	Ammort. 10 ann	€ 400.000	Ammort. 10 ann	€ 350.000	
Costi gestione	€ 290.900	Costi gestione	€ 265.550	Costi gestione	€ 290.900	
UTILI		UTILI		UTILI		
Ric-Amm-Gest	€ 903.100	Ric-Amm-Gest	€ 978.450	Ric-Amm-Gest	€ 900.500	anni 1-10
Ric-Gest	€ 1.250.500	Ric-Gest	€ 1.275.850	Ric-Gest	€ 1.250.500	anni >10

**Tabella utili cumulati, Ipotesi 2, CIC=200€**

Tabella utili cumulati Ipotesi 2 (incentivi fino a 2032)									
ANNO	JENBACHER 85%		DISTRIBUTORE		DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'				
	RUTHS 15% (configurazione attuale) No Spalmaincentivi	RUTHS 15% (configurazione attuale) SI Spalmaincentivi	TERZO	Gasdotto	Nuovo		Esistente		
	J85-R15 NO SP	J85-R15 SI SP	DTgas	Gasdotto	Adiacente a stabilimento	EE compr 150€/Mwh	DPNstab	DPGas150	EE compr 150€/Mwh
0	2015	€ -	0	0	0	0	0	0	0
1	2016	€ 982.000	€ 670.000	€ 754.500	€ 903.100	€ 978.450	€ 900.500	€ 900.500	€ 900.500
2	2017	€ 1.964.000	€ 1.340.000	€ 1.509.000	€ 1.806.200	€ 1.956.900	€ 1.801.000	€ 1.801.000	€ 1.801.000
3	2018	€ 2.946.000	€ 2.010.000	€ 2.263.500	€ 2.709.300	€ 2.935.350	€ 2.701.500	€ 2.701.500	€ 2.701.500
4	2019	€ 3.928.000	€ 2.680.000	€ 3.018.000	€ 3.612.400	€ 3.913.800	€ 3.602.000	€ 3.602.000	€ 3.602.000
5	2020	€ 4.910.000	€ 3.350.000	€ 3.772.500	€ 4.515.500	€ 4.892.250	€ 4.502.500	€ 4.502.500	€ 4.502.500
6	2021	€ 5.307.000	€ 4.020.000	€ 4.527.000	€ 5.418.600	€ 5.870.700	€ 5.403.000	€ 5.403.000	€ 5.403.000
7	2022	€ 5.704.000	€ 4.690.000	€ 5.281.500	€ 6.321.700	€ 6.849.150	€ 6.303.500	€ 6.303.500	€ 6.303.500
8	2023	€ 6.101.000	€ 5.360.000	€ 6.036.000	€ 7.224.800	€ 7.827.600	€ 7.204.000	€ 7.204.000	€ 7.204.000
9	2024	€ 6.498.000	€ 6.030.000	€ 6.790.500	€ 8.127.900	€ 8.806.050	€ 8.104.500	€ 8.104.500	€ 8.104.500
10	2025	€ 6.895.000	€ 6.700.000	€ 7.545.000	€ 9.031.000	€ 9.784.500	€ 9.005.000	€ 9.005.000	€ 9.005.000
11	2026	€ 7.292.000	€ 7.370.000	€ 8.449.500	€ 10.281.500	€ 11.060.350	€ 10.255.500	€ 10.255.500	€ 10.255.500
12	2027	€ 7.689.000	€ 8.040.000	€ 9.354.000	€ 11.532.000	€ 12.336.200	€ 11.506.000	€ 11.506.000	€ 11.506.000
13	2028			€ 10.258.500	€ 12.782.500	€ 13.612.050	€ 12.756.500	€ 12.756.500	€ 12.756.500
14	2029			€ 11.163.000	€ 14.033.000	€ 14.887.900	€ 14.007.000	€ 14.007.000	€ 14.007.000
15	2030			€ 12.067.500	€ 15.283.500	€ 16.163.750	€ 15.257.500	€ 15.257.500	€ 15.257.500
16	2031			€ 12.972.000	€ 16.534.000	€ 17.439.600	€ 16.508.000	€ 16.508.000	€ 16.508.000
17	2032			€ 13.876.500	€ 17.784.500	€ 18.715.450	€ 17.758.500	€ 17.758.500	€ 17.758.500

**Grafico utili cumulati, Ipotesi 2, CIC=200€**



## Osservazioni

### ➤ Ipotesi 1

Si può evincere dai risultati delle analisi effettuate come il proseguimento della configurazione attuale senza adesione al Decreto Spalmaincentivi sia nel breve termine la soluzione con la maggiore redditività, alla pari con la vendita diretta di biometano attraverso un nuovo distributore adiacente allo stabilimento ma, una volta giunti nel 2020 al termine di tale periodo incentivabile, tale configurazione si riveli essere la meno vantaggiosa in assoluto.

