



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE - DIN

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA MECCANICA

IMPIANTO DI COGENERAZIONE BASATO SU CELLE A COMBUSTIBILE SOFC IN COLLABORAZIONE CON CEFLA

Tesi di laurea magistrale in Ingegneria Meccanica – Curriculum di Impianti Industriali

Relatore

Prof. Emilio Ferrari

Presentata da

Luca Brintazzoli

Sessione marzo 2025

Anno Accademico 2023/2024



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE - DIN

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA MECCANICA

IMPIANTO DI COGENERAZIONE BASATO SU CELLE A COMBUSTIBILE SOFC IN COLLABORAZIONE CON CEFLA

Tesi di laurea magistrale in Ingegneria Meccanica – Curriculum di Impianti Industriali

Relatore

Prof. Emilio Ferrari

Presentata da

Luca Brintazzoli

Sessione marzo 2025

Anno Accademico 2023/2024

A mamma e papà

ABSTRACT

Il seguente elaborato ha lo scopo di percorrere la progettazione di un innovativo impianto cogenerativo, denominato *NOVA*, basato su celle a combustibile. Tale impianto è un progetto dell'azienda Cefla di Imola, in collaborazione con l'azienda californiana Bloom Energy® che vende la tecnologia delle celle. In particolare, soffermandosi sul funzionamento delle celle e sulla loro capacità di ridurre le emissioni, si cerca di stabilire quale sia il miglior combustibile da utilizzare, sia in un'ottica ambientale sia in un'ottica economica, confrontando tra loro il metano, il biogas e l'idrogeno.

L'elaborato è, quindi, composto da quattro capitoli in cui si analizzano:

- le leggi e le norme che evidenziano l'importanza degli impianti di cogenerazione e i limiti emissivi per i sistemi di produzione di energia elettrica
- il funzionamento delle celle a combustibile, sottolineando le caratteristiche innovative di questo sistema rispetto ai tradizionali metodi per produrre energia elettrica
- il processo di progettazione dell'impianto andando a dimensionare una delle taglie presenti nel catalogo *NOVA*
- i dati delle emissioni e dei consumi di un impianto a metano e di uno a biogas per comprendere quale sia il migliore da usare, aggiungendo uno studio teorico anche per un impianto a idrogeno

Attraverso questi passaggi si giunge a comprendere l'importanza della cogenerazione, e nello specifico dell'impianto *NOVA*; *oltre* a definire l'assenza di una risposta univoca riguardo a quale sia il miglior combustibile da utilizzare. Infatti, poiché vi sono più fattori in gioco che generano scenari molto diversi tra loro, è difficile stabilire una risposta valida in tutti i casi. Tuttavia, un dato di fatto è che l'idrogeno rimane ancora un combustibile molto costoso e poco utilizzabile in Italia.

PAROLE CHIAVE:

- cogenerazione
- emissioni ambientali
- celle a combustibile
- metano
- celle SOFC
- idrogeno
- progettazione impianto cogenerativo
- biogas

INDICE

INDICE.....	3
INTRODUZIONE.....	5
<i>LO SCOPO DEL PROGETTO</i>	5
<i>LE AZIENDE PROTAGONISTE DELLO STUDIO</i>	6
CAPITOLO 1 - LE NORME LEGISLATIVE RIGUARDANTI LA COGENERAZIONE, I LIMITI DELLE EMISSIONI INQUINANTI E LE AGEVOLAZIONI DEL GESTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA (GSE)	9
1.1 <i>LA COGENERAZIONE SECONDO LE NORME EUROPEE ED ITALIANE E LA SUA IMPORTANZA</i>	10
1.2 <i>LA COGENERAZIONE E LA GESTIONE DI INCENTIVI ED AGEVOLAZIONI FISCALI</i>	15
1.3 <i>LA COGENERAZIONE E L'USO DI COMBUSTIBILI RINNOVABILI</i>	23
1.4 <i>LEGISLAZIONE SULLE EMISSIONI NOCIVE PER GLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA</i>	26
CAPITOLO 2 - IL FUNZIONAMENTO E L'ARCHITETTURA DELLE CELLE A COMBUSTIBILE SOTTOLINEANDO IL KNOW HOW DELLE CELLE DI BLOOM ENERGY®	31
2.1 <i>INTRODUZIONE E CARATTERISTICHE PRINCIPALI DELLE CELLE A COMBUSTIBILE</i>	31
2.2 <i>IL FUNZIONAMENTO GENERALE DELLE CELLE A COMBUSTIBILE</i>	33
2.3 <i>LE DIVERSE TIPOLOGIE DI CELLE A COMBUSTIBILE</i>	42
2.3.1 <i>AFC – Alcaline Fuel Cell</i>	42
2.3.2 <i>PEMFC – Proton Exchange Membrain Fuel Cell</i>	43
2.3.3 <i>DMFC – Direct Methanol Fuel Cell</i>	44
2.3.4 <i>PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell</i>	45
2.3.5 <i>MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell</i>	46
2.3.6 <i>SOFC – Solide Oxide Fuel Cell</i>	48
2.3.7 <i>Bloom Energy® e le proprie fuel cell SOFC</i>	50
2.4 <i>IL RENDIMENTO TEORICO DELLE CELLE A COMBUSTIBILE E I FATTORI DI INFLUENZA SUL LORO FUNZIONAMENTO</i>	58
2.4.1 <i>Il rendimento elettrico teorico e reale delle celle a combustibile</i>	58
2.4.2 <i>I fattori che influenzano il funzionamento della cella e la sua regolazione</i>	63
CAPITOLO 3 - L'IMPIANTO COGENERATIVO DI CEFLA BASATO SU CELLE A COMBUSTIBILE SOFC DI BLOOM ENERGY®	67
3.1 <i>GLI ELEMENTI PRINCIPALI E LE TAGLIE DEGLI IMPIANTI DI CEFLA</i>	67
3.2 <i>IL FUNZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI NOVA – CASO NOVA 1000BIO</i>	73
3.3 <i>LA SCELTA E IL DIMENSIONAMENTO TEORICO DEI PRODOTTI COMMERCIALI DELL'IMPIANTO</i>	82
3.3.1 <i>Il dimensionamento dei vasi d'espansione</i>	83
3.3.2 <i>Il dimensionamento dello scambiatore di calore</i>	84
3.3.3 <i>Il dimensionamento delle pompe</i>	93
3.3.4 <i>Il dimensionamento delle tubazioni</i>	95
3.4 <i>IL DIMENSIONAMENTO NUMERICO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO NOVA 1000BIO</i>	103
3.5 <i>LA SCELTA DEI FORNITORI</i>	115
CAPITOLO 4 - CASO STUDIO: CONFRONTO SUI CONSUMI E LE EMISSIONI DI IMPIANTI COGENERATIVI BASATI SU CELLE A COMBUSTIBILE BLOOM ENERGY® FUNZIONANTI CON METANO, BIOGAS E IDROGENO	117
4.1 <i>CONFRONTO TRA I CONSUMI DI COMBUSTIBILE DEGLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO</i>	118
4.1.1 <i>Presentazione e considerazioni sui dati</i>	120
4.1.2 <i>Confronto sui consumi</i>	124
4.1.3 <i>Confronto sull'efficienza</i>	126
4.2 <i>CONFRONTO TRA LE EMISSIONI DEGLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO</i>	127
4.2.1 <i>Presentazione e considerazioni sui dati</i>	130
4.2.2 <i>Confronto sulle emissioni</i>	132
4.3 <i>VALUTAZIONI ECONOMICHE DEGLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO</i>	133
4.3.1 <i>Costo del combustibile</i>	133

4.3.2	<i>Costo dell'impianto</i>	134
4.4	<i>CONSIDERAZIONI TEORICHE SUI CONSUMI, SULLE EMISSIONI E SUI COSTI DI UN IMPIANTO A IDROGENO</i>	136
4.4.1	<i>Confronto sui consumi</i>	136
4.4.2	<i>Confronto sull'efficienza e sulle emissioni</i>	136
4.4.3	<i>Confronto sui costi</i>	137
4.4.4	<i>Criticità dell'impianto per renderlo commerciabile in larga scala</i>	138
CONCLUSIONI		139
INDICE DELLE FIGURE E DELLE TABELLE		141
<i>INDICE DELLE FIGURE</i>		141
<i>INDICE DELLE TABELLE</i>		142
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA		143
<i>BIBLIOGRAFIA</i>		143
<i>SITOGRAFIA</i>		144
APPENDICE		145
RINGRAZIAMENTI		153

INTRODUZIONE

Lo scopo del progetto

Il progetto, realizzato in collaborazione con Cefla, e la seguente tesi trattano di un sistema a celle a combustibile, o fuel cells, rappresentanti il cuore di un sistema cogenerativo che produce, in prima analisi, energia elettrica e recupera energia termica.

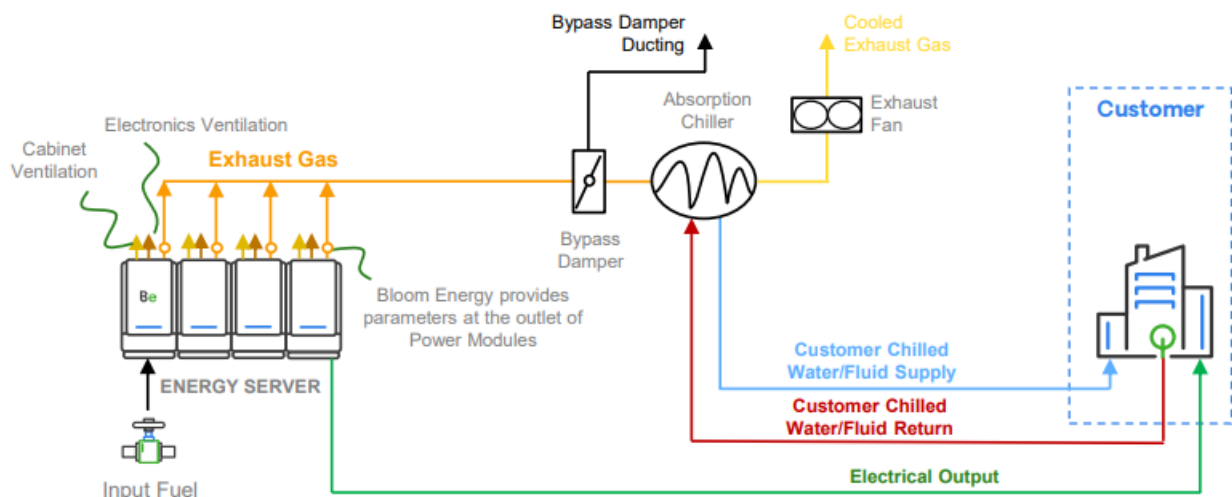


Figura 0.1 Schema semplificato dell'impianto di cogenerazione con celle a combustibile

Il progetto ha come scopo principale quello di analizzare l'impianto conoscendone la progettazione, il funzionamento e le diverse caratteristiche in funzione delle taglie realizzabili, e quindi valutare combustibili differenti per ridurre l'impatto ambientale a livello di emissioni nocive e di gas serra.

Nel seguito di questo elaborato si analizzeranno:

- aspetti normativi per comprendere come le politiche nazionali ed europee influenzino lo sviluppo energetico tra limitazioni nelle emissioni e incentivi;
- aspetti tecnici per conoscere le tipologie di celle a combustibile presenti sul mercato, le loro applicazioni, il loro funzionamento e, infine, il loro riuso e riciclo;
- progetti presenti e futuri degli impianti "NOVA" di Cefla caratterizzati da questa tecnologia, standardizzando i principali componenti commerciali;
- dati di funzionamento delle celle per analizzare e confrontare i diversi impianti;
- dati economici per valutare il costo del prodotto

Arrivando così, a trarre conclusioni su questa tecnologia a livello ambientale ed economico.

Le aziende protagoniste dello studio

Le aziende protagoniste di questo progetto sono la cooperativa italiana Cefla e la società californiana Bloom Energy®. In particolare, l'impianto vero e proprio è realizzato e pensato dall'azienda italiana, ma il cuore che permette al sistema di funzionare è quello americano.

Cefla, nasce a Imola (BO) nel 1932 come società cooperativa specializzata in impianti elettrici e termoidraulici. Nel tempo ha poi diversificato i suoi campi di applicazione occupandosi della decorazione e dei trattamenti automatizzati di superfici ed oggetti, della costruzione di macchine ed attrezzature mediche, di sviluppare sistemi per la crescita delle piante sfruttando luci led e altri sottosettori. Quindi, durante la sua storia ha visto nascere e crescere diverse BU – Business Units. Cronologicamente si sono sviluppate:

- la BU Engineering, si occupa di progettazione, realizzazione e gestione di impianti tecnologici in ambito civile, industriale e nel settore dell'energia
- la BU Finishing, specializzata nella finitura di superfici, realizza macchine e impianti di verniciatura, stampa digitale industriale, decorazione e ricopertura per il mercato del legno, del vetro, della plastica, della ceramica, del fibrocemento, dei materiali compositi e del metallo
- la BU Medical, sviluppa sistemi e apparecchiature mediche rivolti ai settori odontoiatrici, radiografici, e di sterilizzazione di strumenti
- la BU C-LED, costruisce applicazioni elettroniche di illuminazione intelligente per i mercati industriali, del retail, dell'outdoor ed in campo orticolo.

Il progresso e la diversificazione hanno portato Cefla a passare da essere una semplice azienda territoriale a una realtà forte e operante a livello globale, senza però perdere le proprie radici e il legame con la città di Imola, dove ha avuto i suoi natali.

Bloom Energy®, invece, nasce in Californiana con sede principale a San Jose con l'ambizione di rivoluzionare il mondo della produzione di energia elettrica attraverso l'uso di celle a combustibile. La scalata verso quest'impresa parte negli anni '60, quando il co-fondatore Jim McElroy progetta e costruisce la prima cella a idrogeno in collaborazione con la NASA per il programma Gemini. Da quel momento in avanti l'azienda ha continuato a studiare sistemi innovativi e nuove soluzioni, fino ad arrivare agli anni '90, quando le ricerche si sono focalizzate sulle celle a combustibile a ossidi solidi (SOFC).

Oggi Bloom Energy® produce quest'ultima tipologia di fuel cells e gli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno. In particolare, le sue celle SOFC sono in grado di funzionare con diversi combustibili, come idrogeno, metano e biogas, a patto che le reazioni che avvengono all'interno della cella abbiano come principale attore l'idrogeno. Quindi, nel caso di utilizzo di combustibili differenti da quest'ultimo, sono necessarie reazioni di reforming.



Figura 0.2 Logo Cefla



Figura 0.3 Logo Bloom Energy®

Capitolo 1

-

LE NORME LEGISLATIVE RIGUARDANTI LA COGENERAZIONE, I LIMITI DELLE EMISSIONI INQUINANTI E LE AGEVOLAZIONI DEL GESTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA (GSE)

Questo primo capitolo ha lo scopo di spiegare e sottolineare quali direttive europee e decreti legislativi hanno permesso e continuano a favorire lo sviluppo di sistemi innovativi per la produzione di energia con attenzione all'ambiente e alla salute umana; così che si possa comprendere l'importanza dello sviluppo del sistema cogenerativo *NOVA* di Cefla.

Per raggiungere questo scopo si analizzano, nei prossimi sottocapitoli, gli aspetti inerenti alla cogenerazione e alle emissioni dei seguenti decreti e linee guida:

- Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, “sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia”
- Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, “sull'efficienza energetica”
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, “Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia”
- Decreto Ministeriale 4 agosto 2011, “integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia”
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, “Norme in materia ambientale”
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”
- Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento 2019 – GSE

In generale, i decreti legislativi e i decreti ministeriali italiani in materia ambientale ed energetica, sopra citati, sono definiti sulla base delle linee guida dalle direttive europee. Per quanto detto, è

sempre bene capire in prima analisi il testo delle direttive europee, e in seguito valutare come siano state recepite e messe in pratica queste normative dallo Stato italiano.

1.1 La cogenerazione secondo le norme europee ed italiane e la sua importanza

Sia le direttive europee sia le norme italiane relative alla cogenerazione, innanzitutto, mettono in luce l'importanza dell'uso di questa tecnologia, ancor prima di definire in modo univoco cosa sia. Infatti, il primo articolo della Direttiva 2004/8/CE definisce lo scopo del documento con le seguenti parole:

Articolo 1

“La presente direttiva intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, nel mercato interno, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali, in particolare riguardo alle condizioni climatiche e alle condizioni economiche”.

Viene, quindi, sottolineato che la cogenerazione deve essere promossa e sviluppata per permettere un progresso dell'efficienza della produzione energetica, dato che permette di ridurre l'energia primaria necessaria in confronto al caso in cui si volesse produrre separatamente sia energia elettrica sia energia termica, oltre a garantire una distribuzione dell'energia in modo più efficiente e flessibile. Questo concetto è stato ripreso ed espresso con maggiore enfasi anche nella Direttiva 2012/27/UE, che ha abrogato e sostituito la Direttiva 2004/8/CE. Difatti, si può leggere al punto 12 della premessa:

Premessa - Punto (12)

“Al fine di cogliere tutte le potenzialità di risparmio energetico esistenti, è necessario adottare un approccio integrato che includa i risparmi nell'approvvigionamento energetico e i settori d'uso finale. Nel contempo è opportuno rafforzare le disposizioni della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e della direttiva 2006/32/CE”.

La Direttiva 2012/27/UE non si sofferma esclusivamente sulla cogenerazione, ma considera tutte le possibili modalità di risparmio energetico, promuovendo l'efficienza energetica e la transizione verso fonti rinnovabili, allineandosi, così, agli obiettivi del Green Deal europeo. Infatti, considera anche la ricostruzione di immobili, il teleriscaldamento e il teleraffreddamento, il miglioramento dell'uso dell'energia negli edifici pubblici e le modalità di produzione e distribuzione dell'energia. Inoltre, questa direttiva evidenzia, fin dalle prime righe della premessa, l'insolvenza di alcuni obiettivi già posti e la necessità di implementare l'efficienza energetica per risolvere le nuove sfide che l'Unione Europea si trova a vivere:

Premessa - Punto (1)

“L'Unione si trova di fronte a sfide senza precedenti determinate da una maggiore dipendenza dalle importazioni di energia, dalla scarsità di risorse energetiche, nonché dalla necessità di limitare i cambiamenti climatici e di superare la crisi economica. L'efficienza energetica costituisce un valido strumento per affrontare tali sfide. Essa migliora la sicurezza di approvvigionamento dell'Unione, riducendo il consumo di energia primaria e diminuendo le importazioni di energia. Essa contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra in modo efficiente in termini di costi e quindi a ridurre i cambiamenti climatici. Il passaggio a un'economia più efficiente sotto il profilo energetico dovrebbe inoltre accelerare la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative e migliorare la competitività dell'industria dell'Unione, rilanciando la crescita economica e la creazione di posti di lavoro di qualità elevata in diversi settori connessi con l'efficienza energetica”.

La legislazione italiana ha recepito e definito il medesimo concetto nel Decreto Legislativo dell'8 febbraio 2007, n. 20, che è poi stato ripreso e confermato nel Decreto Ministeriale 4 agosto 2011:

Articolo 1

Finalità ed ambito di applicazione

“1. Il presente decreto intende accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento, definendo misure atte a promuovere e sviluppare, anche ai fini di tutela dell'ambiente, la cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, con particolare riferimento alle condizioni climatiche nazionali. [...]”.

Compresa l'importanza della cogenerazione, sia le direttive europee sia i decreti italiani definiscono in modo univoco cosa sia effettivamente la cogenerazione, andandola anche a suddividere in base

alla potenza dell'impianto cogenerativo. Dato che le direttive europee rappresentano una base su cui i singoli Stati definiscono la propria legge, è possibile considerare solo le definizioni presenti nel Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 al secondo articolo:

Art. 2

Definizioni

"1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) cogenerazione: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica;

b) unità di cogenerazione ovvero sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore: un'unità che può operare in cogenerazione;

c) produzione mediante cogenerazione: la somma dell'elettricità, dell'energia meccanica e del calore utile prodotti mediante cogenerazione;

d) unità di piccola cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe;

e) unità di microcogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe;

f) calore utile: il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore o di raffreddamento;

g) domanda economicamente giustificabile: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di raffreddamento e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione;

h) elettricità da cogenerazione: l'elettricità generata in un processo abbinato alla produzione di calore utile e calcolata secondo la metodologia riportata nell'allegato II;

i) elettricità di riserva: l'elettricità fornita dalla rete elettrica esterna in caso di interruzione o perturbazione del processo di cogenerazione, compresi i periodi di manutenzione;

l) elettricità di integrazione: l'energia elettrica richiesta alla rete elettrica esterna quando la domanda di elettricità dell'utenza alimentata dall'impianto di cogenerazione è superiore alla produzione elettrica del processo di cogenerazione;

m) rendimento complessivo: la somma annua della produzione di elettricità, di energia meccanica e di calore utile divisa per l'energia contenuta nel combustibile di alimentazione usato per il calore prodotto in un processo di cogenerazione e per la produzione lorda di elettricità e di energia meccanica;

- n) rendimento: è il rendimento calcolato sulla base del potere calorifico inferiore dei combustibili;*
- o) cogenerazione ad alto rendimento: la cogenerazione con caratteristiche conformi ai criteri indicati nell'allegato III;*
- p) valore di rendimento di riferimento per la produzione separata: il rendimento delle produzioni separate alternative di calore e di elettricità che il processo di cogenerazione è destinato a sostituire;*
- q) rapporto energia/calore: il rapporto tra elettricità da cogenerazione e calore utile durante il funzionamento in pieno regime di cogenerazione, usando dati operativi dell'unità specifica.*
- 2. Ad integrazione delle definizioni di cui al comma 1 si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, e al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e successive modificazioni”.*

Di tutte queste definizioni, quelle davvero fondamentali per definire compiutamente cosa sia la cogenerazione sono quelle sottolineate. Infatti, sono quelle che spiegano esattamente cosa si intende per cogenerazione e quali tipologie considera la normativa. Tutte le altre definizioni sono, invece, fondamentali per comprendere e attuare il decreto nelle fasi tecnico-pratiche.

Il resto del testo delle direttive e delle norme sopracitate rafforza i concetti già espressi e definisce alcuni obiettivi riassumibili nei seguenti punti:

- Migliorare l'efficienza energetica
- Promuovere la cogenerazione, ed in particolare la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)
- Aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico
- Definire un quadro normativo e modalità di controllo comuni per la cogenerazione

Tutti questi obiettivi sono perseguibili attraverso alcune strategie definite nelle normative. In particolare, sfruttando il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 e percorrendo alcuni degli articoli non ancora citati, si possono valutare queste strategie:

- *Articolo 4 - Garanzia di origine dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento*
definisce come ottenere la garanzia di origine di elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento e l'ente preposto al rilascio di questa pratica, cioè il GSE – Gestore Servizi Energetici. Questa garanzia è essenziale per poter accedere a benefici fiscali e alla priorità di dispacciamento dell'energia

- *Articolo 6 - Regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento*
afferma la presenza di incentivi fiscali e definisce il GSE come l'ente preposto alla definizione delle quote e al loro rilascio secondo un preciso sistema basato sul calcolo dell'energia primaria risparmiata (PES), come verrà spiegato nel prossimo sottocapitolo
- *Articolo 7 - Questioni attinenti alla rete di elettricità e alle tariffe*
definisce le condizioni tecniche ed economiche per la connessione delle unità di cogenerazione ad alto rendimento alle reti elettriche con tariffe agevolate

Gli ultimi articoli, non direttamente presi in considerazione, definiscono i sistemi di monitoraggio, il trasferimento dei dati e la semplificazione di procedure per casi specifici, oltre ad aspetti burocratici. In aggiunta, le direttive europee richiedono dei report da parte degli Stati per poter censire la situazione energetica dell'Unione e sviluppare un piano futuro.

Infine, la Direttiva 2004/8/CE e il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 definiscono perfettamente a quali impianti cogenerativi sono applicabili le norme sopradescritte e gli aspetti più specifici che verranno riportati in seguito. In particolare, nell'allegato I della Direttiva 2004/8/CE, si legge:

ALLEGATO I

“Tecnologie di cogenerazione oggetto del presente decreto

- a) Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore*
- b) Turbina a vapore a contropressione*
- c) Turbina di condensazione a estrazione di vapore*
- d) Turbina a gas con recupero di calore*
- e) Motore a combustione interna*
- f) Microturbine*
- g) Motori Stirling*
- h) Pile a combustibile*
- i) Motori a vapore*
- l) Cicli Rankine a fluido organico*
- m) Ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nelle definizioni di cui all'articolo 2, lettera a) del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n.20”.*

1.2 La cogenerazione e la gestione di incentivi ed agevolazioni fiscali

Entrando negli aspetti più specifici e tecnici delle direttive e delle normative, è possibile analizzare come si definiscano gli incentivi in base al risparmio della cogenerazione. In questo caso, le normative europee definiscono linee guida tecniche ben precise, ma lasciano a ogni Stato la gestione economica e burocratica degli incentivi, dato che ogni Paese è una realtà differente. Infatti, l'articolo 7 della Direttiva 2004/8/CE enuncia:

Articolo 7

Regimi di sostegno

“1. Gli Stati membri assicurano che il sostegno alla cogenerazione - unità esistenti e future - sia basato sulla domanda di calore utile e sui risparmi di energia primaria, alla luce delle opportunità disponibili per ridurre la domanda energetica tramite altre misure economicamente realizzabili o vantaggiose dal punto di vista ambientale, come altre misure relative all'efficienza energetica.

2. Fatti salvi gli articoli 87 e 88 del trattato, la Commissione valuta l'applicazione di meccanismi di sostegno usati negli Stati membri secondo i quali un produttore di cogenerazione riceve, in base ad una normativa emanata da autorità pubbliche, un sostegno diretto o indiretto, che potrebbe avere un effetto restrittivo sugli scambi.

La Commissione esamina se questi meccanismi contribuiscono a perseguire gli obiettivi stabiliti nell'articolo 6 e nell'articolo 174, paragrafo 1, del trattato. [...]”.

In particolare, lo Stato italiano riprende le norme tecniche delle direttive europee ed affida al GSE – Gestore dei Servizi Elettrici il compito di definire il metodo di assegnazione e il valore dei TEE – Titoli di Efficienza Energetica o CB – Certificati Bianchi.

Il GSE, affidandosi al Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, al Decreto Ministeriale 4 agosto 2011 e ai loro allegati, permette di accedere ai certificati bianchi soltanto agli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). La definizione di CAR è illustrata nel secondo punto dell'allegato III del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011:

“Ai fini del presente decreto, la cogenerazione ad alto rendimento risponde ai seguenti due criteri:

a) la produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce un risparmio di energia primaria, calcolato in conformità al punto 3¹, pari almeno al 10 %;

¹ Nel punto 3 viene definita la formula del PES – Primary Energy Saving

b) la produzione mediante unità di piccola cogenerazione e di microcogenerazione che forniscono un risparmio di energia primaria è assimilata alla cogenerazione ad alto rendimento”.

Esplicitando queste righe, un'unità di cogenerazione deve avere un risparmio di energia primaria (PES) superiore a valori minimi prestabiliti, differenziati in base alla capacità di generazione dell'unità stessa:

- PES $\geq 0,1$ per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MWe
- PES > 0 per le unità con capacità di generazione inferiore a 1 MWe, cioè nei casi di piccola e microcogenerazione. Per queste casistiche, non è necessario un valore minimo predefinito, ma è sufficiente che vi sia un risparmio di energia primaria

Per poter calcolare il valore del PES – Primary Energy Saving si sfrutta la seguente nomenclatura:

- con il pedice “unità”, l'energia elettrica e l'energia di alimentazione complessive dell'unità di cogenerazione (unità reale). Queste sono da utilizzare per il calcolo del rendimento globale
- con il pedice “CHP”, l'energia elettrica e l'energia di alimentazione riferite al funzionamento in cogenerazione (unità virtuale). Queste sono da utilizzare per il calcolo del PES e del RISP (elemento necessario per calcolare i certificati bianchi)

e si applica il seguente procedimento:

1. Definizione dei confini dell'unità di cogenerazione

L'allegato II del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011 definisce i confini dell'unità di cogenerazione secondo i seguenti punti:

“1. I confini di un sistema di cogenerazione devono essere stabiliti definendo i limiti del processo di cogenerazione stesso. Per definire le quantità di energia di ingresso e in uscita devono essere installati strumenti di misura sui confini del sistema.

2. Una unità di cogenerazione fornisce energia a un'area di consumo. L'area di consumo è separata dalla unità di cogenerazione ma consuma l'energia prodotta da quest'ultima. Le due aree non corrispondono necessariamente ad aree geograficamente distinte all'interno del sito [...]. L'area di consumo può essere un processo industriale, un singolo consumatore di calore ed energia elettrica, un sistema di teleriscaldamento/raffreddamento o una rete elettrica.

3. *La quantità di energia elettrica prodotta in cogenerazione è misurata ai morsetti del generatore. Da tale quantità non deve essere sottratta l'energia elettrica usata internamente dalla unità di cogenerazione per il proprio funzionamento.*
4. *Elementi di impianto che non operano in cogenerazione, come le caldaie o le unità che producono soltanto energia elettrica, non sono incluse nella unità di cogenerazione*
5. *Le turbine a vapore secondarie devono essere incluse nella unità di cogenerazione. La produzione di energia elettrica di una turbina a vapore secondaria fa parte della produzione energetica della unità di cogenerazione. L'energia termica necessaria per generare questa energia elettrica supplementare deve essere esclusa dalla produzione di calore utile della unità di cogenerazione.*
6. *Quando due o più motori primi sono collegati in serie (ad esempio, il calore prodotto da una turbina a gas è trasformato in vapore che alimenta una turbina a vapore), non possono essere considerati separatamente, anche se uno di essi è ubicato in un sito .*
7. *Quando il motore primo posto a monte non produce energia elettrica o energia meccanica, i limiti della unità di cogenerazione sono fissati attorno al motore primo a valle. L'energia di alimentazione per tale motore primo è il calore prodotto dal motore primo a monte”.*

Quindi, si deduce che i confini dell'unità sono esclusivamente di natura energetica e che alcuni elementi sono obbligatoriamente da considerarsi parte dell'unità e altri da escludere.

2. Calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione

L'allegato II del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011 definisce il processo di calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione, oltre a chiarire esattamente i diversi termini della formula del rendimento. Riportando solo gli aspetti salienti per il calcolo del rendimento, si legge:

“5.1. Per distinguere quale parte dell'energia elettrica prodotta non può essere riconosciuta come cogenerata, è innanzi tutto necessario calcolare il rendimento globale della unità di cogenerazione.

5.2. Il rendimento globale di una unità di cogenerazione si determina come segue: l'energia prodotta dalla unità di cogenerazione (somma dell'energia elettrica, dell'energia meccanica e del calore utile) in un dato periodo di riferimento, divisa per l'energia di alimentazione

consumata dalla unità di cogenerazione nello stesso periodo di riferimento: rendimento globale = (energia prodotta)/(energia di alimentazione)

5.3. Il calcolo del rendimento globale deve basarsi sui valori di esercizio della unità di cogenerazione specifica, misurati nel periodo di riferimento. [...]

5.4. Per periodo di riferimento si intende un anno solare, dal 1 gennaio al 31 dicembre.

5.5. Per produzione di energia si intende l'energia elettrica totale (somma dell'energia elettrica cogenerata e di quella non cogenerata) e il calore utile generati nell'impianto di cogenerazione nel corso di un periodo di riferimento.

[...]

5.11. Per energia di alimentazione si intende l'energia totale, calcolata in base al potere calorifico inferiore, del combustibile che la unità di cogenerazione impiega per generare l'energia elettrica e il calore utile (cogenerati e non cogenerati) durante il periodo di riferimento. L'eventuale condensa di ritorno dal processo non è considerata come energia di alimentazione.

[...]”.

Riassumendo quanto riportato nell'allegato:

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{CHP}}{F_{unit\grave{a}}} \geq \eta_{soglia} \text{ (75\% o 80\%)}$$

con:

$E_{unit\grave{a}}$, somma dell'energia elettrica prodotta (esportata in rete e consumata in loco) e dell'energia meccanica prodotte dall'unità

H_{CHP} , energia termica utile (sfrutta in cogenerazione)

$F_{unit\grave{a}}$, energia termica di alimentazione

Se il valore del rendimento globale è maggiore o al più uguale del valore di soglia si può passare direttamente al calcolo del PES. Invece, se questo valore è inferiore si deve introdurre l'unità virtuale, come viene spiegato nel prossimo punto.

3. Dimensionamento dell'unità virtuale

L'allegato II del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011 introduce e definisce il concetto di unità virtuale come segue:

“7.1. Se il rendimento globale della unità di cogenerazione è inferiore ai valori di soglia (75% o, rispettivamente, 80%), si assume che vi sia produzione di energia elettrica non in cogenerazione; la unità di cogenerazione può allora essere divisa in due parti virtuali, una con cogenerazione e una senza cogenerazione.

7.2. Per la parte con cogenerazione, l'operatore dell'impianto rileva, per tutto il periodo di riferimento, il diagramma di carico del calore (domanda di calore utile in funzione del tempo) ed individua gli eventuali periodi in cui la unità di cogenerazione funziona in cogenerazione. Per ciascuno di tali periodi, l'operatore misura la produzione reale di calore utile e di energia elettrica della unità di cogenerazione. Con questi dati determina il "rapporto energia/calore" effettivo (C_{eff}).

7.3. Il "rapporto energia/calore" effettivo consente all'operatore di calcolare quale parte dell'energia elettrica misurata nel periodo di riferimento è riconosciuta come energia elettrica cogenerata. A questo fine, l'operatore calcola il prodotto $H_{CHP} \times C_{eff}$ e lo confronta con la produzione elettrica totale dell'impianto nel periodo di riferimento. Il minore tra tali due valori è assunto pari all'energia elettrica cogenerata E_{CHP} .

7.4. Per le sezioni di cogenerazione entrate in servizio da meno di un anno, per le quali non siano disponibili dati misurati, può essere utilizzato il "rapporto energia/calore" di progetto (C_{prog}) in luogo di quello effettivo (C_{eff})”.

Allora, l'unità virtuale serve per poter considerare come un sistema CAR un qualsiasi impianto che presenta un valore del rendimento inferiore a quello di soglia. In base al funzionamento, l'impianto produce per un certo periodo come se fosse CAR e per un altro come se non lo fosse. Quindi si tiene conto di questo andamento altalenante.

Il GSE descrive dettagliatamente come dimensionare l'unità virtuale nella Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento 2019 .

4. Calcolo del risparmio di energia primaria – PES

In questo caso l'allegato di riferimento è l'allegato III del Decreto Ministeriale 4 agosto 2011, in cui viene definita la formula del calcolo del PES:

“Il risparmio di energia primaria fornito dalla produzione mediante cogenerazione secondo la seguente formula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) \cdot 100\%$$

dove:

- *PES è il risparmio di energia primaria;*
- *CHPH η è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come la quantità annua di calore utile divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione;*
- *RefH η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;*
- *CHPE η è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come energia elettrica annua da cogenerazione divisa per l'energia contenuta nell'intero combustibile di alimentazione, impiegato per produrre sia il calore utile che l'energia elettrica da cogenerazione. Allorché un'unità di cogenerazione genera energia meccanica, l'energia elettrica annua da cogenerazione può essere aumentata di un fattore supplementare che rappresenta la quantità di energia elettrica equivalente a quella di energia meccanica. Questo fattore supplementare non dà diritto al rilascio della Garanzia d'origine di cui all'art. 4 del decreto legislativo 8 febbraio 2007,n.20.*
- *RefE η è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.*

I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e di calore sono definiti, rispettivamente, negli allegati IV e V. Al valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica si applicano i fattori di correzione di cui all'allegato VI; il valore risultante è rettificato con i fattori di correzione di cui all'allegato VII."

Ricavato il valore di energia primaria risparmiata, lo si deve confrontare con i dati della normativa.

Riprendendoli:

- PES \geq 0,1 per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MWe
- PES > 0 per le unità con capacità di generazione inferiore a 1 MWe

Quindi, se la relazione è soddisfatta, si può passare al calcolo dei certificati bianchi, altrimenti il sistema non è ad alto rendimento di cogenerazione e non può accedere alle agevolazioni fiscali.

Quanto descritto finora è possibile riassumerlo in forma grafica con uno schema di flusso, come quello nella pagina successiva.

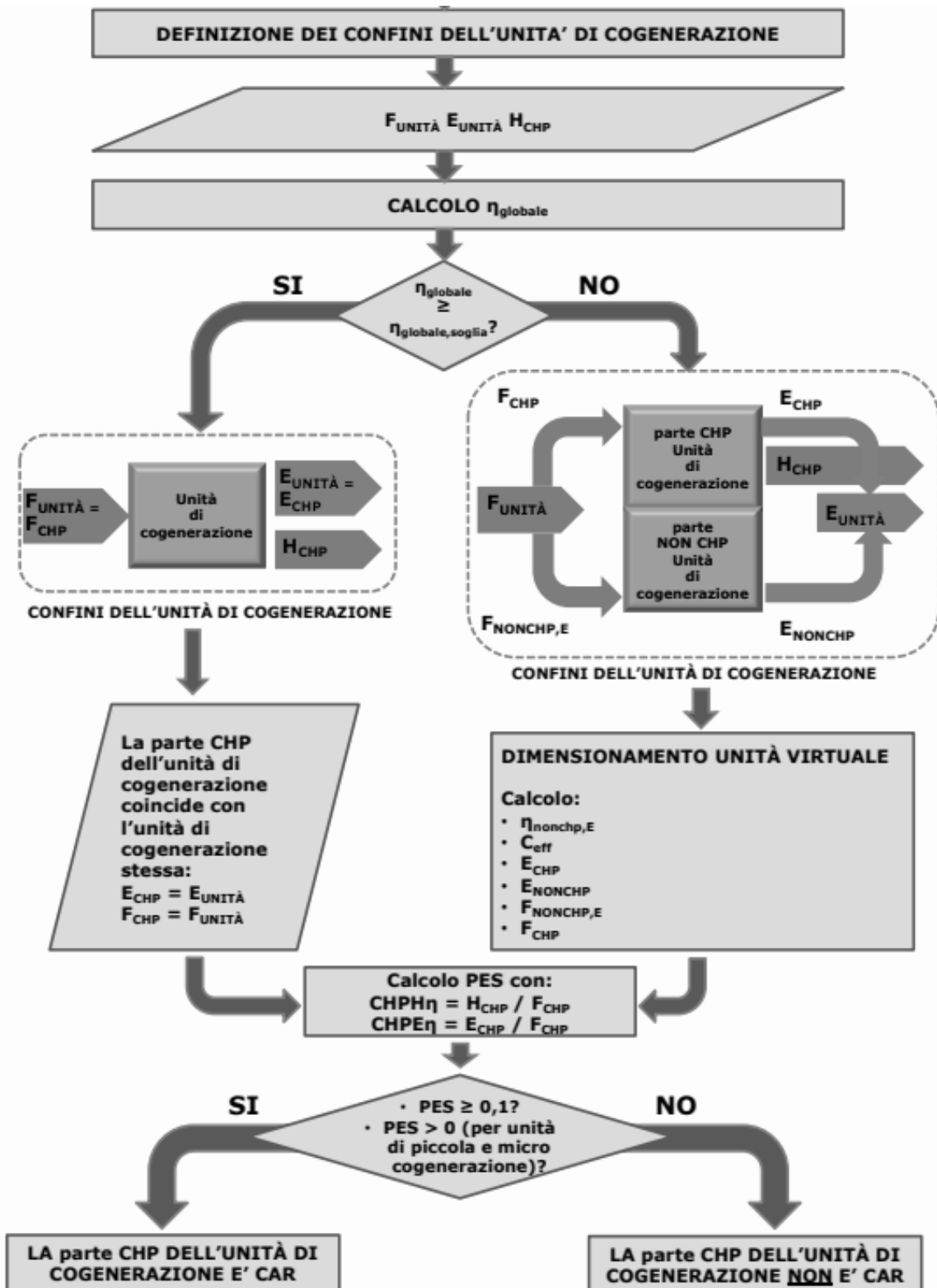


Figura 1.1 Diagramma di flusso per definire un impianto CAR

Definito CAR un impianto, è possibile passare al calcolo dei certificati bianchi secondo le indicazioni del GSE. Questi titoli di efficienza energetica sono consegnati in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno. Infatti:

$$CB = RISP \cdot 0.086 \cdot K$$

con

K , coefficiente di armonizzazione, che varia in base alla potenza dell'unità di cogenerazione

In particolare, il risparmio si calcola come segue (citando la guida del GSE) :

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_{E}RIF} + \frac{H_{CHP}}{\eta_{T}RIF} - F_{CHP}$$

Dove:

- $RISP$ è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione nell'anno solare per il quale è stato richiesto l'accesso al regime di sostegno
- E_{CHP} è l'energia elettrica prodotta dalla parte cogenerativa dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare
- H_{CHP} è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare
- F_{CHP} è l'energia di alimentazione consumata dalla "parte CHP" dell'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare
- $\eta_{T}RIF$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano, assunto pari a:
 - 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico
 - 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore

Si sottolinea come, nel caso di produzione di H_{CHP} destinato ad entrambe le modalità di utilizzo presso l'area di consumo, il valore di $\eta_{T}RIF$, eq debba essere calcolato come media ponderale dei $\eta_{T}RIF$ relativi alle due modalità di utilizzo del calore utile, basata sul valore percentuale di ciascuna modalità di utilizzo rispetto al valore totale di H_{CHP} ;

- $\eta_{E}RIF$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, assunto pari a 0,46 e corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia consumata in loco e della quantità di energia esportata verso la rete secondo le

modalità di calcolo riportate nell'Allegato IV al "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015". In particolare, è necessario sottolineare come la percentuale di energia consumata in loco, da utilizzare ai fini del presente calcolo, debba essere quantificata secondo il seguente principio:

$$\% \text{ energia elettrica autoconsumata} = \min \left(100\%; \frac{E_{\text{autoconsumata}}}{E_{\text{CHP}}} \right)$$

Infine, i CB sono fondamentali per ogni produttore di energia dato che permettono di:

- Monetizzare il risparmio energetico, infatti questi certificati possono essere venduti dalle singole aziende che li ricevono a ad altre imprese che dovrebbero pagare delle multe perché maggiormente inquinanti, dato che i loro impianti non sono CAR.
- Accedere a incentivi economici, dato che alcuni soggetti, tra cui i distributori di energia con oltre 50 000 clienti, sono obbligati per legge ad acquistarli
- Accedere con priorità all'immissione in rete dell'elettricità e con una tariffa idonea
- Accedere a un sistema di "scambio sul posto", cioè a un sistema di compensazione tra quello che si immette e quello che si utilizza dalla rete. Questo sistema rappresenta un risparmio economico poiché si paga solo la differenza: energia richiesta – energia immessa.

1.3 La cogenerazione e l'uso di combustibili rinnovabili

La cogenerazione riveste un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica dello Stato e della Comunità Europea, e diventa ancor più importante se alla base del sistema cogenerativo si sfruttano dei combustibili rinnovabili, come biometano o biogas.

Tale tema è trattato nel Decreto Legislativo 8 novembre 2021 , n. 199, il cui obiettivo principale è quello di accrescere lo sviluppo delle energie rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi ambientali posti dall'UE:

Articolo 1

(Finalità)

"1. Il presente decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

2. Per le finalità di cui al comma 1, il presente decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53.

3. Il presente decreto reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche: PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito anche: PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030”.

In particolare, questo decreto affronta anche il tema dei biocarburanti e del loro utilizzo per la produzione di energia elettrica, termica e nel mondo dei trasporti. Soffermandosi solo sull'ambito della produzione di energia elettrica, dato che è il tema di questo elaborato, si possono definire tre scopi principali del testo legislativo:

- Incentivare la produzione di energia sfruttando biocombustibili
- Sostenere gli impianti di cogenerazione funzionanti con biocombustibili
- Definire incentivi per gli impianti che utilizzano biocombustibili e le cui emissioni rientrano in limiti prestabiliti (Articolo 5)

Questi punti sono ampiamente trattati nell'articolo 7-bis:

Art. 7-bis

Disciplina del regime incentivante gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

“1. Con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'istituzione di un meccanismo, alternativo a quelli disciplinati ai sensi degli articoli 6 e 7 del presente decreto, finalizzato alla promozione di investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel rispetto dei seguenti criteri:

- a) la produzione di energia elettrica deriva da impianti a fonti rinnovabili;*

b) è prevista la stipulazione di contratti per differenza a due vie di durata pluriennale tra il GSE e gli operatori di mercato selezionati in esito alle procedure competitive di cui alla lettera h);

c) [...];

d) gli operatori titolari dei contratti di cui alla lettera b) sono obbligati ad assicurare che sia immesso in rete, su base annua, un quantitativo minimo di energia elettrica, pari a una quota percentuale dell'energia elettrica correlata al profilo contrattuale standard, prodotta dagli impianti iscritti in un apposito albo istituito presso il GSE e certificata ai sensi di quanto previsto alla lettera e). Ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di cui alla presente lettera, l'operatore è tenuto a consegnare al GSE, per il relativo annullamento, un numero di certificati corrispondente all'obbligo medesimo, rilasciati dal Gestore stesso ai sensi della lettera e);

e) il GSE istituisce un apposito sistema di certificazione dell'energia immessa in rete dagli impianti iscritti nell'albo di cui alla lettera d). I certificati rilasciati ai sensi della presente lettera possono essere oggetto di scambio tra operatori, nell'ambito di una piattaforma di scambio organizzata dal Gestore dei mercati energetici - GME Spa;

[...]

o) in caso di mancato rispetto dell'obbligo di cui alla lettera d), l'operatore obbligato è tenuto a versare al GSE un importo pari al prodotto tra:

1) un valore, indicato nel contratto di cui alla lettera b), definito dal GSE quale stima del costo medio di generazione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili con tecnologie non mature e tempi di realizzazione contenuti;

2) la differenza tra il quantitativo oggetto dell'obbligo stesso e il quantitativo di certificati consegnati al GSE ai sensi della lettera d)“

La possibilità di accedere a ulteriori benefici e la richiesta delle istituzioni di favorire l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili permettono di dare ancora più spazio all'installazione delle celle a combustibile che verranno presentate nei prossimi capitoli. Infatti, queste celle possono sfruttare biocombustibili e, quindi, essere ritenute soggetto di questo decreto.

1.4 Legislazione sulle emissioni nocive per gli impianti di produzione di energia

Per concludere il capitolo sulle normative necessarie a comprendere l'impianto NOVA di Cefla, è importante introdurre il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, "Norme in materia ambientale". Questo documento è noto anche come "Testo Unico dell'Ambiente" e rappresenta la principale normativa italiana in materia ambientale. Infatti, ogni elemento del decreto ha come fine quello di tutelare l'ambiente da uno sfruttamento eccessivo da parte dell'uomo e dalle emissioni nocive. In particolare, il testo è diviso in diverse parti:

- Parte prima – *"DISPOSIZIONI COMUNI E PRINCIPI GENERALI"*
- Parte seconda – *"PROCEDURE PER LA VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA (VAS), PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO AMBIENTALE (VIA) E PER L'AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE (IPPC)"*
- Parte terza – *"NORME IN MATERIA DI DIFESA DEL SUOLO E LOTTA ALLA DESERTIFICAZIONE, DI TUTELA DELLE ACQUE DALL'INQUINAMENTO E DI GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE"*
- Parte quarta – *"NORME IN MATERIA DI GESTIONE DEI RIFIUTI E DI BONIFICA DEI SITI INQUINATI"*
- Parte quinta – *"NORME IN MATERIA DI TUTELA DELL'ARIA E DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA"*
- Parte sesta – *"NORME IN MATERIA DI TUTELA RISARCITORIA CONTRO I DANNI ALL'AMBIENTE"*

Ogni parte tratta di un determinato tipo di tutela ambientale e quella fondamentale per un impianto cogenerativo è la tutela dell'aria. Infatti, questi tipi di impianto emettono in atmosfera diverse sostanze che nascono dai processi di combustione.

Analizzando nel dettaglio la Parte Quinta del decreto legislativo, si legge fin da subito che è suddivisa in tre titoli:

- *TITOLO I – PREVENZIONE E LIMITAZIONE DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DI IMPIANTI E ATTIVITÀ*

Questo primo titolo ha lo scopo di definire i limiti massimi di emissione per ogni tipologia d'impianto e le sanzioni correlate per chi non rispetta tali limiti.

Nel testo del titolo si rimanda al I allegato di questa sezione che contiene i limiti emissivi suddivisi in base alla potenza dell'impianto e il combustibile utilizzato (tipologia e stato fisico). Tale documento è fondamentale per tutti i progetti di impianti e per il loro funzionamento. In particolare, per quanto riguarda il tema della tesi, è importante riportare solo la parte dei limiti relativi a impianti alimentati da combustibili gassosi e biogas:

²“Valore guida per i provvedimenti di attuazione dell'articolo 271, commi 3, 4 e 5, in caso di stabilimenti localizzati in zone dove sono stati registrati superamenti di un valore limite di qualità dell'aria previsto dal decreto legislativo n. 155/2010 in quantomeno uno degli ultimi tre anni civili. [1] Si applica nel caso siano adottati impianti di abbattimento per gli ((ossidi di azoto (NOx))) con urea o ammoniaca. 1.3. Impianti nei quali sono utilizzati combustibili gassosi. Medi impianti di combustione esistenti alimentati a combustibili gassosi (valori previsti dalla normativa vigente prima del 19 dicembre 2017, da rispettare ai sensi dell'articolo 273-bis, comma 5, ultimo periodo) e impianti di combustione di potenza inferiore a 1 MW. Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. -----
----- Potenza termica nominale (MW) < 50 -----
----- polveri 5 mg/Nm³ [1] [2] -----
----- ossidi di zolfo (SO₂) 35 mg/Nm³ [2] [3] -----
----- ((ossidi di azoto (NOx))) (NO₂) 350 mg/Nm³ [4] -----
----- [1] 15-20 mg/Nm³ se il combustibile utilizzato è gas da altoforno. [2] Il valore limite di emissione si considera rispettato se è utilizzato come combustibile metano o GPL. [3] 1700 mg/Nm³ se il combustibile utilizzato è gas da forno a coke; 800 mg/Nm³ se il combustibile utilizzato è gas da forno a coke e gas da altoforno (o di acciaieria). [4] Se il combustibile utilizzato è un gas di processo contenente composti dell'azoto non si applica un valore limite; le emissioni devono comunque essere ridotte per quanto possibile. Medi impianti di combustione esistenti alimentati a combustibili gassosi (valori da rispettare entro le date previste all'articolo 273-bis, comma 5). Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. -----
----- Potenza termica nominale (MW) ≤ 5 > 5 -----
----- ((polveri 5 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ [1] [4] [1] [4])) -----
----- ((ossidi di azoto (NOx))) (NO₂) 250 mg/Nm³ 250 mg/Nm³ [2] -----

² Questa parte normativa è stata riassunta in forma tabulare al capitolo 4.2

----- ossidi di zolfo (SO₂) 35 mg/Nm³ 35 mg/Nm³ [3]
 [4] [3] [4] ----- [1] 15-20 mg/Nm³ in caso di
 utilizzo di gas da altoforno. [2] 200 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas naturale. [3] 400
 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas a basso potere calorifico da forno a coke dell'industria
 siderurgica; 200 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas a basso potere calorifico da altoforno
 dell'industria siderurgica. [4] Il valore limite di emissione si considera rispettato in caso di
 utilizzo di gas naturale. Medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi.
 Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. -----
 ----- Potenza termica nominale (MW) ≤ 5 > 5 -----
 ----- ((polveri 5 mg/Nm³ [3] 5 mg/Nm³ [3])) -----
 ----- ((ossidi di azoto (NO_x))) (NO₂) 200 mg/Nm³ [1] 200
 mg/Nm³ [1] ----- ossidi di zolfo (SO₂) 35
 mg/Nm³ 35 mg/Nm³ [2] [3] [2] [3] ----- [1]
 100 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas naturale. [2] 400 mg/Nm³ in caso di utilizzo di gas a
 basso potere calorifico da forno a coke dell'industria siderurgica; 200 mg/Nm³ in caso di
 utilizzo di gas a basso potere calorifico da altoforno dell'industria siderurgica. [3] Il valore
 limite di emissione si considera rispettato in caso di utilizzo di gas naturale. Medi impianti di
 combustione esistenti alimentati a biogas e impianti di combustione a biogas di potenza
 inferiore a 1 MW installati prima del 19 dicembre 2017 (valori previsti dalla normativa
 vigente prima del 19 dicembre 2017, da rispettare ai sensi dell'articolo 273-bis, comma 5,
 ultimo periodo, ed ai sensi dell'articolo 273-bis, comma 14, ultimo periodo). Valori riferiti ad
 un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. -----
 ----- Potenza termica nominale (MW) ≤ 3 > 3 -----
 ----- ((...)) ----- ((ossidi di azoto
 (NO_x))) (NO₂) 300 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ -----
 ---- monossido di carbonio (CO) 150 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ -----
 ----- carbonio organico totale (COT) [1] 20 mg/Nm³ 20 mg/Nm³ -----
 ----- ((composti inorganici del cloro sotto forma di gas o
 vapori (come 30 mg/Nm³ 30 mg/Nm³ HCl))) -----
 ----- [1] Escluso il metano, salvo il caso in cui i provvedimenti di cui all'articolo 271, comma
 3 o le autorizzazioni di cui all'articolo 271, comma 5, ne prevedano l'inclusione Medi impianti
 di combustione esistenti alimentati a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse

(valori da rispettare entro le date previste all'articolo 273-bis, comma 5) e impianti di combustione a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse di potenza inferiore a 1 MW installati prima del 19 dicembre 2017 (valori da rispettare entro le date previste all'articolo 273-bis, comma 14). Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. ----- Potenza termica ≤ 3 > 3 - ≤ 5 > 5 nominale (MW) ----- polveri 20 mg/Nm³ 10 mg/Nm³ 10 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ [*] 5 mg/Nm³ [*] 5 mg/Nm³ [*] ----- ((ossidi di azoto)) 250 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ ((NOx)) (NO₂) ----- ossidi di zolfo (SO₂) 200 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ 170 mg/Nm³ ----- monossido di carbonio 150 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ (CO) 100 mg/Nm³ [*] ----- carbonio organico 20 mg/Nm³ 20 mg/Nm³ 20 mg/Nm³ totale (COT) [2] ----- ammoniaca [3] 5 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ ----- [*]

Valore guida per i provvedimenti di attuazione dell'articolo 271, commi 3, 4 e 5, in caso di stabilimenti localizzati in zone dove sono stati registrati superamenti di un valore limite di qualità dell'aria previsto dal decreto legislativo n. 155/2010 in quantomeno uno degli ultimi tre anni civili. [2] Escluso il metano, salvo il caso in cui i provvedimenti di cui all'articolo 271, comma 3 o le autorizzazioni di cui all'articolo 271, comma 5, ne prevedano l'inclusione [3] Si applica nel caso siano adottati impianti di abbattimento per gli ((ossidi di azoto (NOx))) con urea o ammoniaca. Medi impianti di combustione nuovi alimentati a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse e impianti di combustione a biogas o gas di sintesi da gassificazione di biomasse di potenza inferiore a 1 MW installati dal 19 dicembre 2017. Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%. ----- Potenza termica ≤ 3 > 3 MW - ≤ 5 > 5 nominale (MW) ----- polveri 20 mg/Nm³ 10 mg/Nm³ 10 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ [*] 5 mg/Nm³ [*] 5 mg/Nm³ [*] ----- ((ossidi di azoto)) 200 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ 200 mg/Nm³ ((NOx)) (NO₂) ----- ossidi di zolfo (SO₂) 100 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ ----- monossido di carbonio 150 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ 100 mg/Nm³ (CO) 100 mg/Nm³ [*] ----- carbonio organico 20 mg/Nm³ 20 mg/Nm³ 20 mg/Nm³ totale (COT) [2] -----

----- Ammoniaca [3] 5 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ 5 mg/Nm³ -----

----- [*] Valore guida per i provvedimenti di attuazione dell'articolo 271, commi 3, 4 e 5, in caso di stabilimenti localizzati in zone dove sono stati registrati superamenti di un valore limite di qualità dell'aria previsto dal decreto legislativo n. 155/2010 in quantomeno uno degli ultimi tre anni civili. [2] Escluso il metano, salvo il caso in cui i provvedimenti di cui all'articolo 271, comma 3 o le autorizzazioni di cui all'articolo 271, comma 5, ne prevedano l'inclusione. [3] Si applica nel caso siano adottati impianti di abbattimento per gli ((ossidi di azoto (NOx))) con urea o ammoniaca”.

I valori ricavati da questa parte di decreto rappresentano i limiti a cui ogni impianto deve sottostare per non rischiare di incorrere in multe e ricorsi. Quindi, durante la fase progettuale è fondamentale sincerarsi di rimanere al di sotto di questi limiti e tendere il più possibile a non emettere sostanze in atmosfera.

- *TITOLO II – IMPIANTI TERMICI CIVILI*

Questo secondo titolo non è stato preso in considerazione dato che non è direttamente collegato con il tema dell'elaborato e quindi non darebbe un apporto effettivo alla comprensione dei motivi che permettono all'impianto NOVA di essere sul mercato come una delle migliori alternative ai sistemi classici di produzione di energia elettrica inseriti in un complesso cogenerativo.

- *TITOLO III – COMBUSTIBILI*

In quest'ultimo titolo sono definiti i combustibili accettati e le modalità con cui essi devono essere utilizzati per aver meno inquinamento possibile. Riguardo quest'ultimo tema, il titolo impone di bruciare i combustibili con almeno un valore stechiometrico del rapporto aria/combustibile, ma sarebbe ancora meglio avere un eccesso d'aria per evitare la formazione di sostanze nocive (Art. 294). Invece, le tipologie di combustibili utilizzabili vengono elencate nell'Allegato X.

Conclusa questa parte di normative relative alle emissioni, che tornerà utile nello studio del funzionamento dell'impianto NOVA, si procede con il secondo capitolo in cui viene introdotta la tecnologia alla base dell'impianto di Cefla.

Capitolo 2

-

IL FUNZIONAMENTO E L'ARCHITETTURA DELLE CELLE A COMBUSTIBILE SOTTOLINEANDO IL KNOW HOW DELLE CELLE DI BLOOM ENERGY®

2.1 Introduzione e caratteristiche principali delle celle a combustibile

Le celle a combustibile o fuel cells (FC) sono dei dispositivi elettrochimici in grado di produrre energia elettrica direttamente da energia chimica, sotto forma di corrente continua tra due elettrodi, tra cui viene mantenuta una differenza di potenziale.

Queste celle presentano vantaggi importanti se confrontate con altre tecnologie storicamente più collaudate e presenti sul mercato, come ad esempio i motori a combustione interna (ICE). I punti a favore di questa tecnologia sono i seguenti:

- *l'assenza quasi totale di emissione di inquinanti e sostanze nocive*

Le fuel cells alimentate a idrogeno producono energia elettrica emettendo solo acqua e calore, mentre quelle alimentate a metano o biogas emettono anche un quantitativo di sostanze nocive, che però è molto basso sia per quanto riguarda i limiti di legge sia se confrontato con quello dei sistemi tradizionali

- *la rumorosità è nulla*

Questo è dovuto al fatto che all'interno della cella non vi sono elementi meccanici in movimento, e quindi non si genera emissione sonora durante il funzionamento del sistema. Lo stesso ragionamento non può essere fatto per un sistema convenzionale come un motore a combustione interna o una turbina, in cui i componenti meccanici in movimento sono diversi e sollecitati.

La silenziosità di questo impianto permette di installarlo in una grande varietà di aree, tra cui quelle residenziali.

- *il rendimento elettrico delle celle a combustibile*

Questo dato è alto e stanno nascendo tecnologie che vogliono migliorarlo ulteriormente. Ad oggi, esistono sul mercato celle che raggiungono il 60% di efficienza elettrica.

Tale valore è estremamente maggiore se confrontato con quello di un convenzionale motore a combustione interna che si aggira al massimo su un 40-43% di efficienza.

- *la flessibilità di costruzione di un impianto composto da fuel cells*

Le celle sono state sviluppate costruttivamente tenendo conto della modularità. Per questo motivo ogni cella permette di produrre una certa potenza elettrica e installandone il numero corretto è possibile generare la potenza richiesta.

- *la capacità di seguire la variazione di carico*

Sono sistemi che funzionano in continuo e permettono di rincorrere molto velocemente le variazioni di carico, dato che si semplifica la conversione dell'energia, passando dall'energia chimica a quella elettrica senza ulteriori passaggi rispetto ai sistemi tradizionali.