L'ipotesi di realizzazione di una stazione di rifornimento localizzata in adiacenza allo stabilimento produttivo presenta invece ottimi ritorni economici sia a breve che a lungo termine, con vantaggi rispetto alle altre soluzioni di utilizzo del biometano legati alla maggior incentivazione per i primi 10 anni in concomitanza ai minori costi di gestione e di investimento.

Si osservi dalla tabella e dal grafico degli utili cumulati come le due ipotesi di distributore di proprietà distaccato nuovo od acquisito presentino la medesima redditività, il maggior incentivo per la nuova realizzazione va infatti a compensare il maggior investimento richiesto.

Occorre tenere però in considerazione che il processo autorizzativo e realizzativo di nuove stazioni di rifornimento possa richiedere tempistiche rilevanti.

Da notare come la modalità che prevede la vendita del biometano ad un distributore di proprietà di terzi risulti essere in una minore redditività rispetto a quelle finora commentate, a ciò si associano però minori investimenti ed una minor complessità gestionale, nonché una più rapida operatività.

L'opzione di prosecuzione della configurazione attuale con adesione al Decreto SpalmaIncentivi risulta infine essere decisamente la meno promettente.

➤ Ipotesi 2

Si nota come in questo caso il prolungamento del periodo di incentivazione per la immissione in consumo di biometano di ulteriori 7 anni a seguito dell'adesione al Decreto Spalmaincentivi offra grandi vantaggi sotto il punto di vista economico sul lungo termine, ciò spingerebbe ad una adesione al suddetto Decreto seguita da una implementazione quanto più celere della transizione da biogas a biometano.

Anche in questa ipotesi si presenta la stessa scala di redditività fra le differenti possibilità di utilizzo del biometano prodotto, con le medesime considerazioni espresse in precedenza.

E' inoltre da evidenziare come, nell'Ipotesi 1, la redditività delle soluzioni legate all'upgrading del biogas fosse maggiore nel corso dei primi 10 anni rispetto ai successivi 7 mentre nell'Ipotesi 2, costante il ritorno generato dal primo periodo, si osserva un forte incremento dell'entità degli utili nella seconda fase temporale legato al termine ammortamenti e alla prosecuzione degli incentivi.

Nella analisi economica esposta si è sempre considerato, come già detto, un valore del CIC pari a quello attuale, ovvero equivalente a 200€, se tale valore, come previsto, subirà considerevoli aumenti nei prossimi anni, la redditività delle configurazioni legate all'upgrading del biogas godranno di notevoli incrementi:

CIC=300€ → +205.200 €/y

CIC=400€ → +410.400 €/y

CIC=500€ → +615.600 €/y

CIC=600€ → +820.600 €/y

E' da notare infatti come tutte le altre voci dell'analisi economica restino invariate e come tale incremento vada a ripercuotersi direttamente sugli utili ottenibili.

A dimostrazione di quanto appena descritto si mostrano a seguire le tabelle degli utili cumulati ed i relativi grafici per un valore del CIC pari a 300€, separatamente per la Ipotesi 1 e la Ipotesi 2, non si riportano le tabelle relative all'analisi economica in quanto identiche a quelle già proposte, fatta eccezione per l'entità dell'incentivo.