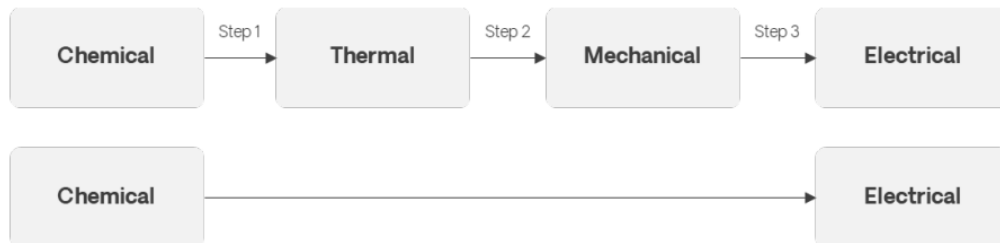


Figura 2.1 Schema a blocchi della produzione di energia elettrica con un sistema tradizionale o con una FC

- *la facilità di cogenerazione*

Nelle celle a combustibile durante le reazioni chimiche viene emesso molto calore che viene asportato dall'aria che circola al loro interno. Questo calore può essere facilmente sfruttato per operazioni successive, come la produzione di vapore e acqua calda o fredda, dando origine a un sistema cogenerativo che produce energia elettrica ed energia termica.

Il recupero termico, a livello di rendimento percentuale, di una fuel cell è minore di quello di un motore a combustione interna (un 10-15% contro un 35-45%), permettendo così di arrivare a un rendimento totale generalmente più basso rispetto a quello di sistemi cogenerativi tradizionali (max. 75% contro max. 90%).

Da quest'ultima osservazione si deduce che gli impianti a celle a combustibile sono utilizzati soprattutto per la produzione elettrica e la parte di calore che viene recuperata viene usata per utenze minori e quindi tale impianto non può essere usato per rispondere alle richieste termiche di impianti estremamente energivori sotto questo punto di vista.

- *il funzionamento in continuo*

Le fuel cells, una volta avviate, sono in grado di produrre energia elettrica in continuo. Elemento estremamente utile per utenze che richiedono sempre un certo quantitativo di energia, come ospedali, server o industrie che lavorano continuamente per 24 ore.

- *la vicinanza all'utenza*

Le celle a combustibile possono essere installate esattamente dove si trova l'utenza che devono servire, permettendo di ridurre le perdite elettriche che si generano nel trasporto.

Questo permette di risparmiare parecchia energia, dato che si stima come perdita³ un:

- 10% dell'energia erogata per gli impianti a bassa tensione
- 4% dell'energia erogata per gli impianti a media tensione
- 2% dell'energia erogata per gli impianti ad alta tensione

2.2 Il funzionamento generale delle celle a combustibile

Le celle a combustibile funzionano come delle pile e permettono di produrre energia elettrica senza generare fiamma, riducendo così le emissioni. La grande differenza tra una cella a combustibile ed una pila è il fatto che quest'ultima è un sistema chiuso che contiene un determinato quantitativo di materiale chimico che si consuma, mentre la cella è un sistema aperto che viene rifornito dall'esterno degli elementi chimici necessari per continuare a produrre energia elettrica.

Nelle celle a combustibile avvengono reazioni di ossido-riduzione con formazione di calore (reazione esotermiche), e quindi è possibile definirle chimicamente come reazioni di combustione. Oltre al calore, si generano prodotti di combustione, energia elettrica ed acqua.

All'interno delle celle a combustibile, queste reazioni avvengono in presenza di due attori:

- combustibile, cioè l'idrogeno
- comburente, cioè l'ossigeno

Normalmente, non si usa ossigeno puro, ma aria ambiente (composta mediamente dal 21% O_2).

Questa scelta non comporta problemi a patto che l'aria in ingresso sia modulata per permettere un'ossidazione pressoché totale dell'idrogeno, evitando di avere incombusti.

Invece, per quanto riguarda il combustibile, nelle fuel cells si deve usare l'idrogeno puro, che viene estratto

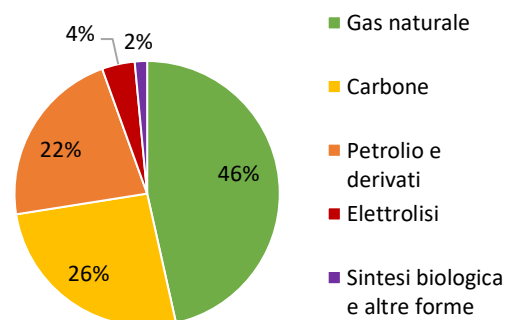


Figura 2.2 Grafico a torta delle origini di produzione dell'idrogeno

³ Dato ricavato dal sito del fornitore di energia elettrica Sorgenia

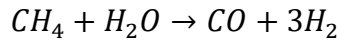
da altre sostanze presenti in natura. Infatti, sebbene l'idrogeno è l'elemento maggiormente presente in natura, lo si trova sempre combinato con altri elementi. Quindi, per estrarlo si possono sfruttare diverse metodologie che possono essere raggruppate in base all'origine del prodotto da cui derivano.

In particolare, l'estrazione dell'idrogeno dagli idrocarburi rappresenta il metodo più economico tra quelli utilizzati. Per questo motivo quasi il 95% dell'idrogeno prodotto viene estratto in questo modo. Esistono poi altre tecnologie di estrazione che occupano il restante 5-6%, come mostra il grafico a torta nella Figura 2.2.

Dato che gli idrocarburi rappresentano la fetta maggiore di elementi da cui avviene l'estrazione dell'idrogeno, è bene sottolineare che in base alla natura dell'idrocarburo è possibile raggiungere una determinata efficienza, ad esempio con il metano è possibile raggiungere un'efficienza di produzione dell'idrogeno dell'80%, ma tuttavia, qualsiasi sia l'idrocarburo usato si rilasciano in atmosfera dei gas serra. Da quest'ultima affermazione nasce l'osservazione che l'idrogeno può essere un ottimo elemento per alimentare vari sistemi energetici senza inquinare, ma soltanto a patto che venga estratto sfruttando energia generata da fonti rinnovabili e non da combustibili fossili.

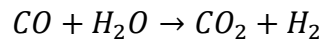
Le diverse modalità di estrazione dell'idrogeno sono riportate nella seguente tabella:

BASE DI PARTENZA	METODOLOGIA DI ESTRAZIONE DELL'IDROGENO
Da idrocarburi	<p><i>Le metodologie</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Il <i>reforming</i> o <i>steam reforming</i> consiste nell'estrazione dell'idrogeno da combustibile. Generalmente si sfrutta il metano (CH_4), ma si possono anche usare biogas, etanolo (C_2H_5OH) e metanolo (CH_3OH). Tale pratica può essere eseguita prima dell'ingresso alla cella oppure internamente alla stessa in base alla tipologia di cella che si sta utilizzando. Infatti, solo nelle celle ad alta temperatura (SOFC e MCFC) e che non risentono della presenza di monossido di carbonio è possibile spostare il reforming internamente. <p>Il reforming consiste nel far reagire metano e vapore acqueo ad alta temperatura che generano monossido di carbonio e idrogeno, secondo la seguente reazione:</p>



Tale reazione richiede un certo grado di energia per poter attivarsi e normalmente la si ottiene bruciando altro metano.

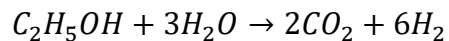
Per alcune tipologie di celle, il monossido di carbonio, formatosi nel reforming, è dannoso e quindi si può ridurlo al minimo con una successiva reazione:



Inoltre, tale reazione permette di recuperare un'ulteriore quantità di idrogeno, richiedendo un'energia di attivazione minore del processo precedente. Infatti, questa reazione avviene attorno ai 450°C rispetto ai 700-1000°C di quella sopra.

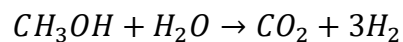
Le altre reazioni di reforming, che sfruttano un combustibile diverso dal metano, sono:

- da etanolo (C_2H_5OH):



Tale reazione avviene con una temperatura di 500°C

- da metanolo (CH_3OH):



Tale reazione avviene con una temperatura compresa tra i 200° e i 300°C.

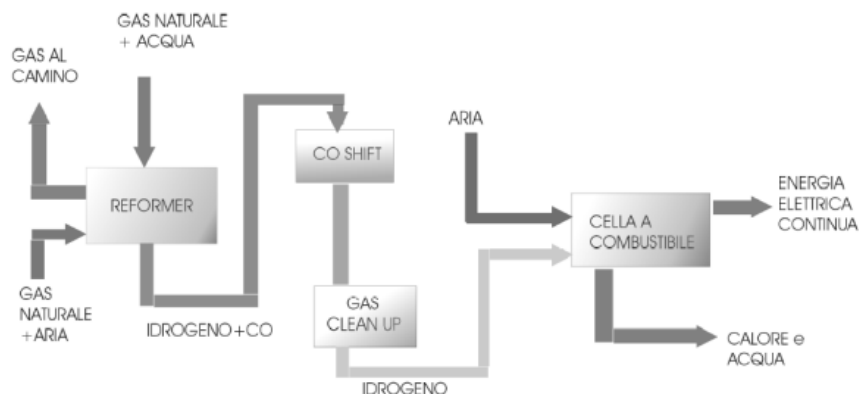


Figura 2.3 Schema a blocchi del processo di reforming

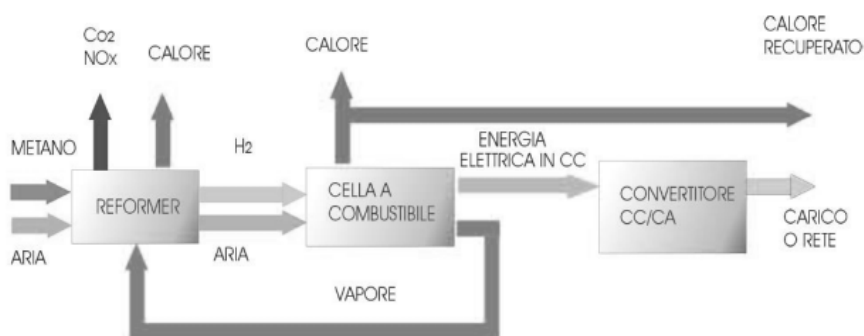
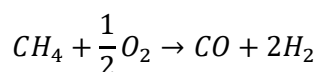
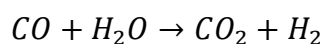
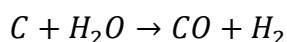


Figura 2.4 Schema a blocchi del processo di reforming nelle celle ad alta temperatura

- L'*ossidazione parziale* degli idrocarburi genera idrogeno a partire da idrocarburi pesanti e resti della lavorazione del petrolio in cui è ancora presente del metano:



- La *gassificazione del carbone* consiste in una successione di due reazioni chimiche endotermiche che portano all'estrazione dell'idrogeno. In particolare, la seconda reazione avviene in presenza di un catalizzatore a base di ossidi di ferro e di cobalto che permette di ridurre l'energia richiesta. Il processo parte con la miscelazione di polvere di carbonio, ossigeno puro e vapore d'acqua, per poi proseguire come segue:



- Il *cracking* produce idrogeno come sottoprodotto del processo principale. Infatti, la piroclasi o piroschissione (cracking in italiano) consiste nel dividere

le lunghe catene benzeniche di idrocarburi pesanti per realizzare idrocarburi leggeri e durante questo processo si liberano molecole di idrogeno.

Dall' acqua	<p>Le metodologie</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ L'<i>elettrolisi</i> consiste nello scindere le molecole di acqua in ossigeno e idrogeno grazie a un anodo e un catodo immersi in acqua e attraversati da una corrente a basso voltaggio. <p>Tale sistema richiede energia elettrica. Per produrre idrogeno verde, cioè, "pulito", è necessario sfruttare dell'energia prodotta con fonti rinnovabili.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La <i>produzione termochimica</i> produce idrogeno e ossigeno dall'acqua senza usare elettricità durante l'esecuzione di un ciclo chimico. Tale processo richiede un certo grado di calore per avvenire. <p>I cicli chimici sono due o più reazioni in sequenza nelle quali il reagente principale è l'acqua e i prodotti finali sono idrogeno e ossigeno, mentre gli altri elementi presenti vengono recuperati, motivo per cui si parla di ciclo. Ne esistono di diversi tipi, ma tutti hanno la seguente reazione netta:</p> $H_2O \leftrightarrow^{calore} H_2 + \frac{1}{2} O_2$
Da sintesi biologica	<p>Le metodologie</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ L'<i>uso di enzimi</i> sfrutta processi legati a microrganismi e microalghe. Quest'ultimi sono in grado a livello metabolico, grazie alla presenza di enzimi, di produrre idrogeno. A seconda del tipo di microrganismo si usano enzimi diversi e diversa sarà la modalità effettiva di estrazione dell'idrogeno.

Tabella 2.1 Tabella delle metodologie di estrazione dell'idrogeno

Dopo aver prodotto l'idrogeno, è necessario immagazzinarlo per poterlo usare nel momento in cui serve. Anche per questo compito esistono diverse metodologie, ma le più usate sono la compressione ad alta pressione (da 200 a 1000 bar) e la criogenia, poiché sono gli unici metodi che permettono di comprimere l'idrogeno in modo tale da farne stare una buona quantità in massa in uno spazio ridotto (a temperatura e pressione ambiente 1 chilogrammo di idrogeno occupa un volume di 12 metri cubi, corrispondenti a 12000 litri).

Riprendendo il funzionamento della cella, è importante analizzare i componenti principali che la compongono così da poter poi definire il processo che avviene nella cella per produrre l'energia elettrica. Gli elementi principali di una cella sono i seguenti:

- l'anodo è l'elettrodo negativo attraverso il quale viene immesso nella cella l'idrogeno
- il catodo è l'elettrodo positivo attraverso il quale viene immessa nella cella l'aria ambiente, e quindi l'ossigeno
- l'elettrolita è una soluzione solida o liquida che garantisce e favorisce il trasporto degli ioni idrogeno dall'anodo verso il catodo
- il circuito esterno permette la presenza del flusso di elettroni
- i catalizzatori permettono di accelerare le reazioni agli elettrodi e sono situati tra quest'ultimi (anodo e catodo) e l'elettrolita.

Sono usati materiali differenti, tra cui platino e nichel.

Normalmente la vita di una cella dipende dal tempo di durata del catalizzatore, che può arrivare anche fino a 5 anni nelle celle più avanzate.

In generale, l'energia elettrica si genera grazie al flusso di elettroni che fluiscono all'interno di un circuito elettrico passando da un elettrodo all'altro. A seconda della tecnologia relativa alla cella, il verso di percorrenza da un elettrodo all'altro può seguire due strade:

- dall'anodo verso il catodo, se l'elettrolita è acido
- dal catodo verso l'anodo, se l'elettrolita è basico

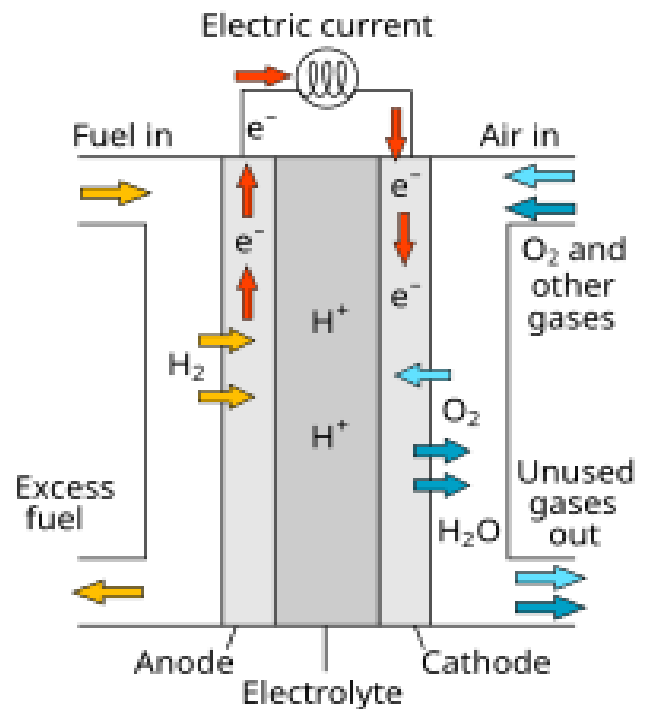


Figura 2.5 Schema di funzionamento della cella a combustibile

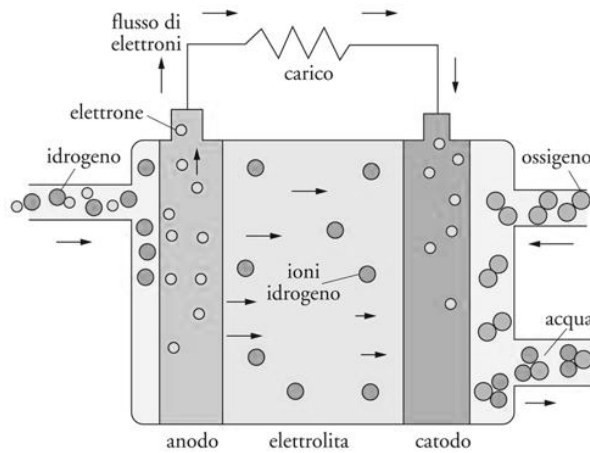


Figura 2.6 Flusso ionico dall'anodo verso il catodo in una FC

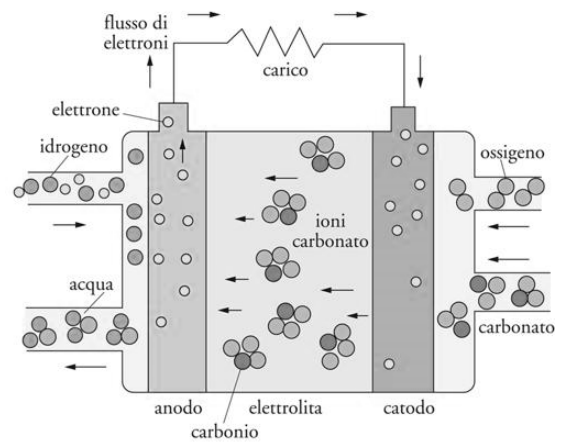


Figura 2.7 Flusso ionico dal catodo verso l'anodo in una FC

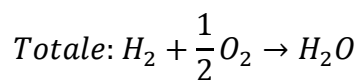
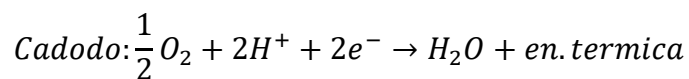
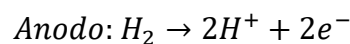
Qualsiasi sia il verso di percorrenza, quello che avviene è che in corrispondenza di uno dei due elettrodi, grazie alla presenza del catalizzatore, le molecole di idrogeno o di ossigeno si scindono in ioni ed elettroni, generando così due flussi:

- Il flusso di ioni passa attraverso l'elettrolita che ne favorisce il passaggio, bloccando invece il passaggio degli ioni presenti sull'altro elettrodo
- Il flusso di elettroni che scorre nel circuito elettrico, sempre dall'anodo al catodo, generando corrente elettrica

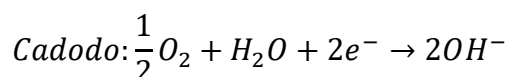
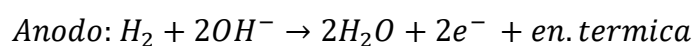
Sul secondo elettrodo, invece, arrivano molecole di idrogeno od ossigeno, a seconda che il secondo elettrodo sia il catodo o l'anodo, elettroni e ioni provenienti dal primo elettrodo. Quindi, grazie al secondo elettrolita, si generano molecole d'acqua e si produce energia termica.

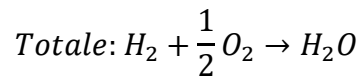
A livello chimico quello che avviene è

- per celle con elettrolita acido:



- per celle con elettrolita basico:

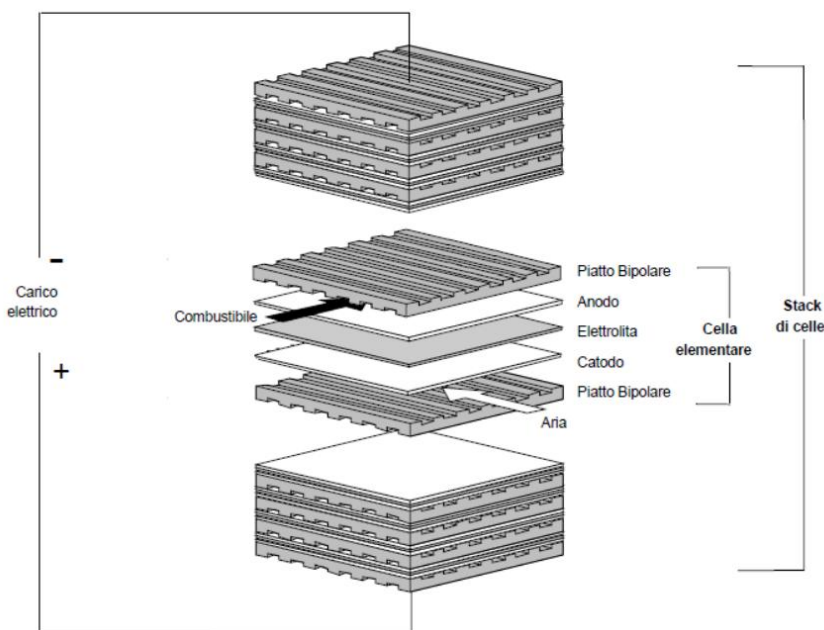




È importante notare che il flusso di idrogeno e ossigeno non entrano mai direttamente in contatto, ma vi sono reazioni chimiche solo tra i loro ioni. Questo permette di evitare possibili esplosioni che potrebbero nascere sotto determinate condizioni, come l'alta temperatura.

Nel prossimo sotto capitolo ("1.3 – le diverse tipologie di celle a combustibile") si analizzeranno le varie tipologie di celle a combustibile mettendo in luce le reazioni che si generano e il verso del flusso degli elettroni e degli ioni.

Finora, si è analizzata la cella a combustibile nel suo complesso e nel suo funzionamento. Tuttavia,



non si è definito ancora come sia costruita.

Infatti, una cella non è semplicemente composta da una lastra che funge da anodo, una da catodo e una da elettrolita. Nella realtà il sistema è più complesso e composto da più layer che si ripetono più volte.

Figura 2.8 Componenti di uno stack di una FC - 1

In particolare, facendo riferimento alle figure 2.8 e 2.9, si definiscono tutte le componenti della cella:

- il primo gruppo di elementi, detto MAE – Membran Electrode Assembly, è costituito dai due elettrodi (catodo ed anodo), che sono normalmente composti da uno strato poroso detto *backing layer*, e uno strato di particelle di catalizzatore, separati dall'elettrolita, che può essere una membrana polimerica o anche una soluzione.

Ogni elettrodo ha uno spessore compreso tra i 5 e i 50 micron.

I tre elementi sopracitati sono tenuti insieme da due piastre di supporto.

- il gruppo precedente viene inglobato tra due piatti bipolari generando così la “cella elementare”. Entrambi i piatti sono dotati di due serie di scanalature ortogonali tra loro per permettere il fluire del combustibile e il comburente verso i propri elettrodi senza mai entrare in contatto.

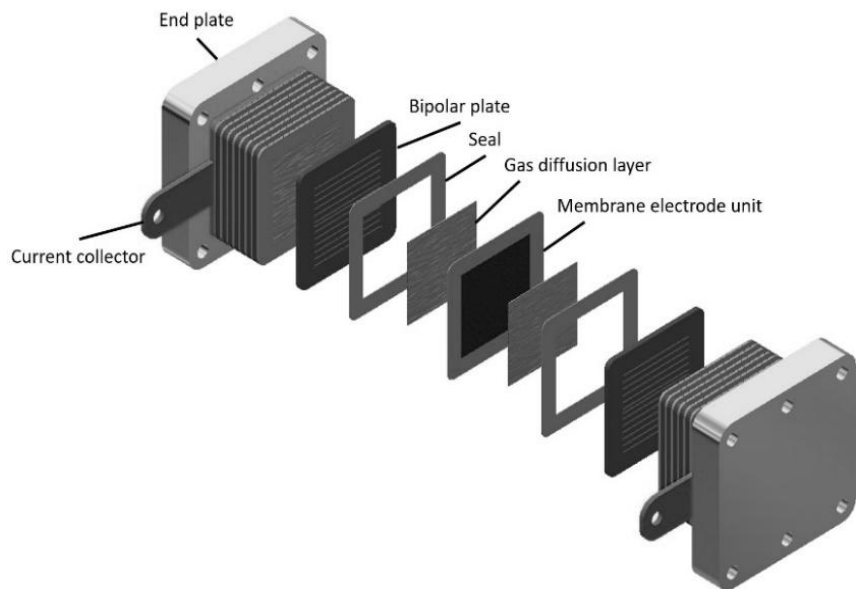


Figura 2.9 Componenti di uno stack di una FC - 2

- Questo gruppo così formato viene ripetuto più volte, unendo così molte “celle elementari” per creare un unico corpo cella, chiamato *stack*. Ogni *stack* presenta alle estremità dei collettori di corrente e dei piatti finali che permettono di effettuare la connessione elettrica con la rete.
- Più *stack* realizzano un modulo
- Più moduli realizzano l’impianto

A livello grafico, questo sistema a matryoska può essere rappresentato come nella seguente figura:



Figura 2.10 Composizione di una cella a combustibile e dell'impianto FC

Come si può notare dall’immagine 2.10, ogni cella produce un’energia elettrica esigua, ma unendo molte celle, stack e moduli è possibile generare quantità di energia elettrica anche molto elevate, permettendo di utilizzare questa tecnologia in ambito civile ed industriale.

2.3 Le diverse tipologie di celle a combustibile

Le celle a combustibile sono una tecnologia conosciuta già da parecchi anni a livello accademico, e si è sviluppata in diverse direzioni, andando a rispondere ad esigenze differenti. Perciò sono nate diverse tipologie di celle a combustibile che possono essere catalogate in base alla temperatura di esercizio e alla natura dell'elettrolita utilizzato.

In particolare, le celle che lavorano a bassa temperatura sono tipicamente impiegate in ambito automotive, mentre quelle a media e alta temperatura in sistemi cogenerativi.

In generale, in tutte le fuel cell avvengono delle reazioni di ossido-riduzione, dove alcuni elementi si riducono, acquistando elettroni, ed altri si ossidano perdendo elettroni.

Nei seguenti sotto capitoli si analizzeranno le diverse tipologie e si introdurrà nello specifico la cella di Bloom Energy® utilizzata da Cefla nel proprio impianto.

2.3.1 AFC – Alkaline Fuel Cell

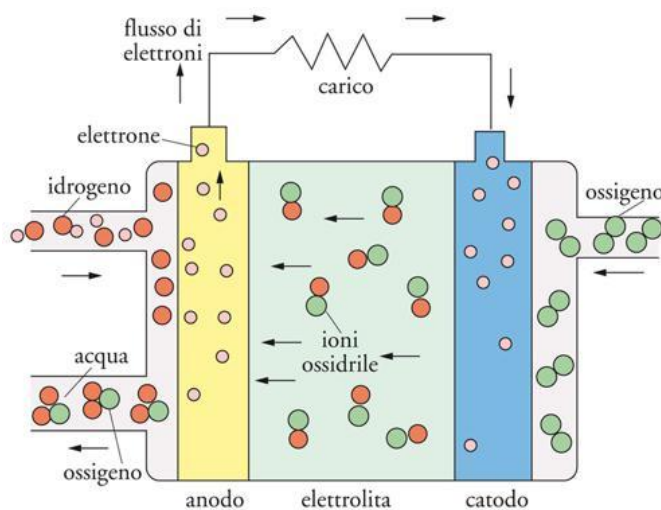


Figura 2.11 Schema funzionamento cella AFC - Alkaline Fuel Cell

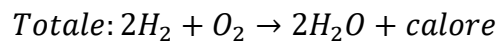
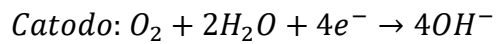
Una AFC, lavorando a 80-90°C, è considerata una cella a bassa temperatura e presenta come elettrolita una soluzione acquosa di idrossido di potassio (KOH) e degli elettrodi a base di nichel (Ni).

Questo tipo di celle richiedono un elevato grado di purezza sia dell'idrogeno sia dell'ossigeno poiché le impurezze acide possono danneggiare la porosità dell'elettrolita bloccando il flusso degli ioni e

quindi tutto il funzionamento della cella.

Il loro funzionamento può essere descritto sfruttando le reazioni chimiche che avvengono all'interno della cella.

L'ossigeno entra nella cella a contatto del catodo dove reagisce con l'acqua e produce ioni ossidrile OH⁻ riducendosi. Questi ioni migrano attraverso l'elettrolita fino all'anodo, dove grazie al flusso di elettroni e l'interazione con l'idrogeno avviene una reazione di ossidazione che genera energia elettrica e acqua. Le reazioni citate sono le seguenti:



Sono state tra le prime celle a essere sviluppate grazie alla ricerca spaziale che portò la NASA a montarle a bordo dei veicoli del programma Apollo e poi nelle missioni Shuttle. L'ambito spaziale è stato il principale ambito di utilizzo di queste celle in quanto molto ingombranti e costose.

2.3.2 PEMFC – Proton Exchange Membrin Fuel Cell

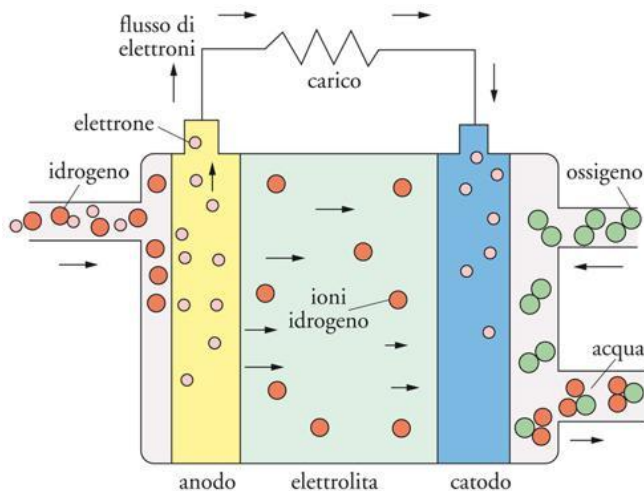


Figura 2.12 Schema funzionale cella PEMFC

Una PEMFC, lavorando a 80-90°C, se non pressurizzata, o attorno ai 120°C, se pressurizzata è considerata una cella a bassa temperatura. L'elemento fondamentale di questo tipo di celle è l'elettrolita e rappresenta un costo significativo nella struttura della cella. È composto da una membrana polimerica, e la più usata a livello commerciale è composta da Nafion®, che è un

polimero con il cuore in Teflon e con catene laterali composte da ioni solfiti e idrogeno (SO_3^- e H^+). In particolare, gli ioni idrogeno possono dissociarsi dall'elettrolita in presenza di acqua e muoversi con questa molecola, invece gli ioni solfiti sono vincolati permanentemente alla membrana. Gli elettrodi sono, invece, realizzati da un sottile film di carbonio ricoperto dal catalizzatore in platino (Pt).

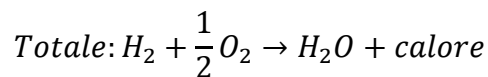
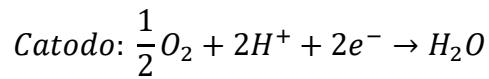
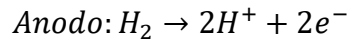
Per poter avere un funzionamento efficace di questa cella si deve:

- mantenere idratata la membrana per permettere la conducibilità protonica (degli ioni idrogeno) e quindi una buona efficienza del sistema
- gestire la pressione in ingresso
- gestire la temperatura dell'operazione che non deve superare i limiti definiti in precedenza
- rimuovere il più possibile le tracce di monossido di carbonio CO per non inibire il catalizzatore al platino

Anche in questo caso, il funzionamento può essere descritto sfruttando le reazioni chimiche che avvengono all'interno della cella.

L'idrogeno entra nella cella a contatto dell'anodo e reagisce ossidandosi generando ioni idrogeno ed elettroni. Gli ioni migrano attraverso l'elettrolita fino al catodo, dove reagiscono riducendosi con l'ossigeno in ingresso alla cella e producono energia e acqua.

Le reazioni sopra definite sono le seguenti:



Le PEMFC sono state sviluppate inizialmente per i programmi spaziali, venendo poi rimpiazzate da quelle AFC, ma trovando sviluppo nel automotive. Infatti, lavorano a bassa temperatura, con un elettrolita inerte e sono sufficientemente rapide a partire da fredde. L'unico aspetto negativo è la necessità di stoccare l'idrogeno perché richiedono gas puro.

2.3.3 DMFC – Direct Methanol Fuel Cell

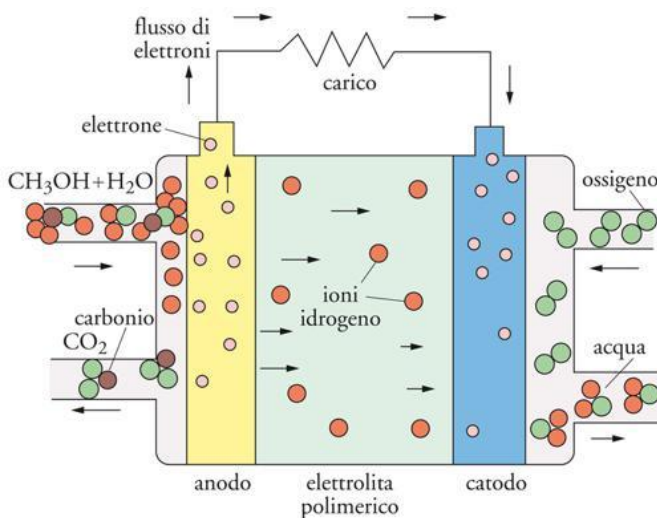


Figura 2.13 Schema funzionale cella DMFC

Le celle DMFC si sono sviluppate per poter vincere il problema di dover per forza usare l'idrogeno in quelle PEMFC. Queste celle usano il metanolo (CH_3OH) e attraverso una reazione di reforming poco efficiente producono idrogeno da usare all'interno della cella. Sebbene l'efficienza di produzione dell'idrogeno sia bassa, questo tipo di celle ha come vantaggio quello di poter essere ricaricate istantaneamente.

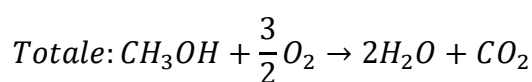
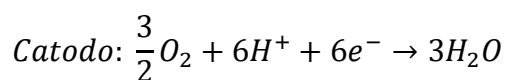
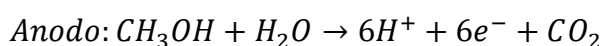
Gli elettrodi e l'elettrolita sono gli stessi delle celle PEMFC e l'unico elemento che cambia, oltre il combustibile utilizzato, è il catalizzatore. Infatti, non è più semplice platino (Pt), ma una lega di platino-rutenio ($Pt-Ru$).

Anche queste celle lavorano a bassa temperatura (25-80°C), ma se c'è la necessità della reazione di reforming, allora la temperatura si alza fino a 300°C.

Sfruttando le reazioni chimiche che avvengono all'interno della cella, è possibile descrivere il funzionamento della cella stessa.

Il metanolo a contatto dell'anodo reagisce ossidandosi con l'acqua per permettere la reazione di reforming, generando così degli ioni idrogeno che migrano attraverso la membrana fino al catodo, dove reagiscono con l'ossigeno riducendosi e generando acqua. Inoltre, all'anodo si liberano elettroni che generano energia elettrica.

Le reazioni sopra definite sono le seguenti:



Queste celle sono promettenti per i veicoli elettrici, tuttavia trovano due grandi ostacoli a livello pratico. Il primo si riferisce al fatto che il metanolo può migrare attraverso l'elettrolita e quindi si deve trovare un materiale che blocchi il suo passaggio, lasciando comunque fluire gli ioni idrogeno. Il secondo problema è dovuto alla lentezza e complessità dell'ossidazione del metanolo. Si stanno cercando leghe catodiche che permettano di velocizzare la reazione.

2.3.4 PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell

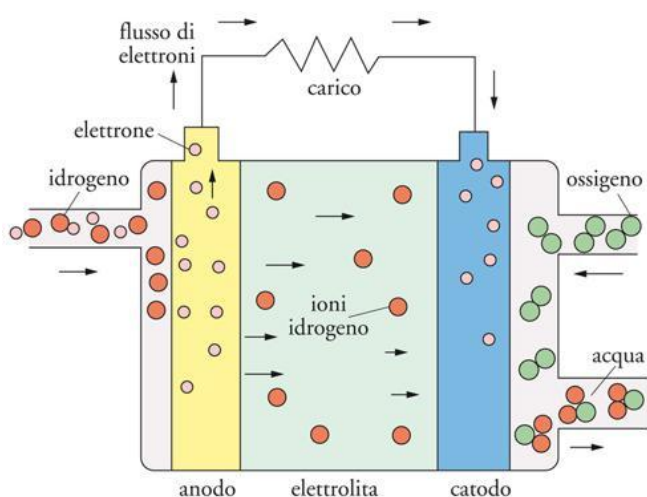


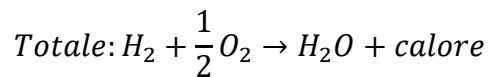
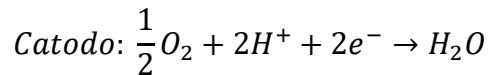
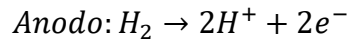
Figura 2.14 Schema funzionale di una PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell

Una PAFC lavora a temperature intorno ai 200°C e per questo motivo la si può definire cella calda. Il fatto di lavorare ad alta temperatura aumenta il rendimento elettrico e permette di creare un sistema cogenerativo con il recupero dell'energia termica.

L'elettrolita utilizzato è acido fosforico (H_3PO_4) in una matrice di carburo di silicio e gli elettroliti sono realizzati in carbonio legato con PTFE (politetrafluoroetilene) e particelle

di platino, le quali svolgono la funzione di catalizzatore.

Il funzionamento chimico di questa tipologia di celle si basa su reazioni di ossido-riduzione. Più nello specifico, l'idrogeno entra nella cella e a contatto dell'anodo si ossida generando ioni idrogeno e liberando elettroni. Quindi, gli ioni idrogeno migrano attraverso l'elettrolita fino al catodo dove attraverso una reazione di riduzione in cui viene coinvolto l'ossigeno entrante si genera acqua e calore. Le reazioni descritte sono le seguenti:



Questa tipologia di celle presenta alcuni vantaggi importanti rispetto a quelle sopracitate, tra cui la capacità di accettare del gas in ingresso contenente fino a un 1% di monossido di carbonio (CO) e quindi non aver bisogno di una purezza totale del combustibile, riducendo i costi e la complessità dell'impianto.

L'altra faccia della medaglia, però, introduce alcuni svantaggi quali:

- il funzionamento in pressione, che aumenta la complessità costruttiva del sistema
- la necessità di mantenere a una temperatura di almeno 45°C gli elettrodi, anche quando la cella non è in funzione, per evitare la solidificazione dell'acido fosforico
- il calo di potenza annuo a causa del drogaggio dell'elettrolita

Questa tipologia di celle ha trovato sviluppo in sistemi di cogenerazione per l'abito civile.

2.3.5 MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell

Le celle MCFC lavorano a una temperatura di 650°C e per questo motivo sono celle calde. Presentano come elettrolita delle miscele a base carboniosa come $Li_2CO_3-K_2CO_3$ oppure $Li_2CO_3-Na_2CO_3$, mentre il materiale degli elettrodi varia:

Na_2CO_3 , mentre il materiale degli elettrodi varia:

- l'anodo è costituito di materiale poroso a base di nichel (Ni) con percentuali di cromo (Cr)
- il catodo è realizzato con ossidi di nichel litiato (NiO)

Il loro funzionamento può essere descritto sfruttando le reazioni chimiche che avvengono all'interno della cella.

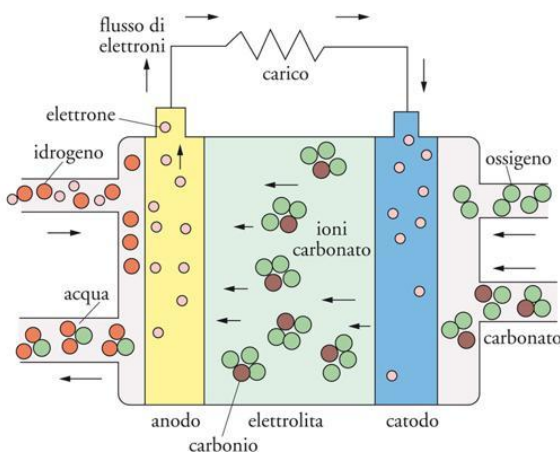
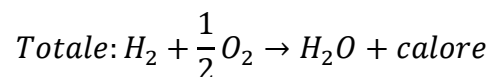
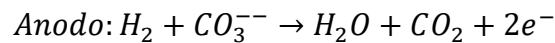
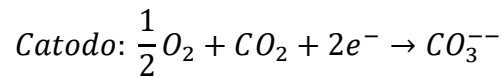


Figura 2.15 Schema funzionale di una MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell

L'ossigeno entra nella cella e in contatto col catodo avviene una reazione di riduzione, in cui l'ossigeno assorbe elettroni e genera carbonati (CO_3^{--}). Quest'ultimi migrano attraverso l'elettrolita grazie all'alta temperatura presente in cella e reagiscono con gli ioni idrogeno, che si formano per ossidazione a contatto con l'anodo, generando acqua. Nell'ossidazione l'idrogeno rilascia elettroni che permettono di generare energia elettrica. Le reazioni descritte sono le seguenti:



L'alta temperatura di funzionamento permette alle celle MCFC di sfruttare come combustibile anche gli idrocarburi dato che ci sono le condizioni per realizzare un processo di reforming direttamente all'interno della cella. Come contro, i prodotti che vengono emessi hanno alte temperature e quindi non possono essere direttamente rilasciati in atmosfera, ma non diventa un problema perché è possibile costruire un sistema cogenerativo in cui questo calore viene utilizzato e si ha recupero termico. Normalmente, questi impianti montano microturbine che sfruttano il calore per produrre ulteriore energia elettrica oppure scambiatori di calore per produrre un fluido vettore ad alta temperatura.

Inoltre, questo tipo di cella, grazie alle reazioni che avvengono all'anodo, è capace di bruciare del monossido di carbonio (CO) e trasformarlo in anidride carbonica (CO_2). Questo effetto è particolarmente importante a livello ambientale perché permette di abbattere i livelli di inquinanti che vengono emessi in atmosfera.

Le celle MCFC trovano utilizzo nella produzione di energia elettrica con impianti con taglie variabili tra i 250 kW e i 3 MW.

2.3.6 SOFC – Solide Oxide Fuel Cell

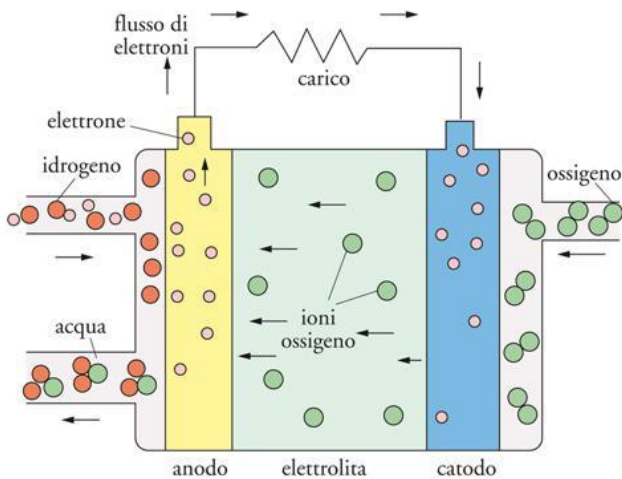


Figura 2.16 Schema funzionale di una cella SOFC - Solide Oxide Fuel Cell

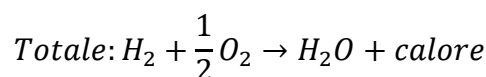
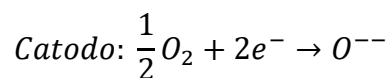
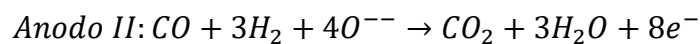
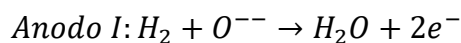
Questo tipo di celle lavora a temperature comprese tra gli 800°-1000°C e quindi fa parte delle celle calde. È detto “Solide Oxide” perché l’elettrolita è allo stato solido ed è un materiale ceramico che può essere composto da ossido di itterbio stabilizzato con ossido di zirconio (YSZ – Yttria Stabilized Zirconia) oppure da ossido di scandio stabilizzato con ossido di zirconio (SSZ – Yttria Stabilized Zirconia). Questo materiale alle alte

temperature permette di avere valori di conducibilità buoni, che non si avrebbero a temperatura ambiente. Invece, per quanto riguarda gli elettrodi, l’anodo è costituito da un cermet, cioè un prodotto di polveri ceramiche e metalliche sinterizzate tra loro, a base di nichel e ossido di zirconio, mentre il catodo da manganite di lantanio.

Sfruttando le reazioni chimiche che avvengono all’interno della cella, è possibile descrivere il funzionamento della cella stessa.

L’ossigeno entra nella cella e si riduce a contatto del catodo in cui arrivano gli elettroni che sono stati liberati durante la reazione di ossidazione che avviene nell’anodo. Infatti, su quest’ultimo elettrodo l’idrogeno si ossida liberando ioni idrogeno che reagiscono con gli ioni ossigeno che migrano dal catodo all’anodo e generano come prodotto dell’acqua.

L’energia elettrica si origina al passaggio degli elettroni nel circuito durante il loro fluire dall’anodo al catodo. Le reazioni descritte sono le seguenti:



L’alta temperatura permette di avere un alto rendimento elettrico (60-65%) e di poter sfruttare la cella all’interno di un sistema di cogenerazione.

I principali utilizzi di questa tecnologia sono la produzione combinata di energia elettrica e termica (CHP – Combined Heat and Power).

In conclusione, si riassumono le principali caratteristiche di ogni tipologia cella e i flussi attraverso la tabella e la figura seguenti:

TIPO DI CELLA	CELLA CALDA - FREDDA	MATERIALE ANODO	MATERIALE CATODO	MATERIALE ELETTROLITA	APPLICAZIONE
Cella AFC – Alkaline Fuel Cell	Fredda (80-90°C)	Nichel	Nichel	Soluzione acquosa di idrossidi di potassio	Ambito spaziale
Cella PEMFC – Proton Exchange Membrain Fuel Cell	Fredda (80-90°C oppure 120°C)	Film in carbonio ricoperto di platino	Film in carbonio ricoperto di platino	Nafion®	Celle in ambito automotive
Cella DMFC – Direct Methanol Fuel Cell	Fredda (25-80°C; 300°C per la reazione di reforming)	Film in carbonio ricoperto di platino e rutenio	Film in carbonio ricoperto di platino e rutenio	Nafion®	Celle in ambito automotive
Celle PAFC – Phosporic Acid Fuel Cell	Calda (200°C)	Carbonio legato con PTFE e platino	Carbonio legato con PTFE e platino	Acido fosforico in una matrice di carburo di silicio	Cogenerazione in ambito civile
Celle MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell	Calda (650°C)	Nichel e cromo	Ossidi di nichel litiato	Miscela a base carboniosa	Produzione energia elettrica con possibilità di CHP
Celle SOFC – Solid Oxide Fuel Cell	Calda (fino a 1000°C)	Cermet di nichel e ossido di zirconio	Manganite di lantanio	YSZ o SSZ	Produzione energia elettrica con possibilità di CHP

Tabella 2.2 Tabella riassuntiva delle tipologie di fuel cells

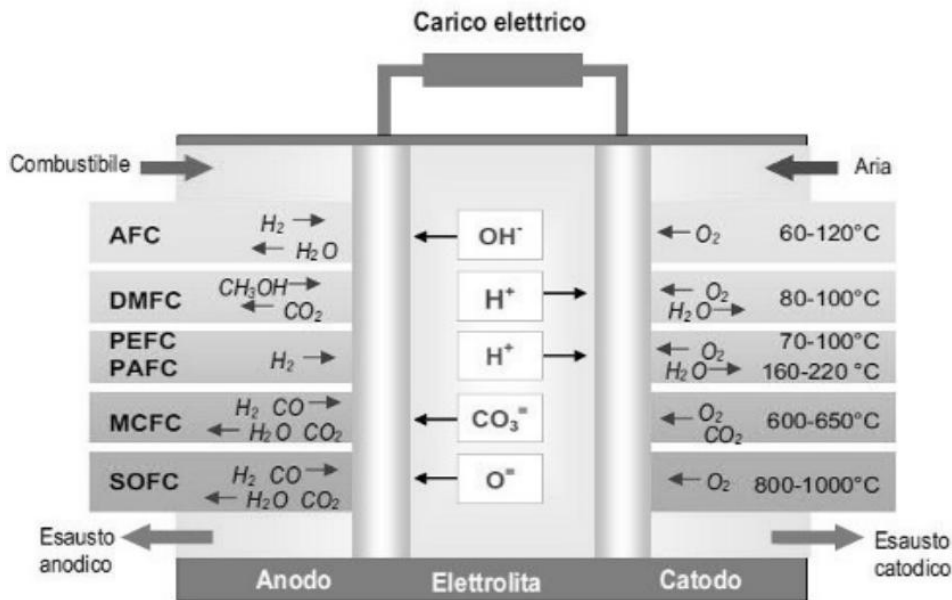


Figura 2.17 Riassunto dei flussi e temperature per le diverse tipologie di fuel cells

2.3.7 Bloom Energy® e le proprie fuel cell SOFC

Le celle montate negli impianti progettati e/o costruiti da parte di Cefla sono fuel cells del gruppo californiano Bloom Energy®, che produce celle della tipologia SOFC – Solide Oxide Fuel Cell. Queste celle funzionano esattamente come descritto nel sotto capitolo precedente; tuttavia, la tecnologia Bloom Energy® introduce alcune accortezze tecnico-costruttive innovative. Queste innovazioni riguardano sia la disposizione degli elementi nella cella sia i sistemi che permettono l'avvio, il recupero e il riuso interno del calore nella cella, sia il riciclo e il fine vita delle celle, come viene descritto qui di seguito.

Diverse forme costruttive e di disposizione degli elementi della cella

Le celle Bloom Energy® possono presentare due diverse conformazioni nella disposizione degli elementi interni alla cella. Queste due tipologie si equivalgono per gran parte del funzionamento, ma presentano anche differenze che hanno portato la stessa azienda a prediligere la seconda metodologia alla prima. In entrambi i casi,

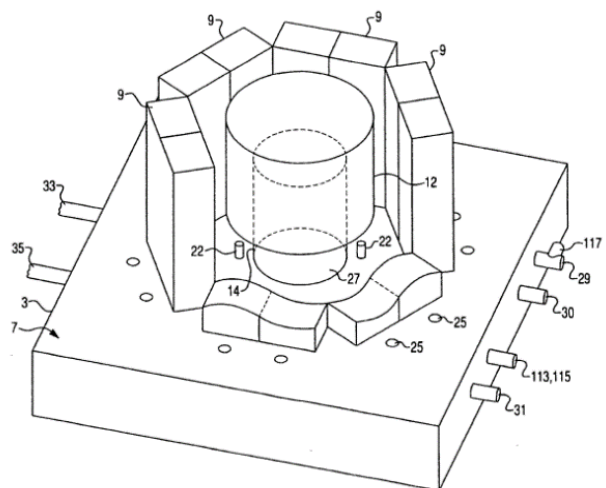


Figura 2.18 Assonometria degli elementi interni di

gli stack (9) sono disposti circolarmente attorno all'ATO (12), come si può vedere dalla rappresentazione assonometrica a lato.

Quello che davvero le differenzia sono le posizioni dello scambiatore di calore e del reformer, elemento che permette la reazione di reforming del metano o del biogas per produrre idrogeno, che nel primo sistema costruttivo sono contenuti nella base della cella, mentre nel secondo si trovano al centro degli stack e dell'ATO.

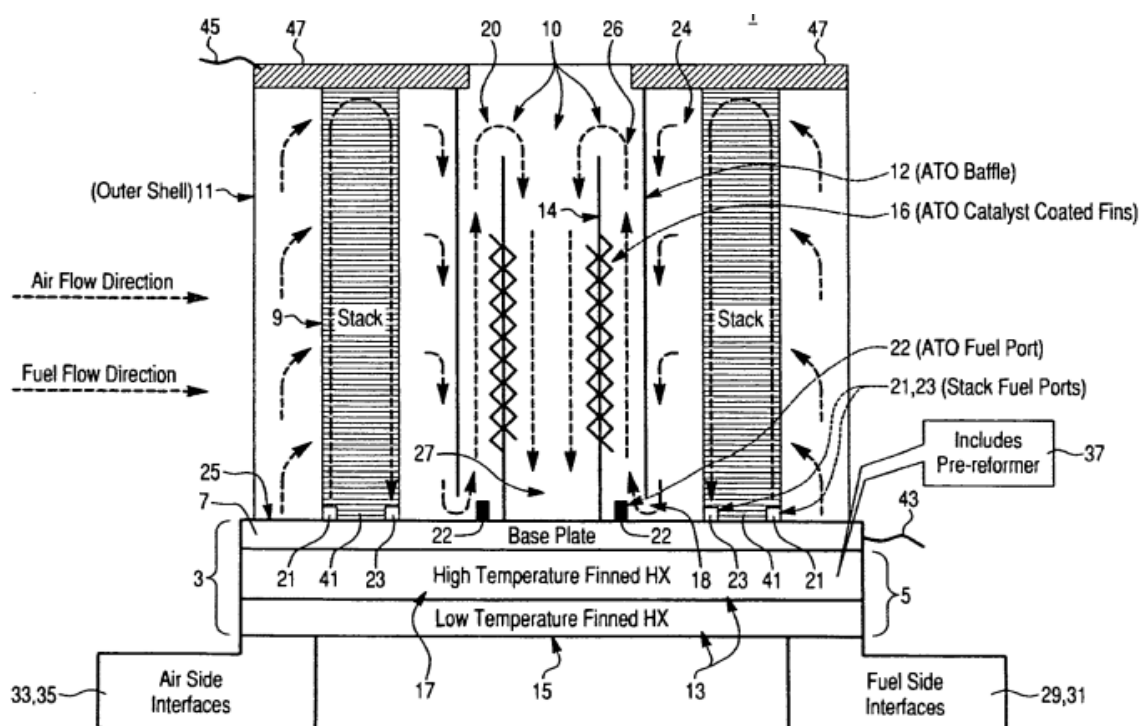


Figura 2.19 Rappresentazione della sezione del I metodo costruttivo della FC Bloom Energy®

Il primo metodo di disposizione degli elementi nella cella è descritto graficamente dalla figura 2.19. Il funzionamento è il seguente:

- L'aria e il combustibile in ingresso vengono riscaldati nello scambiatore di calore (13) dal flusso proveniente dall'anodo e dall'ATO. Il funzionamento preciso dello scambiatore verrà definito in un paragrafo successivo. Inoltre, il combustibile viene sottoposto alla reazione di reforming e genera idrogeno che verrà usato nello stack. In particolare, l'aria e il combustibile rimangono sempre separati per evitare possibili esplosioni dovute alle alte temperature della cella SOFC e la tipologia di fluidi presenti. Perciò, l'aria arriva agli stack attraverso un condotto (25) e il combustibile attraverso un altro (21).
- In uscita dallo stack si ha un primo flusso di combustibile, che attraverso un canale dedicato (23) va a scambiare calore nello scambiatore (13) situato nella base (3) della cella; e un secondo di aria che passa all'ATO (12-14) attraverso un condotto (24). L'aria esausta in uscita

dagli stack si mescola con del combustibile che viene porta all'interno dell'ATO e avviene un'ulteriore reazione di ossidazione che permette di eliminare gli incombusti rimasti e produce calore. Infine, il flusso di uscita dall'ATO si dirige verso lo scambiatore di calore (13) dove scambia calore con l'aria e il combustibile in ingresso.

- La base (3) e il guscio esterno della cella (11) permettono di trasportare il flusso elettronico che si viene a formare nei diversi stack così da produrre energia elettrica. Gli elettroni vengono raccolti in bus elettrici (45) che sono collegati alla cella.

Il secondo metodo di disposizione degli elementi nella cella è descritto graficamente dalla figura 2.20, e si può notare che lo scambiatore di calore insieme al reformer si trovano al centro della cella, circondati dalla struttura dell'ATO e poi dagli stack. Quindi, il funzionamento di questo secondo sistema cambia rispetto al primo, e può essere così riassunto:

- Il combustibile entra nello scambiatore di calore (13), presente nella parte centrale della cella, dove si riscalda e viene sottoposto alla reazione di reforming grazie al reformer (37) posto sulle pareti dello scambiatore. Quindi il combustibile viene trasportato all'interno degli stack da un condotto (21).
- L'aria in ingresso scorre all'interno dello scambiatore d'aria (203), dove si riscalda grazie alla corrente dell'aria calda esausta in uscita dall'ATO.

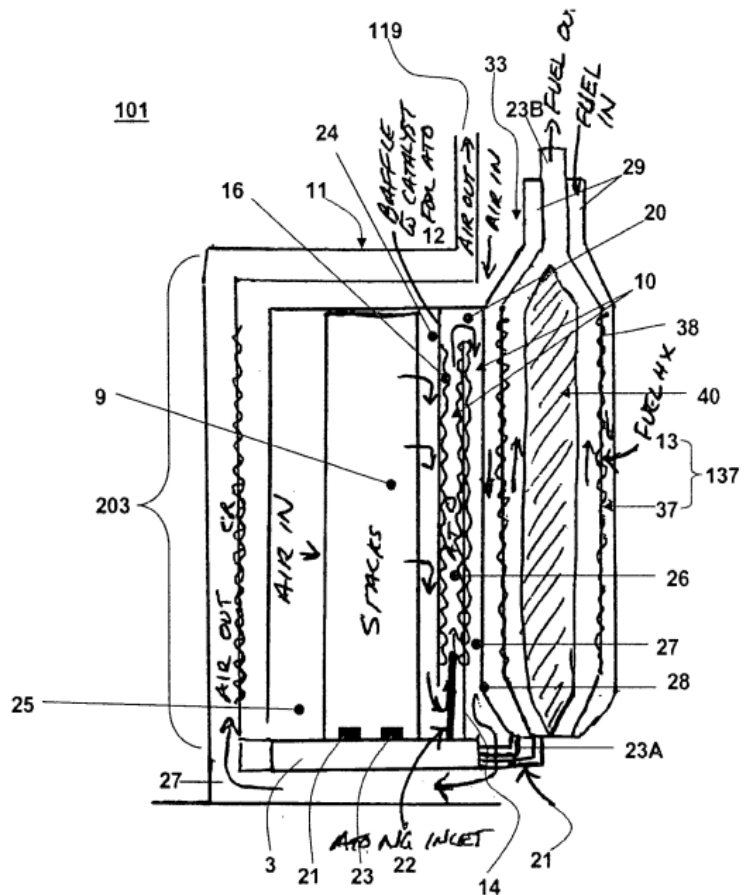


Figura 2.20 Rappresentazione della sezione del II metodo costruttivo della FC Bloom Energy®

- L'aria e il combustibile si scompongono in ioni e generano elettroni all'interno dello stack, i quali permettono di generare energia elettrica, che viene raccolta e immessa in rete.

- Il combustibile esausto esce dallo stack attraverso un condotto (23) e convogliato allo scambiatore di calore centrale dove cede calore al combustibile in ingresso. Successivamente questo flusso esce dalla cella attraverso un condotto (23B).
- L'aria esausta passa all'ATO attraverso un condotto dedicato (24) e qui si mescola con l'ultima porzione di combustibile rimasto, garantendo l'ossidazione ed evitando l'emissione di elementi nocivi in atmosfera.
- Dall'ATO esce un flusso che inizialmente scambia calore con lo scambiatore centrale e poi con l'aria in ingresso con lo scambiatore dell'aria, per poi uscire seguendo una tubazione (119).

Capiti, per entrambe le tipologie costruttive, la conformazione e il funzionamento interno di una cella, è bene ampliare la visione ai diversi componenti che si trovano attorno ad essa e ne permettono il corretto funzionamento. Dalla seguente figura 2.21, in cui è rappresentato lo schema a blocchi e di flusso dei sistemi sopra descritti, si può evincere come manchi una spiegazione di diversi elementi. Alcuni di questi (ATO e CPOx) verranno spiegati in un apposito paragrafo delle innovazioni, altri (serbatoio dell'acqua, generatore di vapore, mixer, splitter e trappola della condensa) saranno illustrati subito sotto l'immagine. La raffigurazione può variare per quanto riguarda lo scambiatore di calore (si veda fig. 2.22), ma rimanendo uguale per tutto il resto.