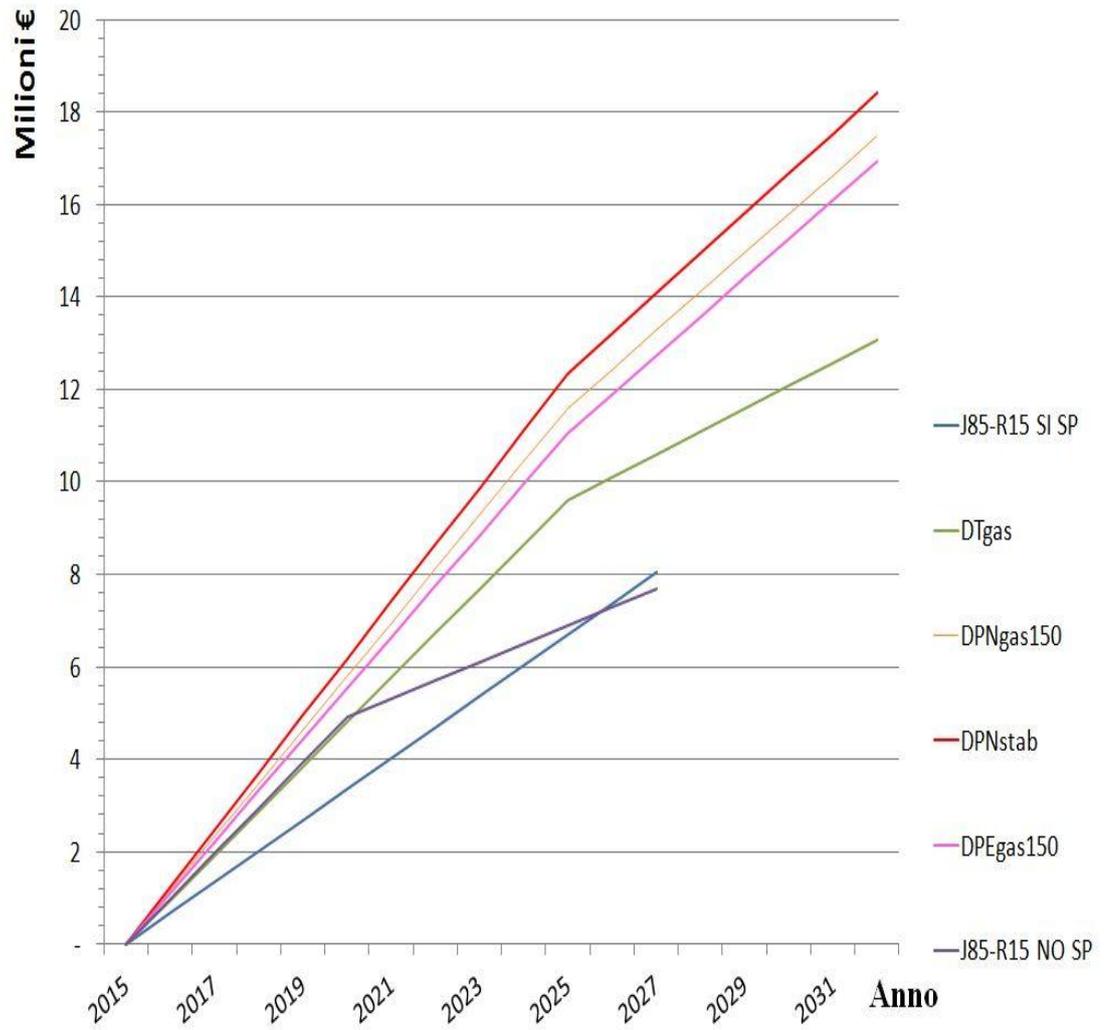
Se il passaggio da biogas per fini elettrici a biometano per autotrazione risulta nella Ipotesi 1 competitiva nel breve periodo con un valore del CIC pari a 200€, si può vedere come, per un valore pari o superiore a 300€, la convenienza per l'upgrading si marcata sin da subito per tutte le configurazioni di vendita diretta del biometano, con parità degli utili fra configurazione attuale e vendita biocarburante a distributore di terzi.