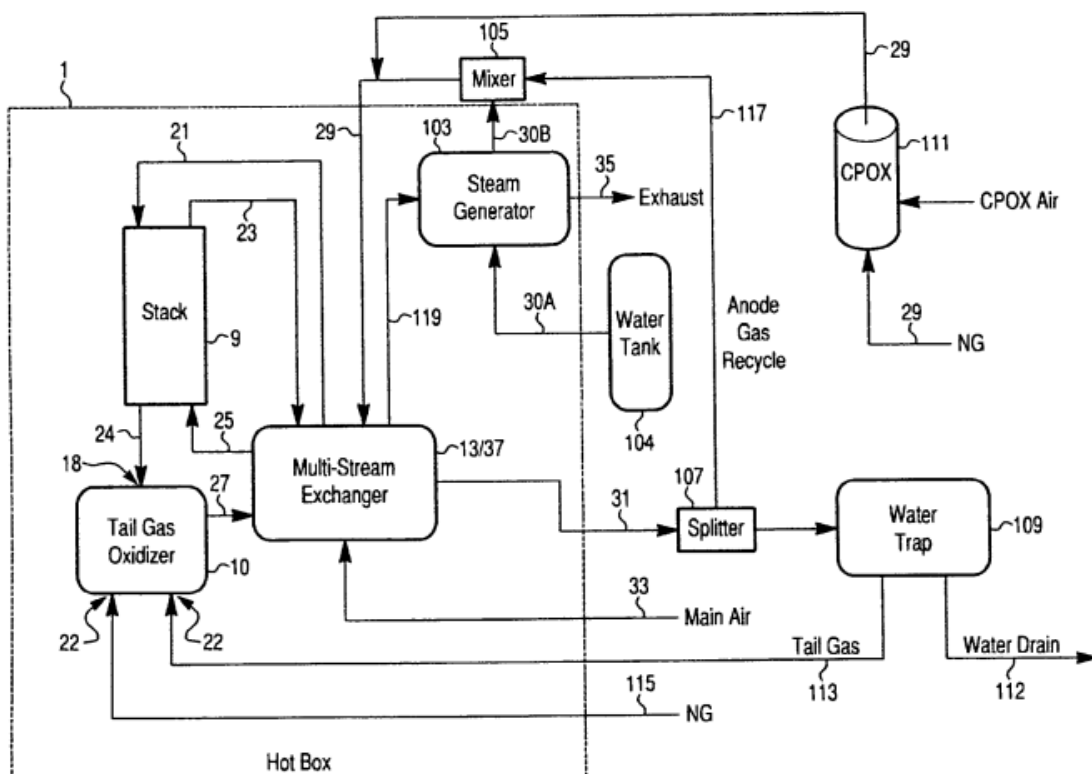


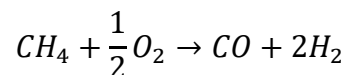
Figura 2.21 Flow diagram di una FC con scambiatore multiplo

Il diagramma di flusso mostra:

- L'hot box, che contiene alcuni elementi già spiegati precedentemente, come gli stack, l'ATO e lo scambiatore di calore, ma anche il generatore di vapore (103) e che non è ancora stato nominato. Questo elemento sfrutta il calore dei fluidi esausti in uscita dallo scambiatore per riscaldare e far evaporare una determinata portata d'acqua proveniente da un serbatoio (104).
- Il vapore prodotto passa a un mixer (105) che crea una miscela di vapore d'acqua e combustibile non bruciato durante le diverse fasi interne alla cella. Questa miscela viene poi arricchita di ulteriore combustibile prima di entrare nello scambiatore e riscaldarsi. La presenza del vapore permette di avviare la reazione di reforming e quindi di permettere il funzionamento di tutta la cella.
- La parte di combustibile non bruciato, proviene da uno splitter (107) che ha il compito di dividere il flusso portandone in parte al mixer e in parte a una trappola per condensa. Questa trappola serve per dividere l'acqua dal gas. Una volta separati, il gas torna all'ATO per permettere l'ossidazione della coda di combustibile rimasto.

Il sistema CPOx – Catalytic Partial Oxidizer

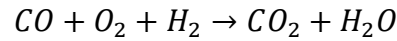
Questo elemento (111) viene usato esclusivamente nella fase di avviamento del sistema. Infatti, serve per permettere la reazione di reforming fin quando la cella non ha raggiunto la temperatura di 800-850°C, raggiunta la quale la cella lavora autonomamente. Il CPO riesce nel suo compito grazie alla presenza di catalizzatori allo stato solido composti di allumina, che riducono il tempo e l'energia necessari per l'attivazione della reazione chimica, permettendo la divisione del metano in molecole di idrogeno e di monossido di carbonio seguendo la seguente reazione:



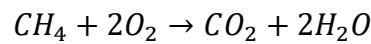
Il CPO viene alimentato con una miscela composta dal 25% di combustibile (29) e dal restante 75% di aria, e rimane in funzione finché non si raggiunge la giusta temperatura. A quel punto, questo elemento smette di funzionare e diventa un semplice elemento di passaggio, come se fosse una tubazione.

Il sistema ATO – Anode Tail Gas Oxidizer

Questo componente (10) ha come compito principale quello di ossidare la parte di combustibile che non ha reagito all'interno dell'anodo così da abbattere le emissioni nocive. Anche l'ATO, come il CPO, sfrutta dei catalizzatori solidi in allumina e la reazione principale che avviene è la seguente:



Durante le fasi di avvio della cella è possibile avere delle tracce di metano all'interno dell'ATO. Allora, la reazione che avviene è la seguente:



Questo elemento è collocato all'interno della cella, in particolare nella zona definita "hot box", e a valle dello stack e quindi dell'uscita dei flussi esausti dell'anodo e del catodo (24).

Il recupero termico interno

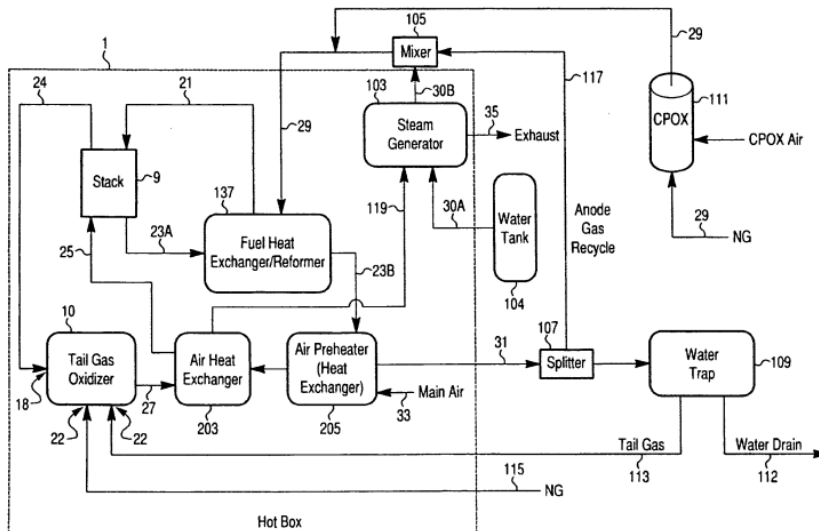


Figura 2.22 Flow diagram di una FC con più scambiatori

Il recupero termico di una cella a combustibile può essere diviso in due recuperi differenti per tipologia e ordine. Il primo recupero, e anche quello strettamente necessario avviene all'interno della cella,

e in particolare all'interno dell'hot box. Questo recupero ha lo scopo di riscaldare i flussi di aria e combustibile in ingresso per permettere di far avvenire determinate reazioni, come quella di reforming, e permettere il funzionamento generale del sistema. Invece, il secondo recupero termico è opzionale e avviene all'uscita della cella. Infatti, è possibile convogliare gli ultimi flussi caldi esausti in uscita dal generatore di vapore, e convogliarli in uno scambiatore esterno che permette di recuperare energia termica. Se è presente questo sistema, la cella fa parte di un sistema di cogenerazione, ma è possibile anche non realizzare

questo secondo recupero disperdendo direttamente in atmosfera il calore in eccesso, dato che non è mai in quantità eccessive.

La stessa Bloom Energy® predilige questa seconda modalità poiché più conveniente e permette di sfruttare meno spazio nella disposizione delle celle sul terreno, potendo anche porle accoppiate a due e due facendole toccare sulla parete posteriore.

L'innovazione dell'azienda californiana è relativa alla prima tipologia di recupero, che viene eseguita con uno (fig 2.21) o più scambiatori (fig. 2.22). In particolare, un unico scambiatore a più stadi permette di recuperare lo stesso quantitativo di energia termica, ma occupando uno spazio più contenuto rispetto allo spazio totale occupato da più scambiatori. Inoltre, un unico scambiatore permette di diminuire i controlli del flusso d'aria, di aumentare l'efficienza poiché facilita lo scambio di calore, di rimuovere i punti di connessione tra elementi diversi e di ridurre le perdite parassite.

Legato allo scambiatore vi è sempre un reformer per permettere la produzione di idrogeno puro da combustibili differenti.

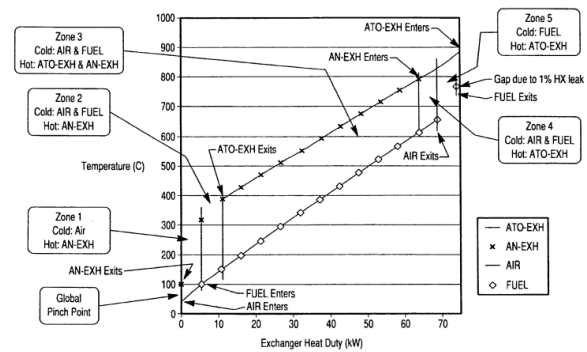
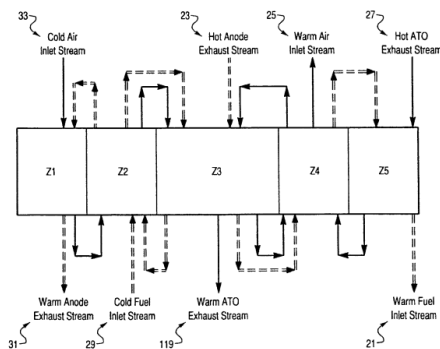


Figura 2.23 Schema dello scambiatore a più stadi

Figura 2.24 Diagramma T-kW termici scambiatori nei vari stadi

Le figure sopra descrivono i flussi all'interno dello scambiatore e gli scambi di calore che avvengono per ogni zona.

Nella zona Z1 entra il flusso di aria fredda (15-20°C) proveniente dall'ambiente (31) che viene inizialmente riscaldato dal flusso esausto e caldo proveniente dall'anodo (23), che ha già percorso anche altre zone perdendo già parte del suo calore. Quest'ultimo flusso esce, in questa zona, dalla cella con una temperatura finale intorno ai 100°C.

Il flusso di aria fredda entra nella zona Z2, con una temperatura intorno ai 100°C, insieme al flusso del combustibile freddo (100°C) (29). Entrambi vengono riscaldati dal fluido esausto e

caldo dell'anodo, che in questa zona presenta una temperatura maggiore a quella con cui arriverà nella zona 1. I due flussi, quello di aria e quello di combustibile, si scaldano fino a raggiungere i 150°C e rimangono sempre distinti all'interno dei propri canali.

Quindi, ognuno nel proprio condotto, passano alla zona Z3 dove vengono ulteriormente riscaldati sia dal flusso esausto e caldo proveniente dall'anodo a 800°C (infatti, la Z3 è il punto d'ingresso di questo flusso nello scambiatore), sia dal flusso proveniente dall'ATO (650°C). Quest'ultimo flusso, dopo essersi raffreddato fino a 600°C, esce dalla cella.

Nella zona Z4 arrivano i flussi dell'aria e del combustibile in ingresso che si sono scaldati fino a 600°C e vengono riscaldati ancora dal flusso proveniente dall'ATO, che li porta a una temperatura di 650°C. Quindi l'aria in ingresso viene mandata agli stack, mentre il combustibile continua all'interno dello scambiatore.

Nella zona Z5 entra per la prima volta nello scambiatore il flusso caldo proveniente dall'ATO (27) con una temperatura di 875°C e scambia calore con il combustibile in ingresso facendolo passare da 650°C a 750°C. A questo punto il combustibile viene mandato agli stack con la giusta temperatura. Mentre il flusso dell'ATO continua a spostarsi nelle zone precedenti.

Lo scambiatore permette di portare ogni fluido alle condizioni ideali per essere utilizzato all'interno della cella o per essere immesso in atmosfera o utilizzato in un sistema di cogenerazione successivo.

Il recupero, riciclo e fine vita delle celle

Infine, l'ultima accortezza dell'azienda californiana riguarda la fine vita delle proprie celle. Infatti, oggi, sia perché la legge obbliga a sviluppare un progetto di riuso e riciclo, sia perché quest'attenzione rappresenta un ottimo biglietto da visita per l'azienda stessa, Bloom Energy® ha sviluppato un piano concreto ed efficace per il suo prodotto.

Questo piano si suddivide in tre diverse fasi: il riuso, il riciclo effettivo e la fine vita della cella. In generale, il 99% del materiale di cui sono costituite può essere riusato e riciclato, mentre l'1% rimanente diventa un rifiuto. All'interno di quest'ultima percentuale ci sono prodotti come filtri, sigillanti, adesivi, guarnizioni e plastiche non riciclabili.

La scelta di riusare, riciclare o mandare a fine vita i componenti viene presa dai tecnici dell'azienda a cui arrivano i prodotti danneggiati, malfunzionanti o con rendimenti sotto i livelli minimi. Le celle, che vengono mandate alla casa madre, vengono ispezionate, valutate

e sistemate o sostituite. Normalmente, gli elementi dello stack possono essere riusati anche 5-6 volte, grazie a un sistema di rigenerazione, prima di essere mandati al fine vita in discarica.

Tutte le fasi di riciclo e riuso sono state migliorate anche grazie a un sistema di montaggio-smontaggio delle componenti che permette una rapida manodopera, come la scelta di usare delle piastre facilmente impilabili per realizzare gli stack.

2.4 Il rendimento teorico delle celle a combustibile e i fattori di influenza sul loro funzionamento

Per concludere la trattazione sul funzionamento delle celle a combustibile è interessante analizzare il loro rendimento teorico e reale, confrontandolo con quello dei sistemi di produzione di energia tradizionale, e valutare quali fattori influenzino il loro corretto funzionamento e regolazione.

2.4.1 Il rendimento elettrico teorico e reale delle celle a combustibile

Per poter calcolare correttamente il rendimento di una fuel cell è necessario fare chiarezza su alcuni concetti e grandezze che vi sono alla base del calcolo per evitare dubbi o malintesi. In particolare:

- L'energia libera presenta due diverse definizioni. La prima è quella di Helmholtz, che definisce l'energia libera come la massima quantità di lavoro che si ottiene da un sistema in condizioni reversibili. Tale definizione viene usata per i calcoli termodinamici dei motori. Invece, la seconda definizione è quella di Gibbs, che definisce l'energia libera come il lavoro netto che può essere svolto da un sistema, ed è quella fondamentale nel calcolo del lavoro elettrico e quindi del rendimento delle celle a combustibile.
- L'energia totale è composta sia dall'energia elettrica sia da quella termica, e può essere definita come entalpia del sistema (H). È bene ricordare che l'entalpia è legata al potere calorifico dato che l'unico fattore che le differenzia è la massa o il volume, poiché l'entalpia di misura in J e il potere calorifico in $\frac{J}{kg}$ o $\frac{J}{m^3}$. Inoltre, il potere calorifico è definibile come la differenza dell'entalpia dei reagenti e dei prodotti durante una reazione a temperatura e pressione costante.

Invece, l'energia elettrica totale che si produce quando l'idrogeno si combina con l'ossigeno può essere chiamata energia libera di Gibbs (G) e quella termica è l'energia irreversibile o entropia (S). Quindi:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

- Il calore di combustione e quello di reazione sono due grandezze differenti. Infatti, il primo è definito come il calore totale generato dalla combustione di un grammo di massa molecolare di una sostanza in presenza di ossigeno, mentre il secondo è un termine più generico che considera tutto il calore prodotto dalle reazioni chimiche, di combustione e di altra natura.

Legato al calore di combustione, c'è il concetto di potere calorifero, cioè l'energia che si può ricavare da una massa unitaria che viene completamente convertita in calore in condizioni standard⁴. In particolare, il potere calorifico viene diviso in:

- potere calorifico inferiore (PCI o LHV – Lower Heating Value)
- potere calorifico superiore (PCS o HHV – Higher Heating Value)

La differenza di questa distinzione risiede nel calore latente del vapore d'acqua che può essere liberato attraverso la condensazione. Infatti, se si produce del vapore d'acqua e, condensandolo, si recupera la sua energia termica il bilancio finale di energia prodotta sarà maggiore. In questo caso si parla di potere calorifico superiore, contrariamente di potere calorifico inferiore.

Nel calcolo del rendimento elettrico di una cella a combustibile sarebbe bene considerare questa distinzione, e quindi adoperare il valore di LHV nel caso in cui non vi sia recupero di energia dal vapore. Questo permetterebbe di calcolare un dato più corretto e veritiero dell'efficienza.

Definite queste grandezze e concetti, è possibile introdurre il calcolo del rendimento elettrico, che si articola in due distinte trattazioni poiché si può considerare il sistema cella con anche componenti ausiliari, oppure solo lo stack della cella.

In generale, un rendimento è definibile come il rapporto tra l'effetto utile e la spesa necessaria per averlo. Quindi, se si considera il sistema cella, si ricava:

$$\eta_{therm} = \frac{\textit{effetto utile}}{\textit{spesa necessaria}} \rightarrow \eta_{therm} = \frac{\textit{energia elettrica da produrre}}{\textit{spesa necessaria di combustibile}}$$

$$= \frac{\textit{energia elettrica da produrre}}{\textit{HHV (o LHV) del combustibile usato}}$$

⁴ Le condizioni standard o SATP (Standard Ambient Temperature and Pressure) sono condizioni stazionarie di pressione e temperatura, che corrispondono a 1 bar e 293,15K (25°C). Tali condizioni vengono usate in ambito chimico.

Come già sottolineato nelle precedenti definizioni, l'energia elettrica totale corrisponde all'energia libera di Gibbs, mentre la spesa totale di energia può essere definita come l'entalpia del sistema:

$$\eta_{therm_th} = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{\Delta H - T\Delta S}{\Delta H} = 1 - \frac{T\Delta S}{\Delta H}$$

Considerando il caso di una cella a combustibile in cui la reazione totale che avviene all'interno è $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$, e che i valori di energia libera e entalpia sono rispettivamente $\Delta G = -236.2 \frac{kJ}{mol}$ e $\Delta H_{H_2O} = -285.8 \frac{kJ}{mol}$, si ricava un rendimento termico pari a

$$\eta_{therm_th} = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{-236.2}{-285.8} = 0.826452 \rightarrow \sim 83\%$$

Questo valore è puramente teorico e rappresenta il massimo rendimento generabile nel caso in cui non ci fossero perdite interne dovute alle resistenze e alle sovratensioni.

Per questo motivo, una cella reale, che lavora intorno al massimo valore di energia producibile (circa $\Delta G = -154 \frac{kJ}{mol}$), opera con un rendimento intorno al 54-55%. Ad oggi, in realtà, esistono alcune celle che possono raggiungere valori anche più alti, ma mai oltre il 60-62% di efficienza elettrica.

Considerando soltanto lo stack della cella il rendimento cambia e si può parlare di efficienza di voltaggio. Essendo anche questo un rendimento può sempre essere definito come

$$\varepsilon_{volt} = \frac{\text{effetto utile}}{\text{spesa necessaria}} \rightarrow \varepsilon_{volt} = \frac{\text{voltaggio operativo}}{\text{spesa necessaria}} = \frac{\text{voltaggio operativo}}{\text{voltaggio termodinamico}}$$

$$\varepsilon_{volt} = \frac{V}{E}$$

Il voltaggio operativo, quindi il numeratore del rendimento, dipende dal voltaggio di funzionamento della singola cella dello stack (normalmente compreso tra 0.7 e 0.8 V), mentre il potenziale, cioè il denominatore della stessa formula, deve essere calcolato. Quindi, introducendo l'equazione di Nernst:

$$E = E_0 - \frac{RT}{nF} \ln \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{0.5}}, \text{ dove}$$

- E è il potenziale sotto le condizioni effettive di prelievo
- E_0 è il potenziale standard di cella
- p è la pressione parziale. Si usa questo valore perché si ha a che fare con dei gas
- R è la costante dei gas perfetti

- T è la temperatura in gradi Kelvin
- n è il numero di elettroni trasferiti durante la reazione
- F è la costante di Faraday pari a 96485 C/mol

si ricava il valore mancante.

In realtà, si deve ancora calcolare il valore di E_0 , ma è sufficiente ricordare che il potenziale in condizioni standard (che corrisponde anche al valore della tensione V_0) è funzione dell'energia libera di Gibbs:

$$\Delta G = nFE_0 \rightarrow E_0 = V_0 = \frac{\Delta G}{nF}$$

Tuttavia, se le condizioni in cui la cella opera, non sono quelle standard, il valore del potenziale termodinamico E_0 lo si ricava utilizzando tabelle termodinamiche che tengono conto della variazione dell'energia libera in funzione della temperatura.

La reazione di idrogeno e ossigeno in condizioni standard, genera un voltaggio termodinamico pari a $E_0 = 1.229 \text{ V}$. Tale valore è massimo poiché calcolato in condizioni ideali, cioè nel momento in cui non è applicato alcun carico alla cella, e quindi si è in "circuitto aperto".

In queste condizioni la tensione (V) e il potenziale (E) coincidono, tuttavia se ci si allontana dalle condizioni standard e di circuito aperto i due valori non coincidono più. Allora, riprendendo l'equazione di Nernst ed esplicitando il valore della tensione ($V = \frac{\Delta G}{nF}$) si ricava:

$$V = E_0 - \frac{RT}{nF} \ln \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{0.5}}$$

La formula, insieme al grafico seguente, mettono in luce alcuni aspetti fondamentali sul reale

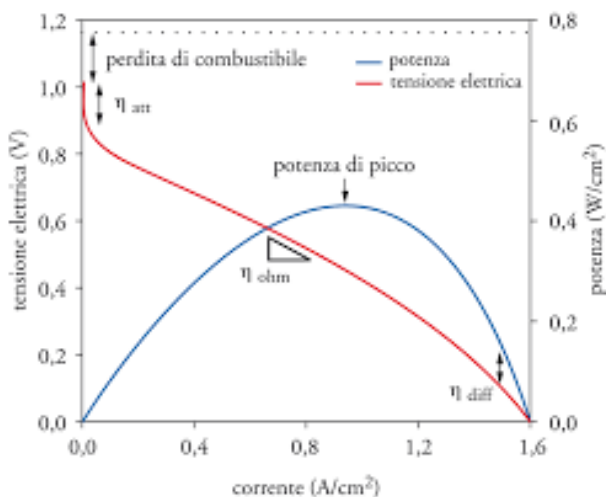


Figura 2.25 Andamento della tensione e della potenza elettrica in una FC

funzionamento delle celle:

- se la potenza richiesta è nulla (condizione a circuito aperto) la tensione è massima e la corrente che scorre nel circuito pari a zero
- non appena viene richiesta della potenza e quindi il circuito viene chiuso per poter permettere il fluire dell'energia elettrica, la tensione diminuisce a causa di cadute irreversibili di potenziali che portano ad annullare la tensione.

$$V = E_0 - \eta_{att} - \eta_{ohm} - \eta_{diff}$$

Le cadute sono di tre tipi principali. La prima è la caduta dovuta alla sovratensione che nasce

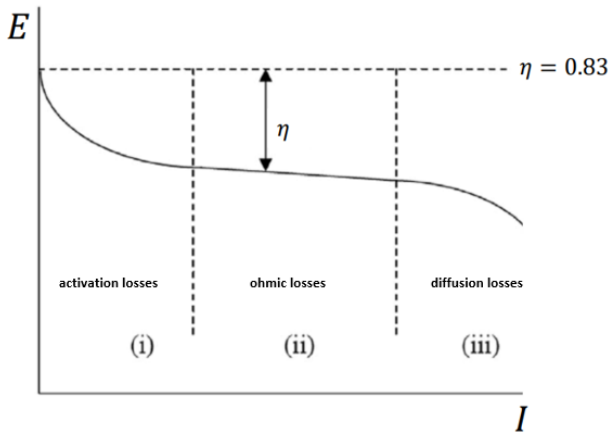


Figura 2.26 Andamento della tensione in funzione delle cadute di potenziale

nei processi anodici e catodici, la seconda caduta dipende dal passaggio degli ioni e degli elettroni in materiali di resistenza finita e l'ultima è legata alla sovratensione che compare a causa di impedimenti nella diffusione.

Ognuna di queste cadute compare per lo più in un preciso momento di funzionamento della cella, come mostrato nel grafico 2.26 a fianco. La η_{att} si manifesta nella parte iniziale a bassa corrente, la

η_{ohm} compare nella parte centrale con media corrente, e infine, la η_{diff} influenza la parte finale ad alta corrente.

Oltre a queste cadute di tensione, ci possono essere fenomeni di caduta ulteriore a causa del passaggio di reagenti attraverso l'elettrolita. Questi fenomeni sono comunque inferiori a quelli precedentemente esposti, sia in frequenza sia a livello numerico.

L'efficienza elettrica totale allora passerà dal valore massimo, calcolato in condizioni reali, a valori via via minori anche in base a come viene regolato il funzionamento della cella.

Valori tipici di rendimento elettrico sono intorno al 50-60% per il sistema cella e anche fino a un 65% per la singola cella dello stack.

Riprendendo il rendimento del sistema cella e confrontandolo con il rendimento di un tipico sistema

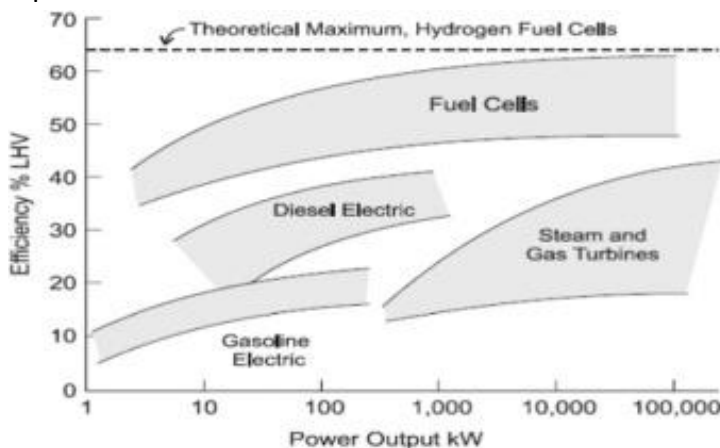


Figura 2.27 Confronto degli intervalli di rendimento tra una FC e motori/turbine per la produzione di energia elettrica

per generare energia elettrica, come motori o turbine, si nota dalla figura 2.27 che le fuel cells sono nettamente migliori. Infatti, questo tipo di celle sono in grado di trasformare l'energia chimica in energia elettrica senza dover sottostare alle limitazioni del ciclo di Carnot. Quindi, il valore del rendimento non dipende dalla temperatura massima e da quella

minima del sistema in cui la reazione avviene.

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}}$$

Inoltre, anche mettendosi nel caso più favorevole, per motori e turbine, si avrebbe un rendimento minore rispetto a quello delle celle a combustibile. Infatti, in condizioni normali questi sistemi riescono ad arrivare a un massimo di 40-42% di efficienza nella produzione di energia, contro il 54-60% delle celle.

Quanto detto finora vale se si prende in esame esclusivamente il rendimento elettrico, ma se si considerasse un sistema cogenerativo e si valutasse il rendimento totale (rendimento elettrico e termico dell'impianto) si avrebbe che i sistemi tradizionali sarebbero globalmente più efficienti. Infatti, sebbene l'efficienza elettrica risulti minore, si avrebbe un rendimento termico maggiore (50-60% contro il 15-20%), che porterebbe l'efficienza totale ad essere maggiore (80-85% contro il 65-75%).

Perciò la scelta del sistema cogenerativo da installare deve essere dettata dall'effettivo bisogno di energia elettrica e termica dell'impianto da servire. Nel caso in cui serva poca energia termica, è preferibile montare celle a combustibile; viceversa, se ne è richiesta in quantità maggiore è meglio sfruttare sistemi tradizionali come motori e turbine.

2.4.2 I fattori che influenzano il funzionamento della cella e la sua regolazione

Ogni cella a combustibile presenta un proprio rendimento, come visto nel sotto capitolo precedente, e la capacità di riuscire a mantenere un livello alto di efficienza dipende da come la cella viene fatta funzionare, quindi dalla sua regolazione, e anche dal rispetto delle condizioni di progetto.

I principali elementi che influenzano l'efficienza, che successivamente verranno analizzati uno ad uno, sono i seguenti:

- la temperatura di funzionamento
- la pressione di esercizio
- la composizione chimica del combustibile
- la tipologia di elettrodi e catalizzatori
- la regolazione della portata di aria e di combustibile

La temperatura

La variazione di questo valore può essere studiata matematicamente attraverso la formula di Nernst, quella dell'energia libera di Gibbs e il legame tra le due:

$$V = E_0 - \frac{RT}{nF} \ln \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} \cdot p_{O_2}^{0.5}}$$

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S$$

$$E = V = \frac{\Delta G}{nF}$$

Si nota che, all'aumentare della temperatura, il secondo termine della prima equazione

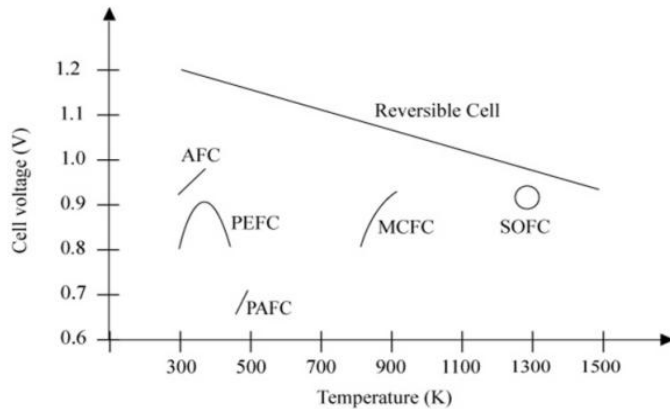


Figura 2.28 Andamento della tensione in base alla temperatura per FC

diminuisce, ma allo stesso tempo diminuisce anche la tensione in condizioni di circuito aperto, e quindi anche la tensione finale si riduce.

La figura 2.28 a fianco mostra come la temperatura influisca sulla tensione finale di vari tipi di cella.

Il potenziale reversibile (espresso da Nernst), cioè quello massimo che una cella può raggiungere teoricamente a temperatura costante, diminuisce, mentre il voltaggio reale delle celle per lo più aumenta, dato che diminuiscono le sovratensioni all'aumentare della temperatura.

Tra i vari tipi di celle, quelle AFC, MCFC e PACF presentano un andamento strettamente crescente della tensione reale, mentre le PEFC uno parabolico dovuto alle difficoltà di gestione dell'acqua di raffreddamento ad elevate temperature. Infine, le celle SOFC mantengono molto bene il valore di tensione poiché lavorano sempre intorno ai 1000°C.

Un aumento di temperatura, inoltre, comporta una maggiore corrosione degli elettrodi e un aumento nella velocità di evaporazione dell'elettrolita, se presente in forma liquida.