**Ipotesi 1**

**Tabella Utili Cumulati, Ipotesi 1, CIC=300€**

Tabella utili cumulati Ipotesi 1, incentivi fino a 2025									
ANNO	JENBACHER 85% RUTHS 15% <small>(configurazione attuale) No Spalmacentivi</small>	JENBACHER 85% RUTHS 15% <small>(configurazione attuale) SI Spalmacentivi</small>	DISTRIBUTORE TERZO		DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'			Esistente	
	J85-R15 NO SP	J85-R15 SI SP	Gasdotto	DTgas	Gasdotto EE compr 150€/Mwh	Adiacente a stabilimento	Gasdotto EE compr 150€/Mwh	DPNstab	DPEGas150
0	€ 2015	€ -	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
1	€ 2016	€ 982.000	€ 670.000	€ 959.700	€ 1.159.600	€ 1.234.950	€ 1.105.700	€ 1.234.950	€ 1.105.700
2	€ 2017	€ 1.964.000	€ 1.340.000	€ 1.919.400	€ 2.319.200	€ 2.469.900	€ 2.211.400	€ 2.469.900	€ 2.211.400
3	€ 2018	€ 2.946.000	€ 2.010.000	€ 2.879.100	€ 3.478.800	€ 3.704.850	€ 3.317.100	€ 3.704.850	€ 3.317.100
4	€ 2019	€ 3.928.000	€ 2.680.000	€ 3.838.800	€ 4.638.400	€ 4.939.800	€ 4.422.800	€ 4.939.800	€ 4.422.800
5	€ 2020	€ 4.910.000	€ 3.350.000	€ 4.798.500	€ 5.798.000	€ 6.174.750	€ 5.528.500	€ 6.174.750	€ 5.528.500
6	€ 2021	€ 5.307.000	€ 4.020.000	€ 5.758.200	€ 6.957.600	€ 7.409.700	€ 6.634.200	€ 7.409.700	€ 6.634.200
7	€ 2022	€ 5.704.000	€ 4.690.000	€ 6.717.900	€ 8.117.200	€ 8.644.650	€ 7.739.900	€ 8.644.650	€ 7.739.900
8	€ 2023	€ 6.101.000	€ 5.360.000	€ 7.677.600	€ 9.276.800	€ 9.879.600	€ 8.845.600	€ 9.879.600	€ 8.845.600
9	€ 2024	€ 6.498.000	€ 6.030.000	€ 8.637.300	€ 10.436.400	€ 11.114.550	€ 9.951.300	€ 11.114.550	€ 9.951.300
10	€ 2025	€ 6.895.000	€ 6.700.000	€ 9.597.000	€ 11.596.000	€ 12.349.500	€ 11.057.000	€ 12.349.500	€ 11.057.000
11	€ 2026	€ 7.292.000	€ 7.370.000	€ 10.091.100	€ 12.436.100	€ 13.214.950	€ 11.897.100	€ 13.214.950	€ 11.897.100
12	€ 2027	€ 7.689.000	€ 8.040.000	€ 10.585.200	€ 13.276.200	€ 14.080.400	€ 12.737.200	€ 14.080.400	€ 12.737.200
13	€ 2028			€ 11.079.300	€ 14.116.300	€ 14.945.850	€ 13.577.300	€ 14.945.850	€ 13.577.300
14	€ 2029			€ 11.573.400	€ 14.956.400	€ 15.811.300	€ 14.417.400	€ 15.811.300	€ 14.417.400
15	€ 2030			€ 12.067.500	€ 15.796.500	€ 16.676.750	€ 15.257.500	€ 16.676.750	€ 15.257.500
16	€ 2031			€ 12.561.600	€ 16.636.600	€ 17.542.200	€ 16.097.600	€ 17.542.200	€ 16.097.600
17	€ 2032			€ 13.055.700	€ 17.476.700	€ 18.407.650	€ 16.937.700	€ 18.407.650	€ 16.937.700

**Grafico utili cumulati, Ipotesi 1, CIC=300€**

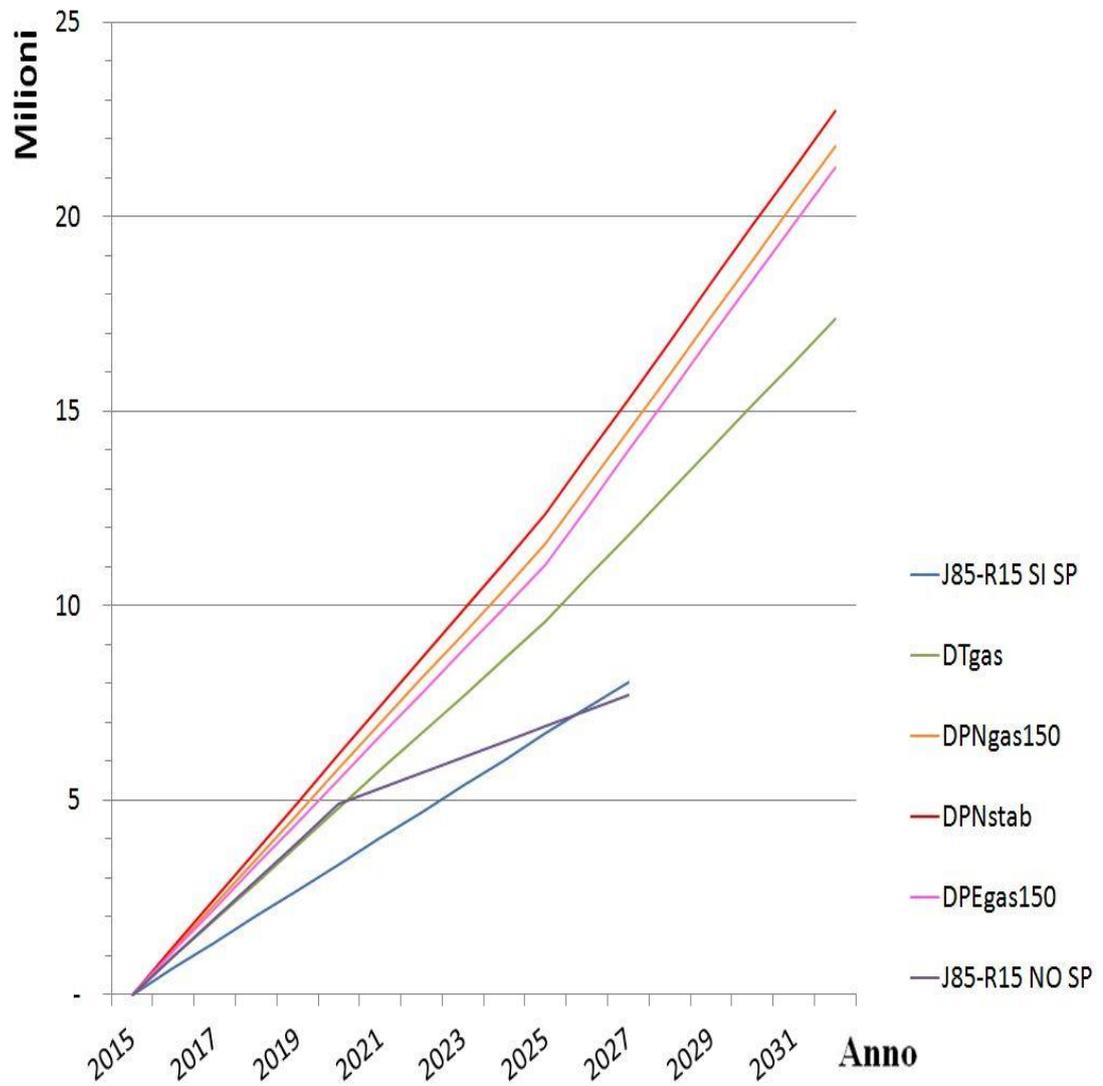


Ipotesi 2

Tabella utili cumulati, Ipotesi 2, CIC=300€

Tabella utili cumulati Ipotesi 2 (incentivi fino a 2032)									
ANNO	JENBACHER 85% RUTHS 15% (configurazione attuale) No Spalmaincentivi		JENBACHER 85% RUTHS 15% (configurazione attuale) SI Spalmaincentivi		DISTRIBUTORE TERZO		DISTRIBUTORE DI PROPRIETA'		Esistente
	J85-R15 NO SP	J85-R15 SI SP	Gasdotto	DTgas	Gasdotto EE compr 150€/Mwh	Adiacente a stabilimento	Gasdotto EE compr 150€/Mwh		
0	2015	€ -	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
1	2016	€ 982.000	€ 670.000	€ 959.700	€ 1.159.600	€ 1.234.950	€ 1.105.700	€ 1.105.700	€ 1.105.700
2	2017	€ 1.964.000	€ 1.340.000	€ 1.919.400	€ 2.319.200	€ 2.469.900	€ 2.211.400	€ 2.211.400	€ 2.211.400
3	2018	€ 2.946.000	€ 2.010.000	€ 2.879.100	€ 3.478.800	€ 3.704.850	€ 3.317.100	€ 3.317.100	€ 3.317.100
4	2019	€ 3.928.000	€ 2.680.000	€ 3.838.800	€ 4.638.400	€ 4.939.800	€ 4.422.800	€ 4.422.800	€ 4.422.800
5	2020	€ 4.910.000	€ 3.350.000	€ 4.798.500	€ 5.798.000	€ 6.174.750	€ 5.528.500	€ 5.528.500	€ 5.528.500
6	2021	€ 5.307.000	€ 4.020.000	€ 5.758.200	€ 6.957.600	€ 7.409.700	€ 6.634.200	€ 6.634.200	€ 6.634.200
7	2022	€ 5.704.000	€ 4.690.000	€ 6.717.900	€ 8.117.200	€ 8.644.650	€ 7.739.900	€ 7.739.900	€ 7.739.900
8	2023	€ 6.101.000	€ 5.360.000	€ 7.677.600	€ 9.276.800	€ 9.879.600	€ 8.845.600	€ 8.845.600	€ 8.845.600
9	2024	€ 6.498.000	€ 6.030.000	€ 8.637.300	€ 10.436.400	€ 11.114.550	€ 9.951.300	€ 9.951.300	€ 9.951.300
10	2025	€ 6.895.000	€ 6.700.000	€ 9.597.000	€ 11.596.000	€ 12.349.500	€ 11.057.000	€ 11.057.000	€ 11.057.000
11	2026	€ 7.292.000	€ 7.370.000	€ 10.706.700	€ 13.051.700	€ 13.830.550	€ 12.512.700	€ 12.512.700	€ 12.512.700
12	2027	€ 7.689.000	€ 8.040.000	€ 11.816.400	€ 14.507.400	€ 15.311.600	€ 13.968.400	€ 13.968.400	€ 13.968.400
13	2028			€ 12.926.100	€ 15.963.100	€ 16.792.650	€ 15.424.100	€ 15.424.100	€ 15.424.100
14	2029			€ 14.035.800	€ 17.418.800	€ 18.273.700	€ 16.879.800	€ 16.879.800	€ 16.879.800
15	2030			€ 15.145.500	€ 18.874.500	€ 19.754.750	€ 18.335.500	€ 18.335.500	€ 18.335.500
16	2031			€ 16.255.200	€ 20.330.200	€ 21.235.800	€ 19.791.200	€ 19.791.200	€ 19.791.200
17	2032			€ 17.364.900	€ 21.785.900	€ 22.716.850	€ 21.246.900	€ 21.246.900	€ 21.246.900