La pressione

Anche l'influenza di questa grandezza la si può ricavare riprendendo la formula di Nernst. All'aumentare della pressione parziale del combustibile (H_2) e del comburente (O_2), la tensione V aumenta e questo permette un miglioramento nei fenomeni di trasporto e di solubilità dei gas nella membrana elettrolitica.

Tuttavia, un aumento di pressione crea problemi con la tenuta dei materiali e può generare esplosioni.

La composizione chimica del combustibile

La purezza del combustibile è fondamentale per evitare contaminazioni dell'elettrolita e degli elettrodi. In particolare, quest'ultimi vengono attaccati a livello dello strato del catalizzatore che perde man mano la sua funzione, andando ad aumentare i tempi di reazione, oltre che a richiedere più energia nella fase iniziale.

Inoltre, la composizione chimica dell'alimentazione richiede una buona quantità di idrogeno e ossigeno, ma senza eccedere. Infatti, una richiesta eccessiva di purezza comporta un aumento dei costi di impianto dovuti alla necessità di un trattamento molto efficace, e anche una diminuzione del rendimento globale se non c'è bilanciamento nell'alimentazione.

La tipologia di elettrodi e catalizzatori

I materiali che compongono gli elettrodi e i catalizzatori sono fondamentali per permettere reazioni veloci, che a loro volta riducono le sovratensioni.

Per ogni tipologia di cella i materiali cambiano in base alle temperature di esercizio e al combustibile in gioco.

La regolazione della portata di aria e di combustibile

Supponendo di far funzionare ogni cella nelle condizioni di progetto che permettono di ricavare il massimo rendimento, quello su cui si può intervenire è:

- il flusso di aria entrante
- la portata di combustibile

Dato che nelle celle avvengono reazioni di ossido riduzione, che possono essere accumulate a quelle di combustione, è importante che ossigeno e idrogeno si trovino nell'intorno delle condizioni stechiometriche, così da permettere la completa reazione degli elementi. Per maggior precisione, si dovrebbe avere una portata di ossigeno superiore a quella stechiometrica per avere la certezza di una completa combustione.

Capitolo 3

L'IMPIANTO COGENERATIVO DI CEFLA BASATO SU CELLE A COMBUSTIBILE SOFC DI BLOOM ENERGY®

3.1 Gli elementi principali e le taglie degli impianti di Cefla

Gli impianti di Cefla, che comprendono le celle a combustibile come elemento che permette di produrre energia elettrica, sono denominati "NOVA" e vi è la distinzione in "NOVA" e "NOVA**bio**", a seconda che il combustibile utilizzato sia rispettivamente metano o biogas. Infatti, Cefla lavora attualmente solo con queste due tipologie di combustibili poiché a livello territoriale sono quelli di più facile reperibilità. Invece, per quanto riguarda l'uso di idrogeno puro come combustibile, il territorio italiano non è ancora dotato di sistemi di produzione e di una rete di distribuzione idonei per permettere la realizzazione di un impianto "NOVA" economicamente sostenibile.

Ogni impianto "NOVA" o "NOVA**bio**" è un sistema cogenerativo in cui si producono energia elettrica ed energia termica. Più precisamente, ogni cella produce energia elettrica attraverso reazioni chimiche esotermiche, che emettono una quota parte di calore che viene convogliata e utilizzata in processi successivi. In particolare, questo tipo d'impianto sfrutta il flusso caldo in uscita dalla cella all'interno di uno scambiatore per generare un fluido vettore (acqua o aria), che può essere utilizzato da utenze differenti, come ad esempio il riscaldamento di strutture civili o industriali.

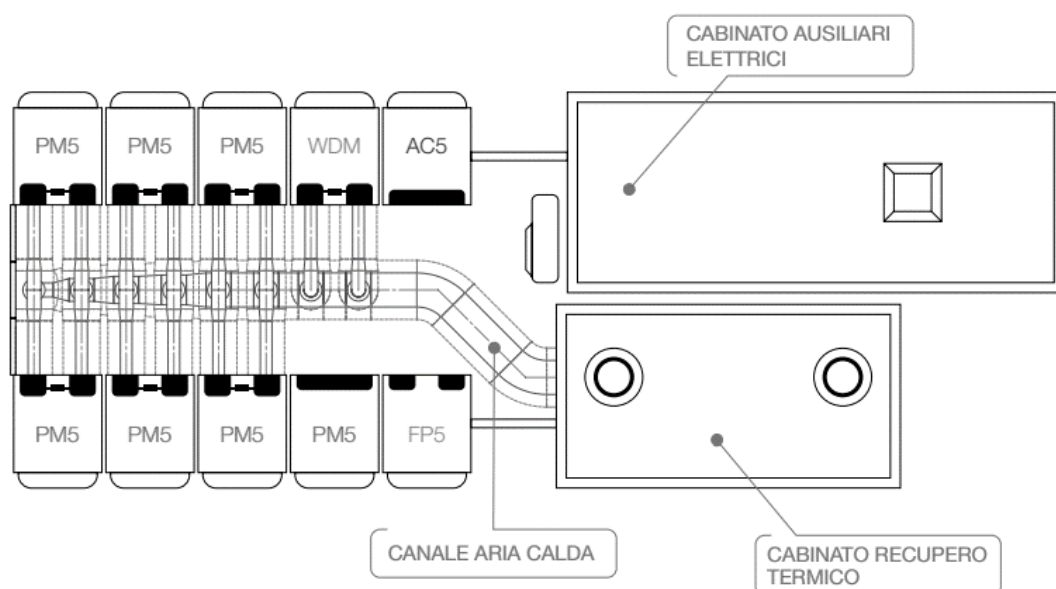


Figura 3.1 Vista dall'alto dei macro-elementi di un sistema Nova di Cefla

Il sistema di Cefla si compone di cinque elementi fondamentali, che a loro volta sono articolati in più parti. Questi macro-blocchi sono:

- *L'Energy Server™*

è composto da tutti gli elementi forniti da Bloom Energy® ed è studiato per l'installazione all'aperto. In particolare, l'azienda americana consegna:

- I PM – Power Modules, che hanno il compito di produrre effettivamente l'energia elettrica grazie alle celle, già descritte nel capitolo precedente, posizionate al loro interno.

Il numero di questi moduli varia in funzione del valore totale di energia elettrica richiesto. Infatti, ogni modulo è in grado di generare una certa energia, e sommando il contributo di più moduli è possibile arrivare a valori di energia prodotta anche oltre al megawatt.

In ogni impianto i PM sono sempre in numero maggiore di quelli che servono nominalmente, ma questa scelta è dettata da due aspetti. Il primo è un motivo di sicurezza, che prevede di montare un certo numero di moduli come unità di backup. In caso di failure o di manutenzione di uno degli altri moduli, subentra quello di sicurezza, permettendo così di avere continuità nella produzione di energia.

Il secondo motivo è legato al fatto che le celle tendono a ridurre il loro rendimento in breve tempo, e per mantenere il valore garantito dall'azienda produttrice, si fanno funzionare i moduli di sicurezza.

Ogni power module contiene 8 colonne di celle, composte ognuna da 10 stack disposti uno sopra l'altro e formati ognuno da 25 celle elementari (anodo, catodo ed elettrolita), perciò su una singola colonna sono presenti 250 celle. La singola cella elementare ha una pianta di forma quadrata dalle dimensioni di 10x10 cm.

- Gli AC – Alternating Current modules, i quali gestiscono e convertono in corrente alternata AC l'energia elettrica prodotta dai Power Modules in forma continua CC, rendendola disponibile a 480V di tensione.

Gli AC sono sempre in numero minore rispetto ai PM poiché ogni modulo di corrente serve più moduli di potenza.

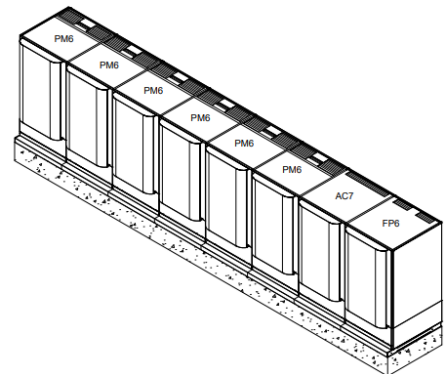


Figura 3.2 Elementi che compongono l'Energy Server™ di Bloom Energy®

- Gli FP – Fuel Process modules, che devono regolare la pressione di mandata del combustibile e garantirne la purezza. Infatti, hanno il compito di rimuovere eventuali tracce di zolfo, che possono danneggiare la cella.
- I WDM – Water Distribution Modules, utili per controllare la qualità e regolare la quantità di acqua in ingresso alle celle. L'acqua è necessaria per poter far avvenire la reazione di reforming.

Anche questi moduli sono in numero minore rispetto a quelli di potenza (PM) e tendenzialmente è sufficiente un unico modulo di distribuzione dell'acqua per tutte le celle, a meno che il numero di stack da servire non sia effettivamente molto alto, come nei casi di impianti con potenza elettrica superiore al MW.

- La TC – Telemetry Cabinet, infine, ha lo scopo di raccogliere e monitorare il funzionamento dell'Energy Server™.

Ogni impianto presenta una e una sola TC a cui arrivano tutti i dati di tutte le celle, e questo componente viene sempre integrato con il sistema generale di controllo dell'impianto da parte di Cefla.

Questi elementi sono sempre presenti in tutti gli impianti Energy Bloom® che lavorano utilizzando un combustibile differente dall'idrogeno. Nel caso in cui l'impianto sia alimentato direttamente con quest'ultimo combustibile, è possibile rimuovere quei componenti necessari esclusivamente alla fase di reforming, ad esempio il WDM, e quindi semplificare l'impianto.

Come già introdotto nelle righe precedenti, esistono diverse tipologie di impianto sia in base al combustibile utilizzato, sia relativamente alla potenza elettrica nominale che si desidera avere. In linea di principio, dato che il sistema Bloom Energy® è modulare, si potrebbero creare più o meno tutte le taglie che si desiderano, a patto di tener conto della potenza nominale della singola cella, che rappresenta il minimo valore al di sotto del quale non si può scendere.

Tuttavia, per poter standardizzare e creare un prodotto performante, Cefla ha scelto di orientarsi solo su alcune taglie di prodotto, in cui la base è definita da celle da 65kWe nel caso del metano e da 50kWe nel caso di biogas. La scelta di determinate potenze elettriche dipende dalla maggior richiesta del mercato energetico e dei committenti in favore di certe potenze. Le taglie prese in analisi da Cefla sono quella intorno ai 300kW, ai 600kW e ai

1000kW (1MW). A ognuna di queste è associato un proprio Energy Server™ caratterizzato da dimensioni, disposizioni e scelte di pezzi commerciali differenti. In particolare, con l'aumento della potenza aumenta il numero di componenti dell'impianto e quindi anche il costo, ma la complessità progettuale dell'impianto non cambia.

La tabella seguente riassume correttamente quali siano le taglie e i componenti dell'Energy Server™:

<i>Nome</i>	METANO			BIOGAS		
	NOVA 300	NOVA 600	NOVA 1000	NOVA 250 biogas	NOVA 500 biogas	NOVA 1000 biogas
<i>Potenza effettiva dell'impianto</i>	325 kW	650 kW	975 kW	250 kW	500 kW	1000 kW
<i>Potenza singola cella</i>	65 kW	65 kW	65 kW	50 kW	50 kW	50 kW
<i>N° celle operative PM</i>	5	10	15	5	10	20
<i>N° celle stand-by PM</i>	1	2	3	2	4	8
<i>Tot. PM</i>	6	12	18	7	14	28
<i>N° celle AC</i>	1	2	3	1	2	4
<i>N° celle FP</i>	1	2	3	1	2	4
<i>N° celle WDM</i>	1	1	1	1	1	1
<i>Tot numero celle</i>	7	17	25	10	19	37

Tabella 3.1 Tabella riassuntiva delle taglie degli impianti NOVA di Cefla

Ogni taglia presenta un proprio layout predefinito da Cefla, che può essere modificato in base agli spazi disponibili presso il committente. Inoltre, in appendice, è possibile trovare i P&I (Piping and Instrumentation Diagram) dei vari impianti. È importante sottolineare che per taglie simili si può assumere lo stesso diagramma sia per il metano sia per il biogas, dato che le componenti rimangono le stesse e cambia solo il numero di celle dell'Energy Server™.

Nel prossimo sotto capitolo verrà spiegato il funzionamento di uno di questi a esempio di tutti. Questo è possibile poiché i componenti degli impianti funzionano in egual modo, anche se numericamente e dimensionalmente diversi l'uno dall'altro.

- *Il locale dell'alloggiamento del recupero termico*

L'area dedicata al recupero termico può essere montata direttamente all'esterno oppure all'interno di un cabinato metallico. Quest'ultima metodologia è quella preferita negli impianti Cefla.

Nel container è presente uno scambiatore di calore aria-acqua alettato che permette il recupero termico, e per questo motivo lo si può definire il cuore di questa parte d'impianto. Oltre a questo elemento fondamentale, sono presenti altri componenti come un gruppo di pompaggio per il ricircolo dell'acqua, dei misuratori di calore e di energia termica (calorimetri) e anche le tubazioni, le valvole, i filtri e i giunti direttamente collegati con il piping. Nel dettaglio, i componenti sono:

- Cabinet di alloggiamento dei componenti realizzato in carpenteria metallica
- Scambiatore di calore aria/acqua calda del tipo a fascio alettato opportunamente coibentato
- Canale dell'aria calda opportunamente coibentato, con finitura esterna in lamierino d'alluminio, inclusi dei camini di scarico dell'aria calda (by-pass e/o in recupero termico)
- Gruppo di pompaggio acqua calda
- Contacalorie acqua calda utile per la rendicontazione dell'energia termica prodotta
- Valvolame manuale, filtro a Y, giunti, e quanto necessario per il circuito acqua calda
- Tubazioni acqua calda in acciaio al carbonio opportunamente coibentate
- Sistema di sicurezza ed espansione
- Strumentazione di controllo temperatura e pressione lato aria calda
- Strumentazione di controllo temperatura e pressione lato acqua calda
- Staffaggi di ancoraggio a platea dello skid di recupero termico, realizzati in acciaio zincato a caldo

- *Il locale degli ausiliari elettrici*

Questo locale è sempre realizzato con un container di lamiera in cui viene installato tutto il materiale elettrico per il funzionamento e la gestione dell'impianto, come un trasformatore

per poter passare a tensioni di 230V in corrente alternata AC. Con maggior precisione, gli elementi, che compongono il locale degli ausiliari elettrici, sono:

- Quadro Generale di Potenza (QGBT) con la funzione di raccogliere e distribuire al cliente la potenza elettrica erogata dal sistema, completo di:
 - DDI (dispositivo di interfaccia)
 - DDR (dispositivo di ricalzo)
 - Interruttori di protezione linee ausiliari 120 e 400/230 Vac
 - Misuratore di energia M2 (energia elettrica prodotta)
 - Interruttori di protezione WDM, TC, QBT
- Trasformatore ausiliari Energy Server™ a 120 Vac
- Quadro Bassa Tensione (QBT) con la funzione di gestire il recupero termico e contenente il PLC di controllo del sistema, completo touch-panel operatore
- Sistema di supervisione e telecontrollo dell'impianto basato su standard Movicon
- Sistema di climatizzazione del locale quadri elettrici del tipo ad espansione diretta
- Impianto elettrico generale composto da: luci e FM

Questo container, come anche quello precedente, è costruito a norma di legge e con particolare attenzione alla sicurezza umana.

- *Il sistema di convogliamento dell'aria calda*

Le tubazioni, i raccordi, i giunti elastici e lo skid, cioè il sostegno delle tubazioni, compongono il sistema di convogliamento. Questo elemento è collegato a ogni cella nella sua zona posteriore da dove viene emessa la portata di aria calda da scaricare dai moduli di potenza. Successivamente, attraverso questo sistema, il flusso caldo viene valorizzato all'interno del locale di recupero termico. Le componenti del sistema di convogliamento sono:

- Collettore pre-assemblato di convogliamento dell'aria calda in uscita dai ogni singolo PM, realizzato con canale in acciaio e coibentato con strato isolante in lana minerale con finitura esterna in lamierino d'alluminio
- Connessioni con giunti flessibili tra i moduli PM e il collettore di convogliamento aria calda;
- Sistema di gestione del flusso d'aria calda composto da coppia di serrande (diverter) con attuatore elettrico
- Staffaggi di ancoraggio a platea e sostegno del convogliamento aria calda, realizzati in acciaio zincato a caldo

- Strumentazione di controllo della temperatura e pressione
 - *Il sistema di consegna del gas combustibile*
- Le tubazioni, i sistemi di sicurezza e di conteggio per il consumo formano il sistema di consegna del gas. Tale sistema è collegato da una parte alla rete di fornitura e dall'altra all'impianto. In particolare, i componenti sono:
- Valvolame manuale di intercettazione
 - Strumenti di misura e controllo pressione e temperatura
 - Compressore a palette
 - Misuratore di portata ed energia gas in ingresso al sistema utile per la rendicontazione dell'energia termica in ingresso
 - Quadro analisi gas

Questi macro-blocchi arrivano al cliente pre-assemblati e vengono installati secondo il progetto planimetrico. Il pre-assemblaggio permette di svolgere il lavoro più velocemente, essere certi del funzionamento di ogni macro-blocco e di aver installato tutto con un buon grado di precisione per i futuri allineamenti, dato che il pre-assemblaggio viene eseguito all'interno di magazzini in cui il piano di lavoro, cioè il terreno, è pari e si possono usare attrezzature che agevolano le movimentazioni, come i carroponti.

3.2 Il funzionamento degli impianti NOVA – Caso NOVA 1000bio

Il funzionamento dell'impianto si sviluppa su due fronti. Il primo è quello di produrre energia elettrica attraverso le celle, e il secondo di generare acqua calda.

Per comprendere il P&I dell'impianto è utile scomporlo nelle sue parti e analizzare i diversi elementi che lo compongono nelle loro singole funzioni. In particolare, questi componenti saranno elencati tutti in una tabella in appendice, mentre di seguito saranno presentati in base alla famiglia di prodotto di cui fanno parte (valvola, filtro, ecc.).

Per descrivere con maggior chiarezza l'impianto, si suddivide il P&I, riportato in figura 3.3 nella pagina seguente, in 4 blocchi colorati, che rappresentano i 4 blocchi principali:

- blocco di convogliamento del metano (in giallo)
- blocco contenente l'Energy Server™ (in blu)
- blocco di convogliamento dei fumi verso lo scambiatore (in rosso)
- blocco di circolazione dell'acqua tecnologia da e verso le utenze (in arancione)

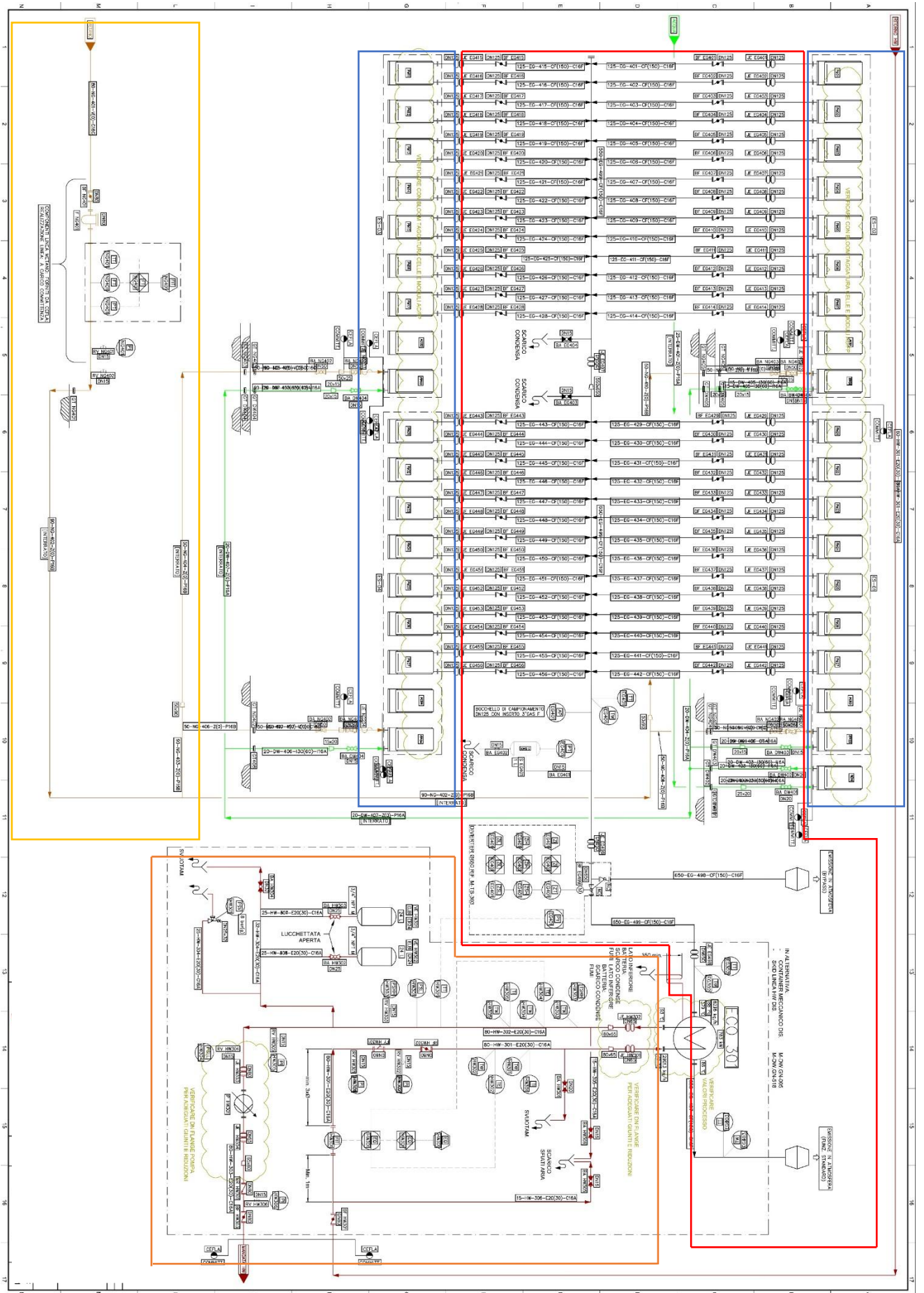


Figura 3.3 P&I impianto NOVA 1000bio

Il primo blocco (giallo), il cui ingrandimento è riportato di seguito, è il gruppo che permette la mandata del metano o del biogas fino alle celle.

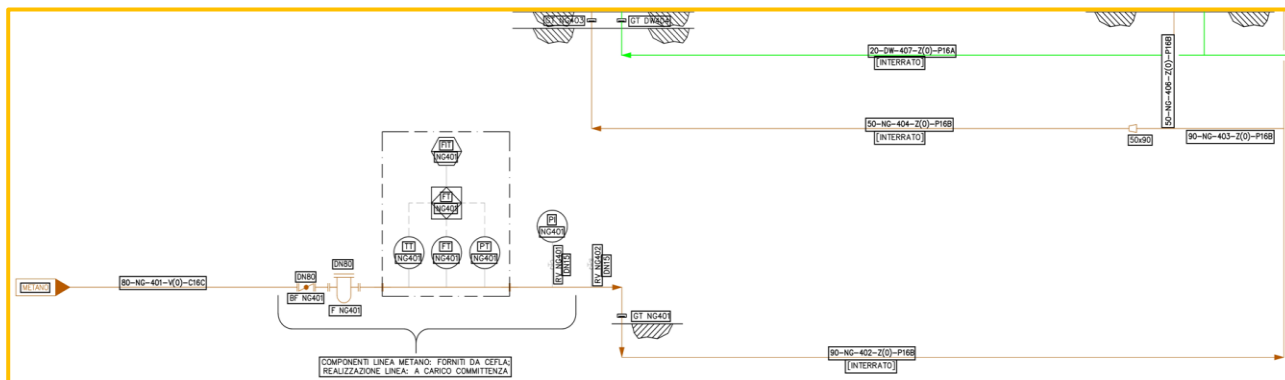


Figura 3.4 Ingrandimento blocco metano P&I

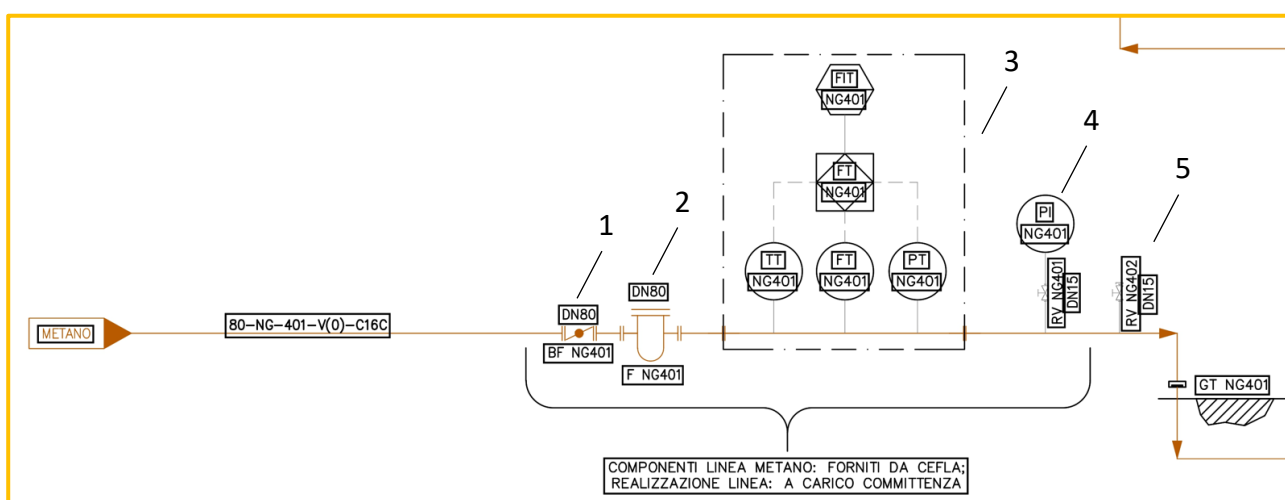


Figura 3.5 Ingrandimento degli elementi del gruppo metano P&I

In questo blocco i componenti principali sono:

1. *Valvola manuale a farfalla*, serve per permettere di bloccare il flusso del gas in caso di mal funzionamenti o per semplici manutenzioni dell'impianto.

A livello commerciale esistono moltissime tipologie di valvole a farfalla che si differenziano nei materiali e nella struttura interna, ma permettono sempre l'intercettazione del fluido che scorre nel condotto per consentire di svolgere compiti differenti.

2. *Filtro per gas metano*, serve per eliminare le impurezze che si accumulano nel gas durante il trasporto e garantire una buona qualità del combustibile in ingresso. Questo è un componente che deve essere sostituito durante la vita dell'impianto.

3. *Misuratore di portata*, serve a valutare la quantità di combustibile prelevato dalla rete ed è un sistema composto da:

- Termostato: misura la temperatura
- Pressostato: misura la pressione
- Flussostato: misura la velocità del flusso
- Misuratore di portata: elemento che permette di valutare l'effettiva portata attraverso le grandezze misurate dai tre elementi precedenti.

Infatti, la portata si misura come

$$Q = \frac{V}{t}, \text{ con:}$$

Q , portata

V , volume del fluido

t , tempo

Per evitare la dipendenza dal tempo e riuscire a ricavare il volume, che è l'elemento mancante per il calcolo, si possono sfruttare le altre grandezze misurate. Quindi:

$$V = A \cdot d, \text{ con}$$

A , area della sezione del condotto

d , distanza percorsa nel condotto

ma, la distanza percorsa la si può calcolare come prodotto tra la velocità e il tempo.

Allora:

$$Q = \frac{A \cdot v \cdot t}{t} = A \cdot v$$

Volendo passare dalla portata volumetrica in $\frac{m^3}{s}$ a una massica in $\frac{kg}{s}$, è necessario introdurre la densità del fluido, che è funzione della temperatura $\rho(t)$. Per tener conto di questa influenza, il misuratore presenta in memoria molti valori di densità al variare della temperatura, e sfrutta nel calcolo seguente quello che effettivamente serve:

$$Q = \rho(t) \cdot \frac{V}{t} = \rho(t) \cdot A \cdot v$$

- Trasmettitore: serve per trasferire i dati ricavati al/ai gestore/i del servizio e dell'impianto.

Il misuratore è un elemento molto importante nella gestione dell'impianto sia per una questione puramente economica, poiché più gas si richiede al gestore maggiore sarà la bolletta, sia per comprendere come stia funzionando l'impianto.

4. *Indicatore di pressione*, serve a conoscere la pressione presente all'interno del circuito.

5. *Valvola di spillamento*, serve a far fuoriuscire dal condotto del fluido in caso di necessità, come prelievi o emergenze dovute a una sovrappressione.

Il secondo blocco (in blu) è quello composto dall'Energy Server™ di Bloom Energy®, che è già stato descritto nelle sue parti e funzioni nel sotto-capitolo precedente.