**Grafico utili cumulati, Ipotesi 2, CIC=300€**





# Conclusioni

Lo stabilimento produttivo Caviro-Enomondo di Faenza presenta una configurazione dei sistemi energetici molto interconnessa e legata con le altre attività presenti, che rende complessa l'individuazione dell'assetto ottimale a seguito di un elevato interscambio di flussi di massa ed energia.

Il biogas, oggi impiegato per la produzione di energia elettrica tramite motogeneratori, potrebbe essere invece indirizzato attraverso un processo di upgrading alla produzione di biometano per autotrazione, senza che ciò vada ad inficiare l'autosufficienza energetica dello stabilimento, garantita dalla centrale termoelettrica.

Tale passaggio appare essere la naturale evoluzione dei sistemi di produzione di biogas, a seguito degli indirizzi della normativa comunitaria e nazionale e della situazione relativa al raggiungimento degli obiettivi al 2020, che vedono l'Italia con un buon posizionamento sull'energia elettrica da fonte rinnovabile ma ancora indietro sul fronte biocarburanti.

Inoltre l'entrata in vigore del cosiddetto Decreto Spalmacentivi obbliga i produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile non fotovoltaica alternativamente ad una riduzione dell'entità dell'incentivo con associato un suo prolungamento temporale oppure alla normale prosecuzione ma con il divieto di richiedere incentivazione sulla tariffa elettrica per un periodo di 10 anni dal termine del periodo di godimento dello stesso; in entrambi i casi potrebbe risultare promettente un passaggio alla produzione di biofuel se non nell'immediato, comunque nell'arco di pochi anni.

Il potenziale produttivo di biometano di Caviro Distillerie è molto elevato e può arrivare a coprire circa l'85% del fabbisogno di carburante per le auto alimentate a Gas Naturale della città di Faenza, con importanti risvolti sia economici che di immagine per la Azienda, che potrebbe anche diventare la prima in Italia ad immettere in consumo biometano per autotrazione.

L'analisi delle soluzioni tecnologiche ha mostrato come vi siano differenti impianti in grado di raggiungere le caratteristiche richieste per la commercializzazione del prodotto finale, ogni soluzione offre punti di forza e di debolezza per cui la decisione è da prendere a seguito di una attenta valutazione delle disponibilità e delle esigenze degli apparati nei quali si inserisce il sistema di upgrading.

Di grande importanza risultano essere per tale scelta la disponibilità di eventuali cascate termiche e la necessità o meno di ottenere un recupero di CO<sub>2</sub> pura per altri processi.

Vista la disponibilità di un cascame termico a bassa entalpia, della modularità offerta e non prevedendo un successivo utilizzo della CO<sub>2</sub> separata, si è optato per un sistema ibrido composto da uno stadio di water scrubbing seguito da un passaggio attraverso membrane semipermeabili diffusionali a secco, tale configurazione presenta infatti ridotti costi di gestione associati ad una buona qualità del prodotto in uscita ed affidabilità del sistema nel suo complesso.

Dato il grande potenziale produttivo di biometano e vista la necessità di riuscire nella commercializzazione, oltre che nella produzione, di tale prodotto si è ipotizzato un passaggio graduale all'upgrading, realizzando in una prima fase la trasformazione del 50% del flusso di biogas generato associandola alle infrastrutture di trasporto e distribuzione necessarie, per proseguire poi in un secondo momento alla completa implementazione di tale apparato anche sulla restante frazione.