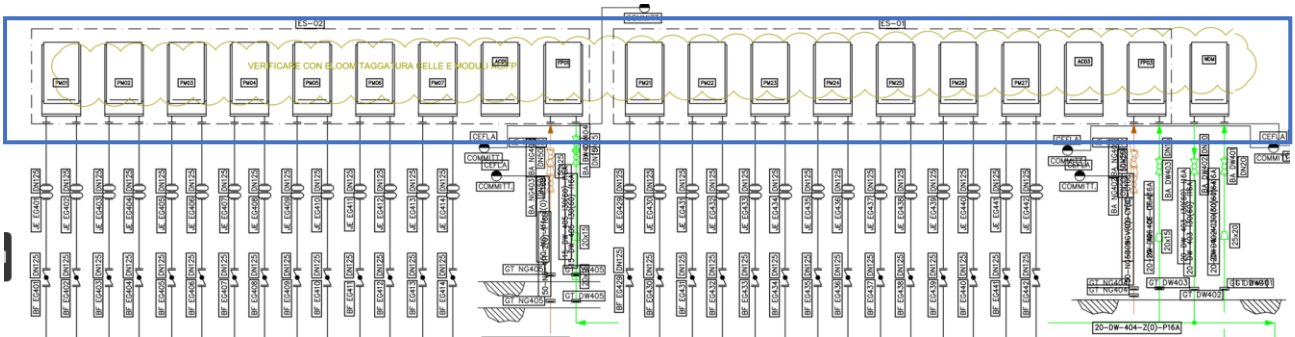


Figura 3.6 Ingrandimento blocco Energy Server™ P&I

L'unico elemento da sottolineare è la tipologia di condotti che entrano ed escono dai vari moduli. Più precisamente:

- Nel WDM circolano il condotto di ingresso e quello di uscita dell'acqua
- Nei FP arrivano sia il condotto dell'acqua sia quello del gas
- Nei PM c'è solo l'uscita dei fumi

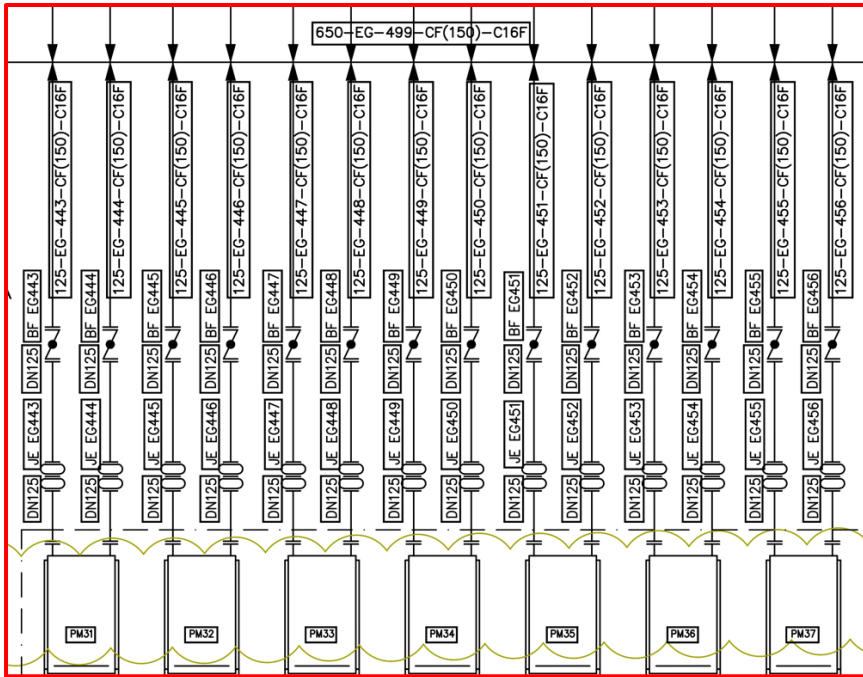
Tutti gli altri collegamenti descritti nel capitolo precedente, ma non riportati nello schema, esistono nella realtà, ma a favore di una migliore comprensibilità del P&I, non sono stati riportati.

Il terzo blocco (in rosso) è quello di convogliamento dei fumi ed ha lo scopo di raccogliere l'aria calda in uscita dalle celle a combustibile e condurla verso il cabinato di recupero termico, dove cederà calore attraverso una batteria alettata.

Per comprendere bene i componenti e il loro funzionamento è utile ingrandire il blocco in tre aree:

- zona di collegamento dei PM con il canale principale di convogliamento
- zona del canale di convogliamento
- zona del regolatore di flusso e dello scambiatore di calore

1. La prima zona è quella in uscita dai moduli di potenza, composta dai condotti metallici che



collegano tutti i singoli PM con un'unica linea che porta l'aria calda in uscita verso lo scambiatore di calore. Lungo i singoli condotti sono posti due elementi fondamentali. Il primo, partendo dalla cella, è un giunto elastico che permette di recuperare le dilatazioni delle

Figura 3.7 Ingrandimento canali fumi in uscita dall'Energy Server™

tubazioni che si generano a causa del calore. Questo elemento garantisce di non aver la nascita di sovratensioni tra i vari elementi poiché le evita allungandosi o contraendosi in base alla temperatura, e perciò previene possibili rotture.

Il secondo elemento, invece, è composto da una valvola a farfalla, il cui scopo è sempre quello di intercettare il flusso.

2. La seconda zona è il condotto che raccoglie tutta l'aria calda e la conduce allo scambiatore. Sul condotto sono presenti alcuni strumenti di misura e regolazione che garantiscono il funzionamento e la sicurezza dell'impianto. Un primo gruppo di elementi (Fig. 3.8), è composto da:

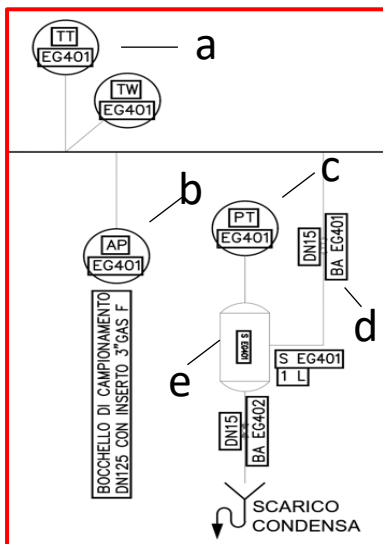


Figura 3.8 Strumentazione 1 su ramo aria calda P&I

a. Un trasmettitore di temperatura o termostato con il proprio pozzetto. Ha lo scopo di misurare in continuo la temperatura e collezionare informazioni che vengono mandate a un unico sistema di controllo.

b. Un bocchello di campionamento, la cui funzione è quella di permettere l'accesso alla tubazione per eseguire misure e campionamenti del materiale.

c. Un pressostato legato a un serbatoio, che serve a mantenere sott'occhio la pressione del recipiente così da evitare esplosioni e situazioni di pericolo.

- d. Una valvola manuale a sfera, utilizzata per aprire o chiudere il passaggio al fluido nel condotto su cui è montata, per permettere diversi interventi.
- e. Un serbatoio, utile per far sfogare un eccesso di fluido presente nel condotto, così da non generare delle sovrappressioni interne che potrebbero essere dannose per il sistema. Il suo dimensionamento si basa sulle caratteristiche del sistema, ed in particolare dalla portata e dal fluido.
3. La terza e ultima zona è quella che contiene il sistema di regolazione, detto diverter, e lo scambiatore di calore.

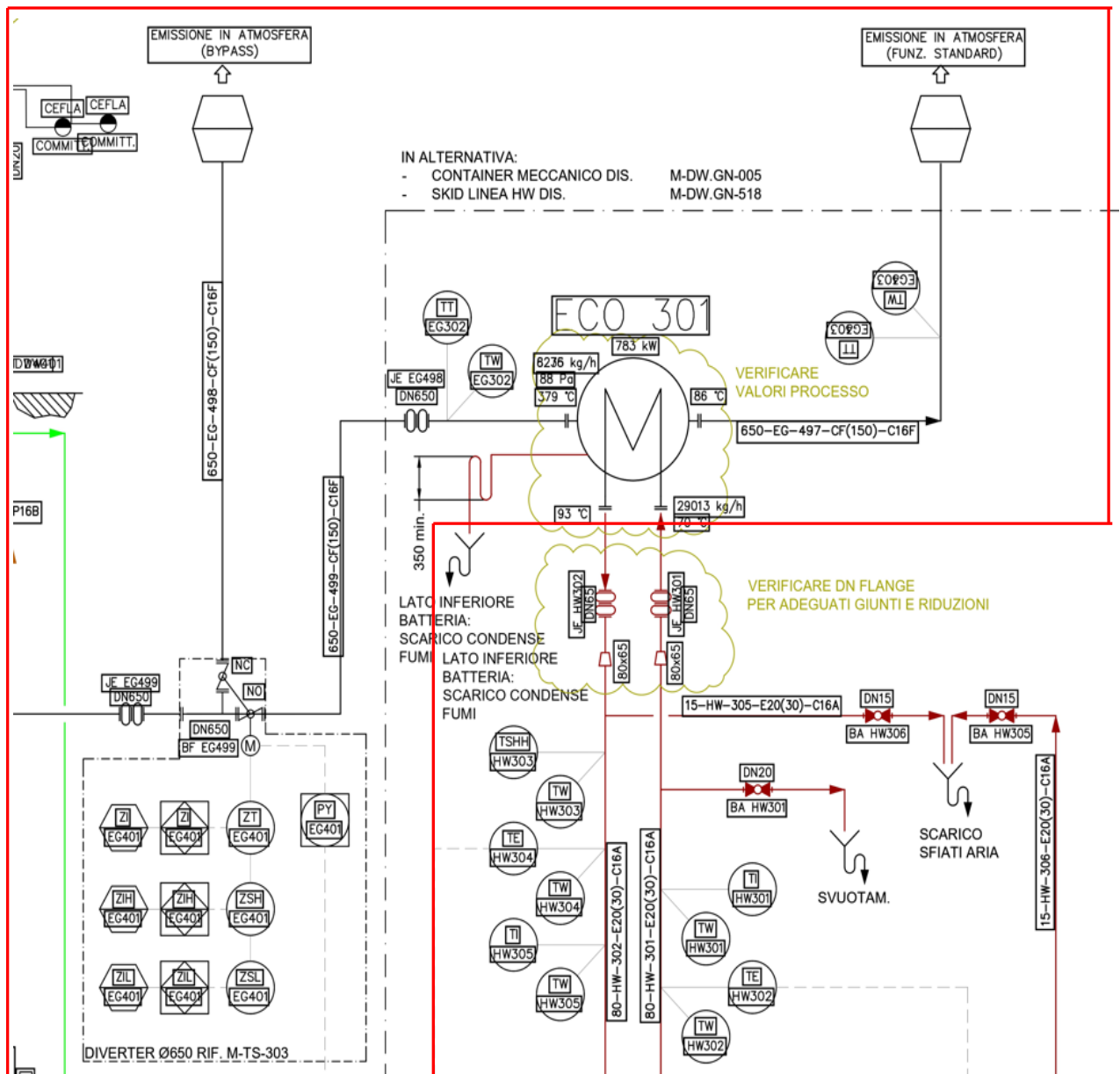


Figura 3.9 Strumentazione 2 e diverter su ramo aria calda P&I

Il diverter ha la funzione di regolare il flusso di aria calda che viene mandato allo scambiatore. Per poterlo fare sfrutta la misurazione della temperatura dell'acqua calda in uscita dalla batteria di scambio termico. Questa misurazione avviene in continuo e il valore della temperatura viene letto da una centralina che regola la posizione angolare di una valvola deviatrice in modo tale da mantenere costante la temperatura dell'acqua alla mandata, in base a un valore di set point. Infatti, in base all'apertura della valvola, il flusso di aria calda che passa verso lo scambiatore varia, generando uno scambio di calore più o meno intenso tra aria e acqua. Normalmente, non c'è mai la completa chiusura del passaggio verso lo scambiatore, mentre è molto probabile che ci sia la completa apertura della valvola per permettere al flusso di scorrere verso la batteria.

Lo scambiatore, invece, è un elemento in cui due flussi si scambiano calore mantenendo i flussi distinti tra loro per evitare contaminazioni l'uno con l'altro. Per permettere uno scambio efficace, la superficie delle pareti di scambio viene massimizzata. Sul mercato esistono moltissime tipologie di scambiatori e la scelta della migliore tra queste dipende dal tipo di fluidi in gioco (scambiatori liquido-liquido, liquido-gas o aeriforme-aeriforme) e dalla destinazione di utilizzo (per fluidi industriali, per fluidi alimentari, ecc.).

Tra i più utilizzati, si possono nominare quelli a piastre, che sono composti da canali di carpenteria metallica, in cui i fluidi scorrono scambiandosi calore attraverso le pareti. Nella ricerca di massimizzare lo scambio termico, si creano percorsi zigzagati (aumento della superficie di scambio) e si costringono i due fluidi a percorrere i canali controcorrente, così da garantire un continuo e meno repentino scambio della temperatura.

Oltre a questi due elementi, in questa parte del P&I sono presenti sistemi di misura, compensatori metallici e sistemi di scarico.

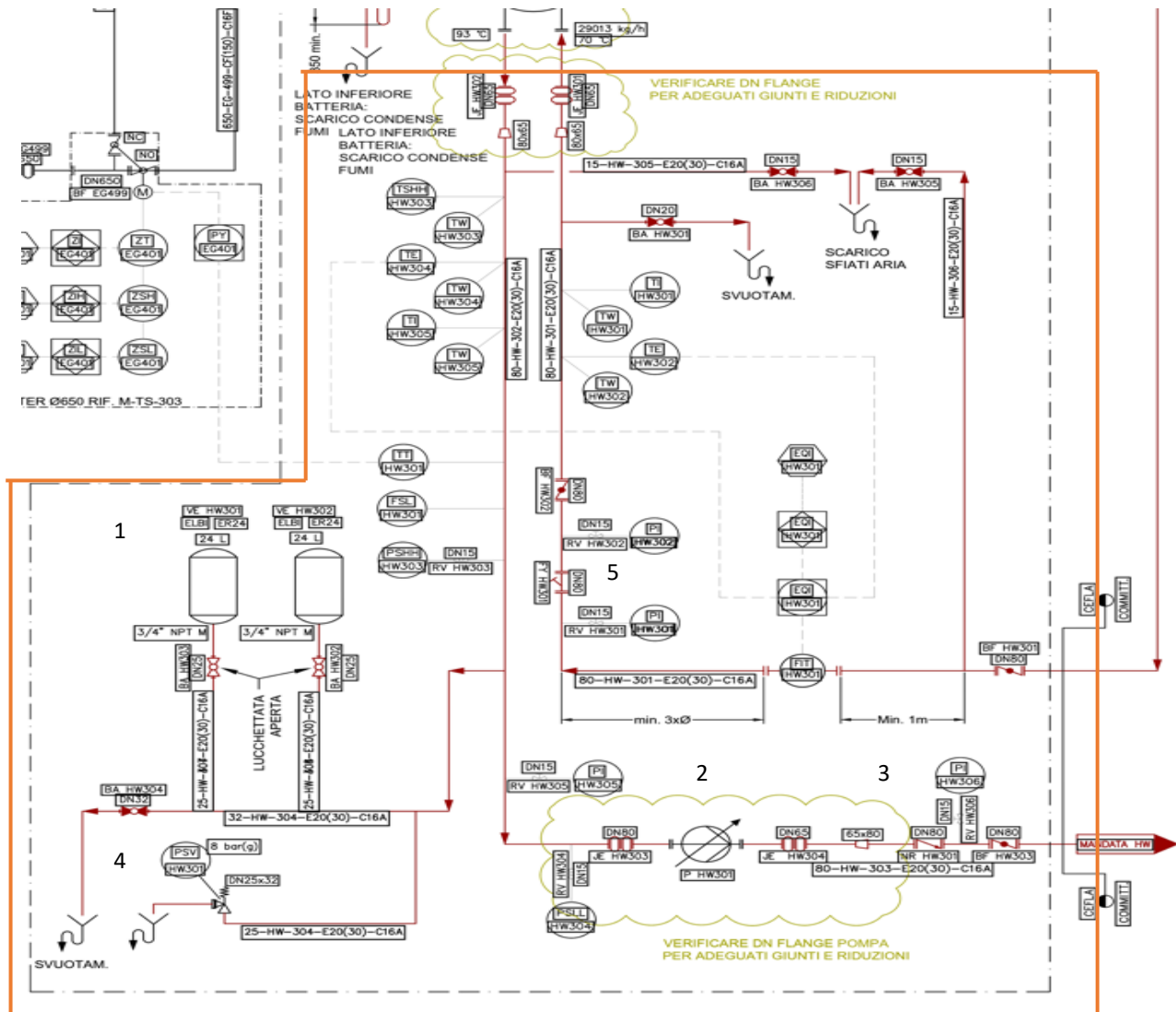


Figura 3.10 Ramo acqua tecnologica del P&I

L'ultimo blocco (in arancione) è quello di circolazione dell'acqua tecnologica e ha lo scopo di veicolare questo flusso da e verso le utenze, passando attraverso lo scambiatore.

Oltre agli elementi già descritti, come le valvole manuali, quelle per lo spillamento e i sistemi di misura della temperatura e della pressione, sono presenti alcuni elementi di interesse, quali:

1. I vasi d'espansione che hanno il compito di permettere all'acqua di espandersi una volta che si è riscaldata senza andare a creare delle sovrappressioni dovute all'aumento di volume a causa del riscaldamento del liquido. Infatti, il sistema di tubazioni è chiuso, senza alcuno sfogo all'esterno, e un aumento eccessivo del volume comporterebbe il pericolo di esplosione.
2. La pompa, che serve per riuscire a distribuire l'acqua alle utenze. La necessità di questo elemento è dovuta al fatto che non sempre è sufficiente la forza della circolazione naturale per raggiungere tutti gli elementi da servire.

3. La valvola di non ritorno, è una valvola che permette il fluire del liquido solo in una direzione. È importante il suo utilizzo ogni qualvolta si vuole evitare un ritorno indesiderato. In questo caso non si vuole un ritorno dell'acqua calda verso la pompa. Infatti, quando quest'ultima non è in funzione, può succedere che il flusso tenda a invertire il suo andamento, con possibili problemi per questa macchina fluidodinamica. Quindi, con questa tipologia di valvola si prevengono possibili criticità.
4. La valvola di sicurezza, è una valvola composta da una via di ingresso e due di uscita. Normalmente, una delle due uscite è sempre chiusa da un piattello tenuto in posizione da un sistema a molla pretensionato, e si apre soltanto se la forza generata dalla pressione esercitata dal fluido supera quella della molla. Quando si apre, permette di far sfogare parte del fluido nella seconda uscita e ridurre la pressione che si era alzata nel condotto. Essendo un sistema di sicurezza, è composto esclusivamente da elementi meccanici che possono intervenire sempre, anche in mancanza di corrente.
5. Il filtro, è un elemento usato sulla mandata allo scambiatore e permette di bloccare impurità provenienti dalle condotte. Viene posto prima della batteria perché è importante che sulle sue pareti interne non si depositi della sporcizia che andrebbe a ridurre la capacità trasmissiva dello scambiatore.

3.3 La scelta e il dimensionamento teorico dei prodotti commerciali dell'impianto

La scelta dei componenti commerciali da ordinare ed acquistare parte sempre dal progetto dell'impianto. Quindi si definisce una BOM (Bill Of Materials) contenente tutti gli elementi necessari. A questo punto è fondamentale dividerli in semplici pezzi acquistabili attraverso i cataloghi dei fornitori, come le valvole, ed elementi da ordinare su commessa poiché da realizzare su misura per il progetto stesso.

Inoltre, in fase di progetto alcuni elementi richiedono di essere dimensionati in base alle esigenze tecniche, come i vasi di espansione o gli scambiatori di calore. I calcoli progettuali hanno il compito di comprendere quali siano le specifiche da consegnare ai fornitori, i quali proporranno il loro miglior prodotto che si avvicina alle richieste del committente.

Normalmente, si fanno più richieste a più fornitori selezionati per uno stesso prodotto, in modo da creare una maggiore competitività tra di loro, e si valuta la risposta su base economica e tecnica. A

livello economico si cerca sempre di risparmiare, mentre a livello tecnico è importante comprendere se il prodotto di due fornitori diversi è paragonabile o se presenta delle sostanziali differenze funzionali/progettuali per cui un componente risulta migliore dell'altro per una data applicazione.

Nella maggior parte dei casi, i componenti commerciali sono equiparabili fra loro e quindi la scelta diventa puramente economica. Esattamente quel capita nel caso di valvole, filtri, sistemi di misura e compensatori elastici.

Dei componenti introdotti e spiegati nel sotto capitolo precedente, alcuni di questi vanno dimensionati. Quindi, è bene studiare teoricamente il loro dimensionamento per conoscerne le potenzialità ed avere le competenze necessarie per prendere scelte corrette.

Nel prossimo sotto capitolo (3.4) si dimensioneranno i componenti per l'impianto *NOVA 1000bio* a livello numerico, dopo la spiegazione teorica presente nei prossimi sotto paragrafi.

3.3.1 Il dimensionamento dei vasi d'espansione

Lo scopo del dimensionamento di questo elemento di impianto è quello di valutare il suo volume in base alla quantità di fluido totale presente nell'impianto e alla temperatura massima che si può raggiungere. Infatti, all'aumentare della temperatura un fluido tende ad espandersi e occupare più spazio, ma se il circuito è chiuso si rischia di non averlo, andando in contro a possibili esplosioni.

Il calcolo per trovare il volume del vaso è il seguente:

$$V = \frac{V_0 \cdot (k_f - k_i)}{1 - \frac{P_1}{P_2}} \quad ^5$$

In cui:

V , volume totale del vaso di espansione [l]

V_0 , volume di fluido contenuto nell'impianto [l]

k_f , coefficiente di espansione del fluido nell'impianto alla temperatura massima di funzionamento dello stesso $\left[\frac{1}{K}\right]$

k_i , coefficiente di espansione del fluido nell'impianto alla temperatura iniziale dello stesso $\left[\frac{1}{K}\right]$

⁵ Formula e definizioni delle grandezze prese dal catalogo del produttore ELBI

P_1 , pressione assoluta di precarica del serbatoio [bar]

P_2 , pressione assoluta di intervento della valvola di sicurezza dell'impianto, diminuita di un valore pari alla colonna d'acqua tra la valvola stessa ed il vaso di espansione [bar]

I valori di k_f e k_i si ricavano da tabelle in cui si definisce la percentuale di espansione del fluido.

T [°C]	ACQUA	ACQUA CON ANTIGELO in percentuale				
		10%	20%	30%	40%	50%
10	0.04%	0.32%	0.64%	0.96%	1,28%	1,60%
15	0.11%	0.43%	0.75%	1.07%	1.39%	1.71%
20	0.18%	0.50%	0.82%	1.14%	1.46%	1.78%
25	0.31%	0.63%	0.95%	1.27%	1.59%	1.91%
30	0.44%	0.76%	1.08%	1.40%	1.72%	2.04%
35	0.62%	0.94%	1.26%	1.58%	1.90%	2.22%
40	0.79%	1.11%	1.43%	1.75%	2.07%	2.39%
45	1.00%	1.32%	1.64%	1.96%	2.28%	2.60%
50	1.21%	1.53%	1.85%	2.17%	2.49%	2.81%
55	1.46%	1.78%	2.10%	2.42%	2.74%	3.06%
60	1.71%	2.03%	2.35%	2.67%	2.99%	3.31%
65	2.01%	2.33%	2.65%	2.97%	3.29%	3.61%
70	2.28%	2.60%	2.92%	3.24%	3.56%	3.88%
75	2.59%	2.91%	3.23%	3.55%	3.87%	4.19%
80	2.90%	3.22%	3.54%	3.86%	4.18%	4.50%
85	3.21%	3.53%	3.85%	4.17%	4.49%	4.81%
90	3.59%	3.91%	4.23%	4.55%	4.87%	5.19%
95	3.96%	4.29%	4.61%	4.93%	5.25%	5.57%
100	4.35%	4.67%	4.99%	5.31%	5.63%	5.95%

Tabella 3.2 Tabella dei coefficienti di espansione termica per vasi d'espansione

3.3.2 Il dimensionamento dello scambiatore di calore

Lo scopo del dimensionamento di uno scambiatore di calore è quello di valutare l'area di scambio necessaria per permettere di trasmettere una certa quantità di calore dal fluido più caldo a quello più freddo e avere in uscita un flusso con una determinata temperatura.

La trasmissione del calore avviene in tre modi differenti a livello fisico:

- per conduzione

è il trasferimento di calore, dovuto alla differenza di temperatura tra i due fluidi, che avviene in un corpo solido oppure in un fluido in quiete

- per convezione

è il trasferimento di calore che avviene tra una superficie ed un fluido in movimento a temperature differenti

- per irraggiamento

è il trasferimento di calore che viene trasmesso sottoforma di onde elettromagnetiche tra corpi ad alta temperatura, anche in assenza di un mezzo di propagazione

Per quanto riguarda uno scambiatore di calore, le modalità con cui avviene la trasmissione sono le prime due, mentre l'irraggiamento può essere trascurato poiché il suo contributo è minimo. Per maggior chiarezza, la conduzione si manifesta nello scambio attraverso la parete metallica dei condotti dello scambiatore, e la convezione nella trasmissione del calore tra il fluido e la parete.

In generale, le piastre di scambio presentano al loro interno dei disegni a spina di pesce per aumentare l'area di scambio e per generare una maggiore turbolenza, che favorisce lo scambio termico. Infatti, all'aumentare del moto turbolento, aumenta la trasmissione di calore, anche se il fluido si muove a basse velocità. Tuttavia, questo aumento del moto turbolento comporta anche una maggiore perdita di carico, che non deve abbassare la pressione del fluido al di sotto di un certo valore di progetto, corrispondente alla pressione richiesta per il flusso continuo nello scambiatore, altrimenti i fluidi si bloccherebbero.

In regime di moto turbolento, le perdite nei canali si calcolano tenendo conto di due fattori:

- le perdite distribuite lungo i canali:

$$\Delta p_d = \rho \cdot f \cdot \frac{L}{D} \cdot \left(\frac{v^2}{2} \right)$$

con:

f , coefficiente di attrito [adm]

ρ , densità del fluido [$\frac{kg}{m^3}$]

v , velocità del fluido [$\frac{m}{s}$]

L , lunghezza del condotto [m]

D_e , diametro equivalente della sezione di passaggio [m]

In particolare, il fattore d'attrito f e il diametro equivalente D_e sono definibili come segue:

$$f = \frac{M}{Re^n}$$

dove:

Re , numero di Reynolds [adm]

M, n , coefficienti empirici [adm]

Parametro	Valore minimo	Valore massimo
M	0,05	4,6
n	0,01	0,29

Tabella 3.3 Tabella dei valori empirici per il fattore d'attrito nel moto turbolento

e

$$D_e = \frac{4 \cdot S}{P}$$

con:

S , sezione del canale [m^2]

P , perimetro bagnato [m]

Inoltre, è importante ricordare che il numero di Reynolds si ottiene da:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D_e}{\mu}$$

in cui:

μ , viscosità del fluido [$Pa \cdot s$]

- le perdite concentrate dovute alle connessioni:

$$\Delta p = \xi \cdot \rho \cdot \frac{v^2}{2}$$

con:

ξ , parametro empirico [adm]

Nell'impianto "NOVA" di Cefla, lo scambiatore di calore utilizzato è a piastre. Questa tipologia di batteria di scambio termico può funzionare principalmente in 2 modi, come riportato nella figura seguente (fig. 3.11).

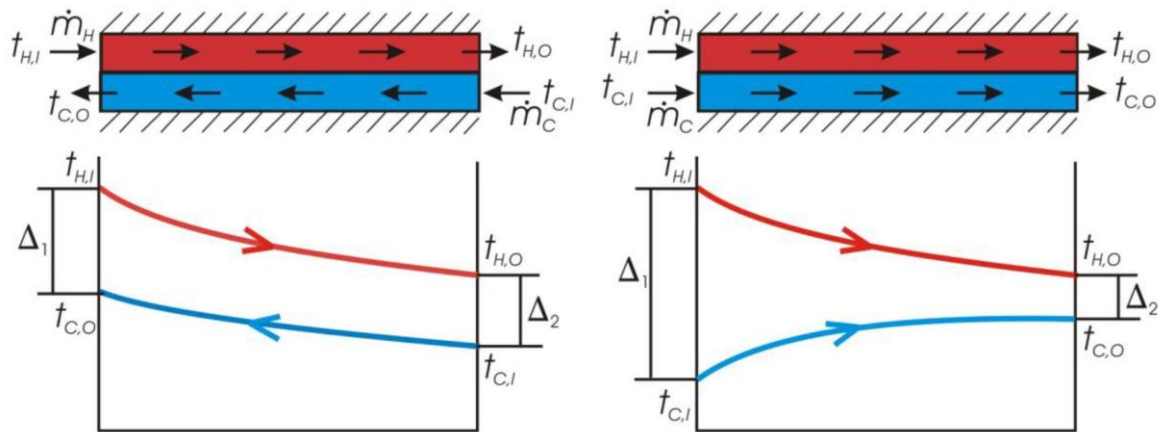


Figura 3.11 Scambiatori termici contro-corrente ed equi-corrente con i relativi grafici ΔT

Il primo è quello in controcorrente, che permette di scambiare calore mantenendo pressoché costante la variazione di temperatura. Questo è possibile poiché il fluido caldo entra nello scambiatore e comincia a trasmettere il suo calore a un fluido freddo, ormai tiepido, che si è riscaldato nel percorso dal suo ingresso alla sua uscita dalla batteria. Questo permette di ridurre la sollecitazione termica dei materiali dello scambiatore.

Il secondo metodo di funzionamento è quello in equi-corrente, nel quale i flussi caldo e freddo percorrono lo scambiatore nello stesso verso. Questo porta ad avere una variazione anche molto ampia della differenza di temperatura. Inizialmente, il ΔT è molto elevato poiché il flusso freddo ha una temperatura bassa e quello caldo molto alta; invece alla fine si ha un valore contenuto poiché le temperature si assomigliano.

Il dimensionamento generale di uno scambiatore parte dalla conoscenza delle portate massiche, delle temperature in ingresso dei due fluidi e della temperatura voluta in uscita. Quindi, si applicano le formule della potenza, sia per il fluido freddo sia per quello caldo:

$$Q = \dot{m}_c \cdot (h_{out_hot} - h_{in_hot})$$

$$Q = \dot{m}_f \cdot (h_{out_cold} - h_{in_cold})$$

dove:

Q , potenza termica

\dot{m}_c o \dot{m}_f , portata massica $\left[\frac{kg}{h}\right]$

h_{out} , l'entalpia in uscita $\left[\frac{J}{kg}\right]$

h_{in} , l'entalpia in ingresso $\left[\frac{J}{kg}\right]$

Nell'ipotesi in cui non avvengano cambiamenti di fase, e quindi i calori specifici e le pressioni rimangono costanti, le equazioni sopra possono essere scritte come segue:

$$Q = \dot{m}_c \cdot c_{p_hot} \cdot (T_{out_hot} - T_{in_hot})$$

$$Q = \dot{m}_f \cdot c_{p_cold} \cdot (T_{out_cold} - T_{in_cold})$$

dove:

$$c_{p_hot} \text{ o } c_{p_cold}, \text{ calori specifici a pressione costante } \left[\frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right]$$

$$T_{out}, \text{ la temperatura in uscita } [^\circ C]$$

$$T_{in}, \text{ la temperatura in ingresso } [^\circ C]$$

A queste equazioni di bilancio energetico è possibile affiancare un'equazione di scambio termico:

$$Q = K \cdot S \cdot \Delta T$$

con:

$$S, \text{ superficie di scambio termico } [m^2]$$

$$K, \text{ coefficiente di scambio termico } \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$$

dove:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{s}{\lambda} + d}$$

in cui:

$$\alpha_1, \text{ coefficiente di convezione riferito al primo fluido } \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$$

$$\alpha_2, \text{ coefficiente di convezione riferito al secondo fluido } \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$$

$$s, \text{ spessore della superficie di scambio } [m]$$

$$\lambda, \text{ conducibilità termica della superficie di scambio } \left[\frac{W}{m \cdot K} \right]$$

$$d, \text{ fattore che tiene conto dello sporco } \left[\frac{m^2 \cdot K}{W} \right]$$

A loro volta, anche i coefficienti di convezione sono ricavabili attraverso una formulazione matematica:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda_f}{D_e}$$

dove:

λ_f , conducibilità termica del fluido $\left[\frac{W}{m \cdot K}\right]$

Nu , numero di Nusselt [adm]

Nel moto turbolento, il numero di Nusselt si calcola come:

$$Nu = B \cdot Re^\beta \cdot Pr^\gamma \cdot W^\vartheta$$

in cui:

W , rapporto tra la viscosità media e quella di parete [adm]

Pr , numero di Prandtl [adm]

$B, \beta, \gamma, \vartheta$, parametri empirici [adm]

Parametro	Valore minimo	Valore massimo
B	0,10	0,85
β	0,20	2,70
γ	0,29	0,41
ϑ	0,14	

Tabella 3.4 Tabella dei valori dei parametri empirici nella formula di Nusselt

Nelle formule introdotte compaiono sia dei coefficienti sia dei valori relativi ai fluidi, come la densità, che sono normalmente tabulati, dato che gran parte di questi valori sono empirici.