L'analisi economica, effettuata sul 50% del biogas potenzialmente utilizzabile, ha tenuto in considerazione tutte le voci di investimento, costi di gestione e ricavi delle principali alternative percorribili, offrendone una visione comparata.

Per tali valutazioni sono state adottate condizioni conservative quali:

- una sottostima pari al 10% del biogas prodotto rispetto all'anno 2014;
- un valore del CIC pari a quello odierno, ritenuto essere il minimo;
- il massimo costo dell'energia elettrica presso la eventuale stazione di rifornimento distaccata;
- nulli i costi legati alla manutenzione straordinaria dei motogeneratori dell'impianto attualmente in esercizio.

A seguito della sovrapposizione di diversi Decreti in materia, vi sono differenti interpretazioni normative sulla durata temporale di fruibilità degli incentivi per l'immissione in consumo di biometano, che vanno ad influenzare in maniera notevole la redditività e la convenienza delle varie configurazioni proposte e che si auspica il Gestore dei Servizi Energetici chiarisca quanto prima onde poter effettuare valutazioni più accurate.

Se il periodo di incentivazione per il biometano può usufruire del prolungamento legato all'adesione al Decreto Spalmaincentivi (Ipotesi 2) i ricavi a lungo termine ottenibili attraverso il biometano impongono una adesione al decreto in questione, alla quale consegue una immediata convenienza alla transizione alla configurazione *upgraded*.

Se, al contrario, il periodo incentivabile non può godere di tale "ponte" (Ipotesi 1) i ricavi ottenibili nei primi anni fra configurazione attuale NO SP e la miglior configurazione per biometano si equivalgono, ciò consente di predisporre un passaggio graduale fra i sistemi energetici attuali ed una configurazione *upgraded*, con completa implementazione del sistema di purificazione entro il 2018, termine ultimo per l'accesso al nuovo meccanismo incentivante per il biometano.

Per l'immissione in consumo del biometano sono più redditizie le configurazioni con distributore di proprietà, ma la vendita a terzi può essere sfruttata come fase transitoria fino ad eventuali realizzazioni in proprio od acquisizioni delle infrastrutture necessarie.

La analisi economica è stata effettuata con il valore ritenuto minimo del CIC e ciò ha portato comunque ad interessanti prospettive di ritorno economico, mostrando un vantaggio in caso di realizzazione di stazione di rifornimento in adiacenza allo stabilimento ma con buoni risultati a lungo termine anche per distributori distaccati o vendita a terzi.

Il valore futuro del CIC è e resterà una incognita dallo sviluppo difficilmente prevedibile, che rientra nei fattori di rischio dell'investimento ma il cui possibile aumento di valore può far aumentare repentinamente gli utili generati; con un valore di 300€ si ha infatti già una netta convenienza economica anche sul breve termine per tutte le modalità di commercializzazione associate all'upgrading.

E' inoltre da tenere in considerazione come l'implementazione del sistema di upgrading, a parità di redditività, comporti un vantaggio legato all'installazione di macchinari ed impianti nuovi in sostituzione di apparati già datati, offrendo così una prospettiva di vita utile molto maggiore rispetto a questi ultimi, che potrebbero presentare negli anni a venire elevati costi legati ad eventuali manutenzioni straordinarie o fermi impianto.

L'acquisizione delle infrastrutture e delle stazioni di rifornimento, considerate completamente ammortate nel corso di 10 anni, porterebbe inoltre l'azienda ad entrare all'interno di un nuovo business andando disporre di *assets* di rilievo economico e strategico che potranno garantire nel futuro una redditività anche in maniera indipendente dalla incentivazione del biometano.

In conclusione, tenuto conto delle tempistiche tecniche, autorizzative e dei limiti temporali imposti dalle normative vigenti si propongono i seguenti crono-programmi per i due possibili periodi di godimento dell'incentivazione, per massimizzare il ritorno economico del sistema:

*Ipotesi 1 (incentivazione fino a 2025)*

- 2015 - Non adesione al Decreto Spalmaincentivi e prosecuzione configurazione attuale;
- 2016 - Realizzazione impianto upgrading 50% biogas;  
Immissione in consumo tramite acquisizione distributore via Granarolo;
- 2018 - Realizzazione impianto upgrading 100% biogas;  
Realizzazione stazione di rifornimento adiacente a stabilimento;

*Ipotesi 2 (incentivazione fino a 2032)*

- 2015 - Adesione al Decreto Spalmaincentivi, realizzazione impianto upgrading 50% biogas e vendita a distributore di terzi;
- 2016 - Acquisizione distributore via Granarolo ed immissione in consumo tramite distributore esistente;
- 2017 – Realizzazione impianto upgrading 100% biogas;
- 2018 – Realizzazione stazione di rifornimento nuova adiacente allo stabilimento;

Tali percorsi ad una prima analisi consentono di ottenere la maggior redditività ed il maggior periodo operativo del sistema nel suo complesso.

Al termine di questo studio si è dunque evinto come l'ipotesi di realizzare un upgrading dell'apparato di digestione anaerobica, da biogas a biometano, presenti buona fattibilità tecnica e notevoli prospettive di ritorno economico nel medio-lungo termine risultando essere, in prima analisi, l'evoluzione più promettente dell'impianto esistente.

# Terminologia

**Borlande:** reflu in uscita dai processi di distillazione, dai processi di estrazione tartrato e dalla lavorazione vinaccia.

**Surnatante:** reflu esente da fanghi ottenuto dopo decantazione o sedimentazione.

**Fanghi:** biomassa contenente popolazione batterica, generatasi durante le fasi di depurazione aerobica ed anaerobica.

**Reflui esterni:** liquidi o palabili conferiti da esterni da inviare alla depurazione.

**Edro** (ovvero **ettanidro**): è un'unità di misura utilizzata da produttori e commercianti di grappa ed altri distillati, un ettanidro corrisponde a 100 litri di alcol anidro, cioè puro, quindi a 100 gradi.

**Adsorbimento:** è un fenomeno chimico-fisico che consiste nell'accumulo di una o più sostanze fluide (liquide o gassose) sulla superficie di un condensato (solido o liquido).

**Absorbimento:** è la ritenzione fisica o chimica di un gas in un solido o in un liquido o di un liquido in un solido.

Mentre l'adsorbimento è un fenomeno superficiale, l'assorbimento riguarda l'intera massa in oggetto.

# Bibliografia

- D.L. n. 145/2013 convertito in L. n.9/2014 (cosiddetto Destinazione Italia), Roma, 2013.
- D.L. n.91 24 giugno 2014 (cosiddetto Spalma Incentivi FV), Roma, 2014.
- Decreto 6 novembre 2014 (cosiddetto Spalma Incentivi non FV), Guidi, ministro dello sviluppo economico, Galletti, ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare , Roma, 2014.
- Istruzioni operative per la rimodulazione degli incentivi per gli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, GSE, Roma, 2014.
- Decreto 29 aprile 2008, n.110, Roma, 2008.
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n.28
- Decreto biometano 5 dicembre 2013
- Manuali operativi impianti Caviro
- Documentazione Comitato Termotecnico Italiano, [www.cti2000.it](http://www.cti2000.it) al 14/01/2015
- Codice di rete e Specifica tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas naturale – SNAM Rete Gas
- “Dal biogas al biometano tecnologie di upgrading” Technische Universitat Wien, Institute of Chemical Engineering
- Biometano per autotrazione: tecnologie, analisi energetica, analisi economica e calcolo degli incentivi, Marco Frigerio, 2008.
- Le tecnologie per la purificazione del biogas: costi e possibilità, Sergio Piccinini, Claudio Fabbri CRPA, 2014.

# Ringraziamenti

Un sincero ringraziamento va al Prof. Ing. Cesare Saccani, che mi ha supportato nello sviluppo di questa opera, instradandomi al contempo all'intraprendenza ed all'autonomia.

Un particolare ringraziamento va ai miei correlatori, Ing. Gabriele Bassi e Ing. Sergio Celotti, che mi hanno molto aiutato ed offerto l'occasione di lavorare ad un progetto molto interessante, pienamente coerente col mio percorso, nel quale ho potuto mettere a frutto tutti questi anni di studio; sono molto grato della opportunità avuta di potermi relazionare ad un ambiente industriale così dinamico e di aver inoltre avuto modo di ampliare le mie conoscenze del settore attraverso le fiere di Rimini e Brema, le visite agli impianti di Torino ed Arneburg ed i contatti con le altre aziende coinvolte.

Ringrazio inoltre tutto il personale Caviro ed Enomondo con cui ho avuto il piacere di collaborare e che si è sempre mostrato disponibile e cordiale nei miei confronti.

In ultimo, ma non per importanza, il più grande ringraziamento a tutta la mia famiglia che mi ha sempre sostenuto e stimolato in questi quasi 20 anni di percorso formativo permettendomi di giungere a questa importante meta, traguardo destinato a trasformarsi in trampolino per nuove avventure nelle quali servirà, come sempre, l'appoggio degli affetti più cari.