In uno scambiatore, la variazione di temperatura non è costante e quindi è necessario sfruttare un dato medio che ne tenga conto. In questo contesto, il più semplice e migliore da utilizzare è la variazione media logaritmica della temperatura. Allora:

$$Q = K \cdot S \cdot \Delta T_{ml}$$
$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)}$$

con

ΔT_{ml} , variazione logaritmica media della temperatura [°C]

In particolare, a seconda della direzione relativa tra i due flussi, la formulazione della differenza di temperatura varia, come riportato di seguito.

SCAMBIATORE EQUI-CORRENTE	$\Delta T_1 = T_{in_hot} - T_{in_cold}$	$\Delta T_2 = T_{out_hot} - T_{out_cold}$
SCAMBIATORE CONTROCORRENTE	$\Delta T_1 = T_{in_hot} - T_{out_cold}$	$\Delta T_2 = T_{out_hot} - T_{in_cold}$

Tabella 3.5 Tabella variazione temperatura per scambiatori in equi e controcorrente

Allora, da

$$Q = K \cdot S \cdot \Delta T_{ml}$$

conoscendo le temperature, avendo ricavato il valore della potenza e definito il coefficiente termico di scambio in base al sistema usato, è possibile valutare l'area di scambio $S [m^2]$:

$$S = \frac{Q}{K \cdot \Delta T_{ml}}$$

Il valore, che si trova da questi calcoli, è la base per scegliere lo scambiatore.

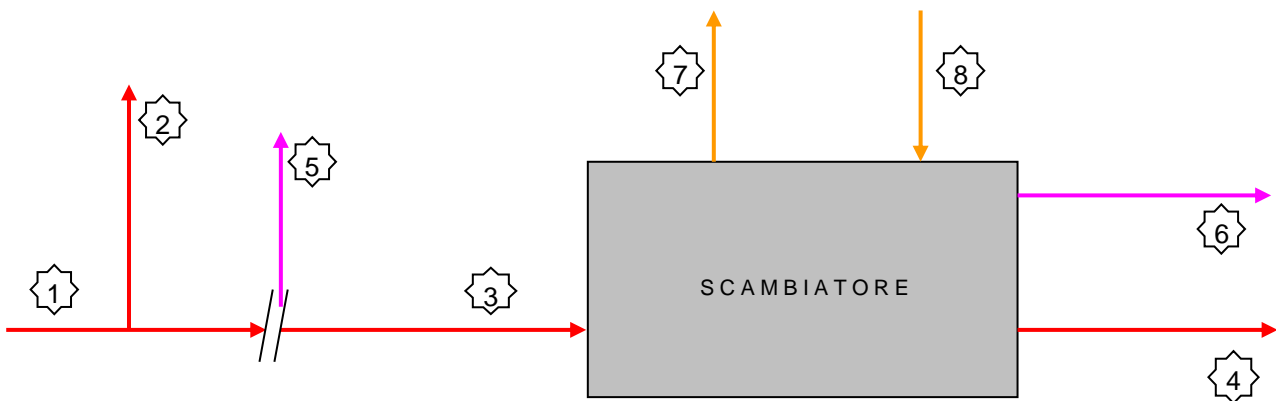


Figura 3.12 Schema dello scambiatore dell'impianto NOVA

Analizzando nel dettaglio il dimensionamento di questo componente all'interno dell'impianto Cefla, si possono definire con più precisione alcune grandezze e fare alcune ipotesi iniziali:

- la temperatura di ingresso T_{in} del flusso caldo (linea rossa, punto 3) è quella dell'aria che arriva dall'uscita delle celle fino allo scambiatore di calore, valutata in funzione di possibili perdite termiche nel condotto
- la temperatura di ingresso T_{in} del flusso freddo (linea gialla) è quella dell'acqua di ritorno dalle utenze verso la batteria a scambio termico. Si considera una temperatura di 70°C (punto 8)
- la temperatura di uscita T_{out} del flusso caldo è definita dalla temperatura del flusso proveniente dalle celle, passato attraverso lo scambiatore e in procinto di lasciare il sistema attraverso il camino. Si considera una temperatura di 90°C (punto 4)

- la temperatura di uscita T_{out} del flusso freddo rappresenta la temperatura di mandata alle utenze. Scegliendo questo dato, si ricava il salto termico totale che ci sarà tra l'ingresso e l'uscita dallo scambiatore per il flusso tecnologico. Si considera un ΔT di 20°C e quindi una temperatura in uscita di 90°C (punto 7)
- la portata in massa del fluido caldo è la quantità d'aria proveniente dalle celle
- la portata in massa del fluido freddo è la quantità di acqua in ingresso alla batteria

Allora, è possibile determinare la potenza termica scambiata in [kW] sia lato aria sia lato acqua e valutare l'area di scambio necessaria.

L'analisi parte considerando il lato aria (1÷4), poiché è quello di cui si hanno informazioni, e prosegue, dopo aver trovato la potenza scambiata, con quello del fluido tecnologico (5÷7), cioè l'acqua. Quindi, i calcoli si sviluppano come segue:

1. si ricavano dalle tabelle consegnate dalla Boom Energy® i valori della temperatura e della portata uscente dalle celle, rimodulando correttamente i dati in base alle taglie. Infatti, le tabelle che vengono consegnate nei documenti sono ricavate per casi specifici, e bisogna quindi paragonarle a quello in esame.

Table 16 – CHP Specifications, 1.0 MW Building Block, 50kW Power Modules, 50% CH₄ Biogas

Parameter	ISO Conditions (15C Ambient, 0m Elevation)			Design Maximum Conditions (40C Ambient, 200m Elevation)		
	Minimum	Maximum	Average	Minimum	Maximum	Average
BE Exhaust Temp (°C)	345	375	363	360	382	375
BE Exhaust Flow Rate (SLPM – 0°C)	57919	92284	80887	59990	95005	82654
BE Exhaust Flow Rate (kg/hr)	4461	7118	6237	4593	7282	6334
BE Exhaust Molar Fraction, N ₂	0.721	0.737	0.733	0.711	0.725	0.721
BE Exhaust Molar Fraction, O ₂	0.101	0.131	0.123	0.101	0.129	0.122
BE Exhaust Molar Fraction, CO ₂	0.054	0.075	0.060	0.053	0.073	0.058
BE Exhaust Molar Fraction, H ₂ O	0.069	0.094	0.076	0.084	0.107	0.091
BE Exhaust Molar Fraction, Ar	0.008	0.009	0.009	0.008	0.009	0.009

Figura 3.13 Esempio di tabella con dati Bloom Energy® sul funzionamento dell'impianto

Ad esempio, in questo caso l'impianto è composto da celle da 50kW di potenza elettrica, che unite insieme formano un unico Energy Server™ da 1MW, funzionante a biogas con una percentuale del 50% di metano. Quindi, i dati riportati sono relativi a un impianto di 1MW. Allora, per impianti che utilizzano sempre questo combustibile, è possibile comparare Energy Server™ di potenzialità differente, con proporzioni opportune.

La portata di aria calda viene espressa in SLPM (Standard Litre Per Minute), e quindi va convertita in kg/h, attraverso i seguenti passaggi:

$$\left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \left[\frac{SLMP \cdot 60}{1000} \right] \rightarrow \left[\frac{kg}{h} \right] = \left[\frac{Nm^3}{h} \right] \cdot \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

2. si valutano eventuali perdite di portata e temperatura, che in prima analisi possono essere trascurate
3. si calcola la potenza termica attraverso l'entalpia:

$$Q = \dot{m} \cdot (h_{out} - h_{in}) = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in})$$

dove

Q , potenza termica [kW]

\dot{m} , portata massica $\left[\frac{kg}{h} \right]$

h_{out} , entalpia in uscita $\left[\frac{kJ}{kg} \right]$

h_{in} , entalpia in ingresso $\left[\frac{kJ}{kg} \right]$

c_p , calore specifico a pressione costante $\left[\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \right]$

T_{out} , temperatura in uscita [$^\circ C$]

T_{in} , temperatura in ingresso [$^\circ C$]

È importante notare che, l'entalpia dell'aria calda proveniente dalle celle (punto 3) e quella diretta al camino (punto 4) sfruttano un valore differente di calore specifico, dato che il primo flusso si può considerare come semplice aria ($c_p = 1,026 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}$), mentre il secondo può essere assimilato a un fumo il cui calore specifico varia in base alla composizione. Allora, in questo secondo caso si sfrutta un calore specifico medio:

$$c_{p_m} = 4,186 \cdot (a + bT + cT^2) \cdot (1 + u \cdot U\%)$$

con:

a, b, c, u , coefficienti empirici

$U\%$, umidità di riferimento

4. la differenza di potenza termica tra la portata e la mandata nello scambiatore definisce la potenza termica scambiata $Q_{scambiata}$
5. si passa, quindi, al lato del fluido tecnologico calcolando l'entalpia come prodotto tra il calore specifico e la temperatura del fluido, sia per la portata (punto 8, schema) sia per la mandata (punto 7)
6. si continua calcolando la portata di acqua, che rimane costante sia in portata sia in mandata:

$$\dot{m} = \frac{Q_{assorbita}}{(h_{out} - h_{in})}$$

7. quindi, si valuta la potenza termica dei due singoli flussi:

$$Q = \dot{m} \cdot (h_{out} - h_{in})$$

8. infine, ci si concentra sullo scambiatore calcolando la variazione termica logaritmica media, e arrivando a valutare l'area di scambio attraverso la formula:

$$S = \frac{Q}{K \cdot \Delta T_{ml}}$$

Il valore dell'area sarà quello necessario per permettere di scegliere il componente migliore da inserire nell'impianto

3.3.3 Il dimensionamento delle pompe

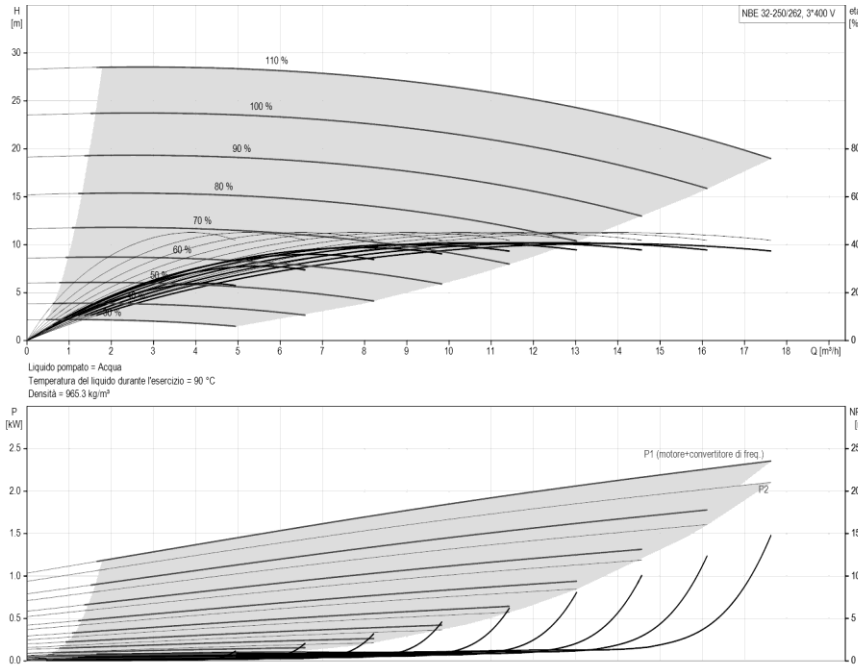
Il dimensionamento delle pompe ha la finalità di valutare quale sia la miglior macchina da montare all'interno di un impianto, conoscendo le caratteristiche del componente commerciale e quelle dell'impianto stesso. In particolare, in un sistema di distribuzione è necessario conoscere la pressione e la portata con le quali si vuole arrivare alle utenze per il loro corretto funzionamento.

La scelta di una pompa parte dalla definizione di alcuni aspetti, che rappresentano le condizioni al contorno dell'impianto in cui verrà installata. Tra questi:

- la fonte idrica, cioè da dove si preleva il fluido e che tipologia di liquido si lavora (potabile o non potabile, chiara o scura, ecc.). In particolare, l'impianto *NOVA* sfrutta acqua tecnologica proveniente dal sistema idrico o da un collettore dell'acqua di ritorno dalle utenze. Allora, il sistema lavora con acque chiare, che possono essere sia potabili sia non potabili
- la portata volumetrica Q , cioè la somma totale delle richieste delle utenze e delle perdite nei condotti. Ogni impianto ha le proprie utenze con la propria potenzialità e richiesta di portata; quindi, in base ai servizi presenti si può valutare la portata. Lo stesso vale per gli impianti di Cefla
- la prevalenza H definisce l'altezza a cui una pompa può sollevare un fluido. Anche in questo caso è necessario conoscere le utenze, e in particolare la loro disposizione rispetto la pompa, così da poter valutare il salto geodetico da recuperare con la macchina. Questo vale in generale per gli impianti e quindi anche per il *NOVA* di Cefla
- l'alimentazione della pompa può essere di diverso tipo. I sistemi di alimentazione più comuni sono quelli a corrente elettrica, utilizzati ovunque ci sia la possibilità di

collegarsi alla rete di distribuzione; o quelli con generatore di corrente, se ci si trova in aree remote e rurali non collegate con la rete, oppure nel caso di necessità di un backup. Per ogni impianto si valuta la migliore soluzione. L'impianto NOVA può sfruttare anche l'energia elettrica direttamente prodotta

Definiti questi elementi, è possibile scegliere dai cataloghi dei fornitori la macchina migliore



aiutandosi con le curve caratteristiche delle pompe.

Queste curve sono diagrammi cartesiani prevalenza-portata $H - Q$, in cui viene rappresentata la curva di funzionamento sperimentale della macchina a una data velocità di rotazione della girante. Il grafico mostra a quale prevalenza si può

Figura 3.14 Curve caratteristiche H-Q di una pompa

arrivare con una data portata e il campo di applicazione. Quindi, conoscendo la curva di funzionamento dell'impianto e incrociandola con quella della pompa, si può valutare che il punto di funzionamento sia quello voluto.

Perciò, dimensionare una pompa non

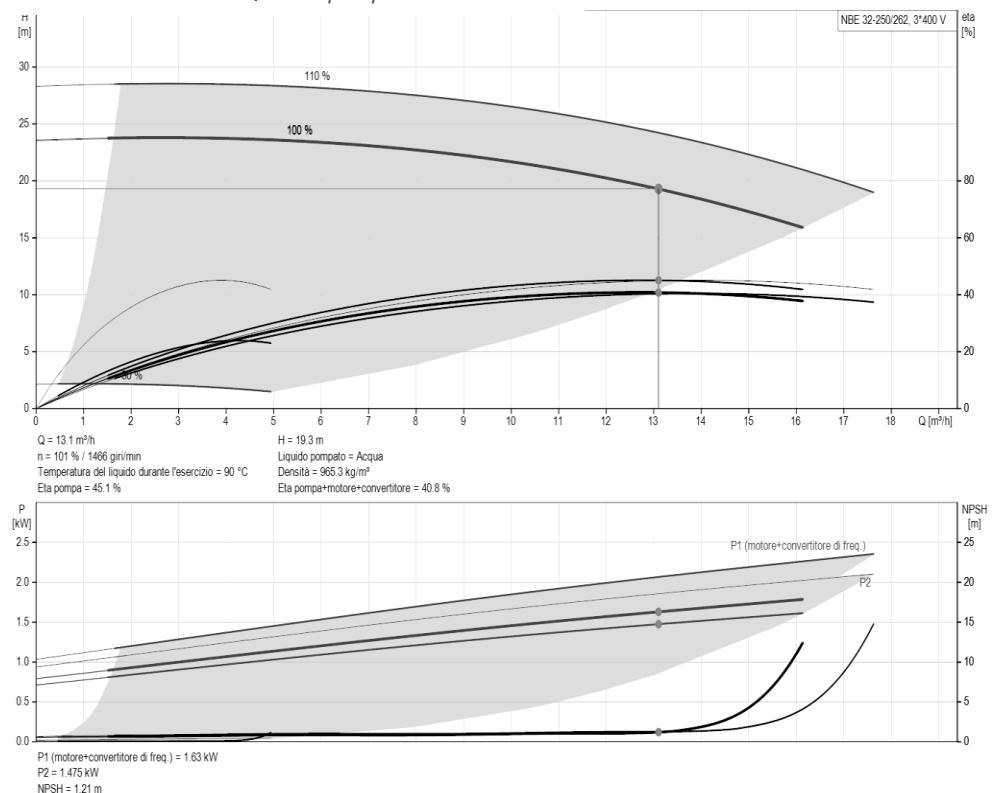


Figura 3.15 Curva caratteristica H-Q di una pompa con punto di funzionamento evidenziato

richiede molti calcoli, ma necessita di definire il funzionamento dell'impianto e le caratteristiche sopracitate.

Nel caso in cui una pompa sia dimensionata scorrettamente, le conseguenze sono diverse in base al fatto che sia sovra o sottodimensionata, ma in generale c'è un peggioramento del funzionamento.

Nel caso di sottodimensionamento, si manifestano i seguenti problemi:

- variazioni delle prestazioni rispetto le curve caratteristiche della pompa scelta
- erogazione di una pressione inadeguata
- erogazione di una portata insufficiente
- possibilità di aumento del rischio di cavitazione
- possibilità di guasti prematuri

Invece, nel caso di sovradimensionamento:

- richiesta maggiore di energia
- aumento della rumorosità
- aumento della velocità di rotazione della girante non prevista
- possibilità di guasti prematuri

Quindi, un corretto dimensionamento di questo componente è fondamentale per il buon funzionamento di tutto il sistema.

3.3.4 Il dimensionamento delle tubazioni

I condotti e le tubazioni sono elementi d'impianto che devono sempre essere scelti e dimensionati. Infatti, sebbene esistano materiali e grandezze standard in commercio, questi devono essere scelti in base a differenti aspetti tecno-fisici, tutti volti a permettere il corretto funzionamento dell'impianto, sia per quanto riguarda la resistenza a determinati agenti chimico-fisici, sia per avere la giusta portata e pressione richieste dalle utenze.

I criteri iniziali di scelta delle tubazioni dipendono da diversi fattori:

- il materiale della condotta

La scelta del giusto materiale dipende dall'applicazione ed è influenzato da:

- la natura del fluido che scorre al suo interno. Infatti, esistono tubazioni composte da materiale più o meno impermeabili e che permettono il trasporto di fluidi acidi, basici, corrosivi, ecc.

- le caratteristiche dell'ambiente in cui si pone la tubazione. Difatti esistono ambienti più o meno aggressivi a livello chimico e che generano più o meno sollecitazioni a livello fisico. In generale, una tubazione può trovarsi montata all'aperto, al chiuso, sotto il terreno o anche immersa in liquidi differenti
- la pressione e la velocità del fluido che fluisce

Quindi, in base all'applicazione da svolgere e la locazione della tubazione, si definisce il giusto materiale.

Nei casi in cui un singolo materiale non permette di provvedere a tutte le caratteristiche richieste, è possibile sfruttare condotti opportunamente trattati o composti da più layer di materiali diversi.

I materiali più utilizzati sono quelli metallici, come la ghisa e l'acciaio, e quelli polimerici, tra cui PVC, PE, PP e vetroresina. In particolare:

LA GHISA, viene utilizzata per le condotte dell'approvvigionamento idrico, dato che è un materiale solido e non si corrode. Tuttavia, è fragile agli urti e molto costosa

L'ACCIAIO, viene sfruttato per le condutture dell'aria o, se trattato (come l'acciaio inox), per il trasporto di materiali corrosivi. È un materiale economico, dalla grande resistenza e tenacità. Inoltre, è facilmente adattabile ai percorsi che deve seguire

IL PVC – POLIVINILCLORURO, è un materiale polimerico rigido, economico e leggero, ma non sopporta alte pressioni e temperature elevate (massimo 70°C). I suoi utilizzi sono per lo più legati alla distribuzione dell'acqua a bassa pressione, come nei casi di scarichi pluviali

IL PE – POLIETILENE, è un materiale polimerico non rigido e impermeabile sia ai liquidi sia ai gas. Inoltre, viene commercializzato nelle forme LDPE – Low Density Polyethylene e HDPE – High Density Polyethylene. All'aumentare della densità, si riducono le ramificazioni libere della struttura, aumentando la compattezza macromolecolare che porta a sua volta a un aumento della impermeabilità e della rigidità del prodotto. Viene utilizzato per le tubazioni di liquidi e gas

IL PP – POLIPROPILENE, anche questo è un materiale plastico impermeabile e resistente a materiali corrosivi. Viene usato in molteplici applicazioni, ma nel mondo impiantistico, viene usato per la realizzazione di tubazioni rinforzate con un'anima metallica

LA VETRORESINA, è un polimero composto da fibra di vetro, che funge da matrice, legata attraverso una resina epossidica o un poliestere, che fungono da leganti. È un materiale

leggero, che può essere modellato in stampi più o meno complessi e viene usato in impiantistica per realizzare tubazioni con diametri molto grandi

- la pressione del fluido

Le tubazioni, in base al loro materiale e alle caratteristiche del fluido, permettono di resistere a gradi differenti di pressione. Normalmente, ogni tubazione viene venduta con l'indicazione del valore della pressione nominale – PN, che definisce la massima pressione (in bar) raggiungibile. Questo è vero se il fluido si trova in condizioni normali⁶, mentre nel caso di:

- un fluido con temperatura maggiore di 120°C e non aggressivo o di un fluido aggressivo, ma con temperatura inferiore ai 120°C, si deve considerare che la tubazione resiste solo all'80% della pressione nominale definita
- un fluido con temperatura superiore ai 120°C ed aggressivo, si deve considerare una pressione massima pari al 65% della pressione nominale definita dal costruttore della tubazione

- il diametro del condotto

Anche per quanto riguarda il diametro delle tubazioni esiste un sistema codificato che permette di individuare facilmente la dimensione delle tubazioni. In particolare, il valore usato è il diametro nominale – DN, che tende:

- al diametro interno per condotti metallici
- al diametro esterno per tubature plastiche

Non c'è una diretta corrispondenza tra il valore del DN e la misura del diametro in millimetri.

È importante sottolineare come alla variazione del diametro dei tubi corrisponde una variazione della velocità del flusso e dei costi totali. Riguardo quest'ultimo elemento è necessario spiegare effettivamente come varia questa voce, poiché composta dalla somma dei costi fissi e dei costi variabili. I primi dipendono dal materiale e sono direttamente proporzionali con l'aumento della grandezza del diametro e della lunghezza della tubazione. Invece, i secondi sono legati alla necessità di energia per far fluire il flusso nel condotto e questo dato è direttamente collegato alle perdite del sistema. A differenza dei primi, i costi variabili sono inversamente proporzionali, con un andamento di ordine superiore al primo rispetto al DN, poiché all'aumentare di questo valore si riducono le perdite. Infatti, una

⁶ Con condizioni normali si intende un fluido non aggressivo e con una temperatura inferiore ai 120°C

sezione maggiore di passaggio riduce l'influenza delle turbolenze che si generano sulle pareti e permette un fluire senza eccessive perdite di carico.

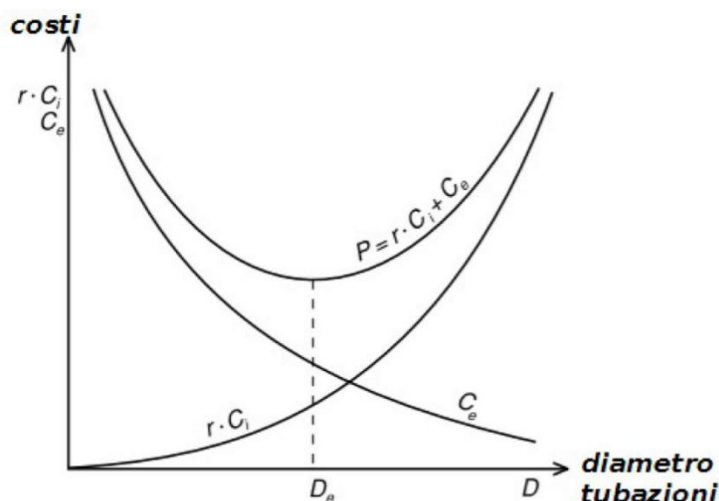


Figura 3.16 Andamento dei costi totali in funzione del DN

La scelta del giusto diametro di tubazione parte dalla conoscenza della portata e della pressione necessaria per ogni utenza. Quindi, si devono valutare le perdite che si generano nel condotto per conoscere di quanto aumentare la pressione del fluido all'entrata del sistema di piping. Per maggior precisione, le perdite sono di due tipi:

LE PERDITE DISTRIBUITE

Queste perdite di energia dipendono dall'attrito presente tra il flusso e il condotto e quello tra le particelle del fluido stesso. Quindi, maggiore è la finitura del canale interno e minore è la lunghezza del condotto, minori saranno le perdite distribuite. Allora si preferiscono, a parità di lunghezza, materiali plastici rispetto a quelli metallici in uno stato grezzo. Se, invece, le tubazioni di metallo sono lavorate con un buon grado di finitura, i due materiali possono essere anche paragonabili.

Queste perdite possono essere stimate attraverso la formula di Darcy-Weisbach:

$$h_d = f \cdot \frac{L}{d} \cdot \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

con:

h_d , perdite di carico distribuite [m]

f , fattore d'attrito [adm]⁷

L , lunghezza del tubo [m]

d , diametro interno del tubo [m]

v , velocità media del fluido [$\frac{m}{s}$]

g , accelerazione di gravità [$\frac{m}{s^2}$]

Dalla formula precedente è possibile stimare la perdita di pressione che si genera all'interno del condotto. Infatti, moltiplicando ambo i membri per il prodotto tra la densità ρ e l'accelerazione di gravità g , si ricava:

$$\rho g h_d = \rho g \cdot f \cdot \frac{L}{d} \cdot \left(\frac{v^2}{2g}\right)$$

$$\Delta p_d = \rho \cdot f \cdot \frac{L}{d} \cdot \left(\frac{v^2}{2}\right)$$

con:

Δp_d , perdite distribuite [Pa]

ρ , densità del fluido [$\frac{kg}{m^3}$]

Dalla formula $\Delta p_d = \rho \cdot f \cdot \frac{L}{d} \cdot \left(\frac{v^2}{2}\right)$ si capisce che:

- all'aumentare della lunghezza, aumentano le perdite
- all'aumentare del diametro della tubazione, diminuiscono le perdite
- all'aumentare della velocità, aumentano le perdite poiché aumenta la turbolenza

⁷ Il coefficiente di attrito f dipende dal regime di flusso e dalla rugosità della tubazione:

- Flusso laminare ($Re < 2000$)

$$f = \frac{64}{Re}$$

- Flusso turbolento ($Re > 4000$)

si usa il diagramma di Moody o l'equazione di Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

Dove ε è la rugosità assoluta della tubazione

Il valore del fattore d'attrito f , in caso di moto turbolento, può essere calcolato iterativamente oppure sfruttando il diagramma di Moody. Questo è uno strumento grafico bilogarithmico che permette di ricavare il fattore d'attrito conoscendo il numero di Reynolds al variare della rugosità.

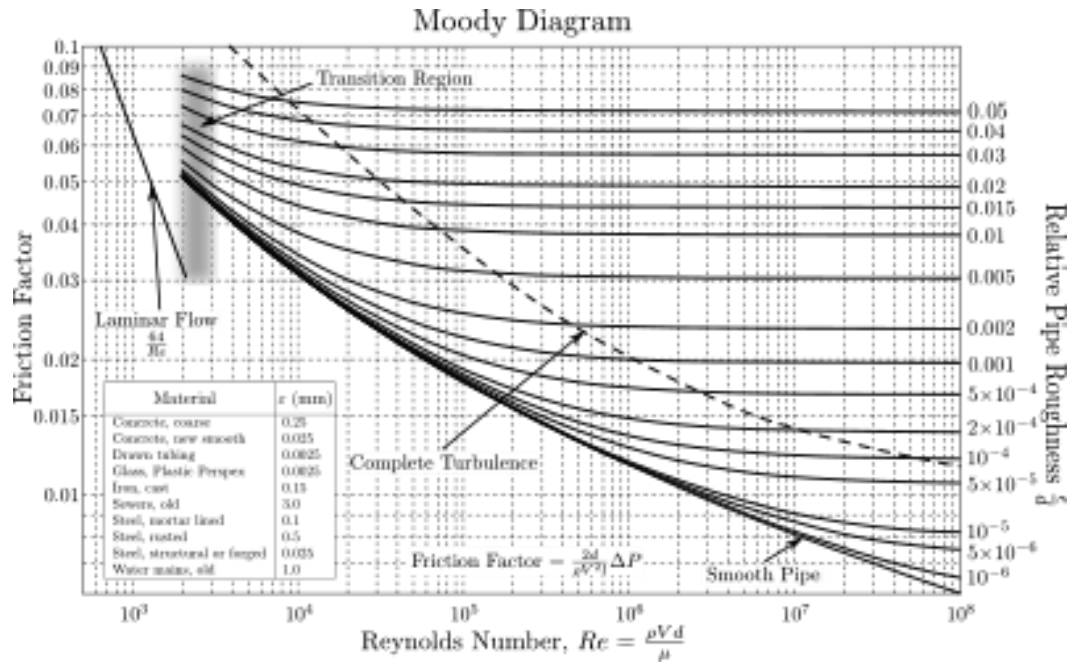


Figura 3.17 Diagramma di Moody

Le perdite distribuite possono essere anche stimate con dei grafici specifici, in cui in base alla velocità del flusso, alla portata e al diametro del condotto si trova il valore richiesto.

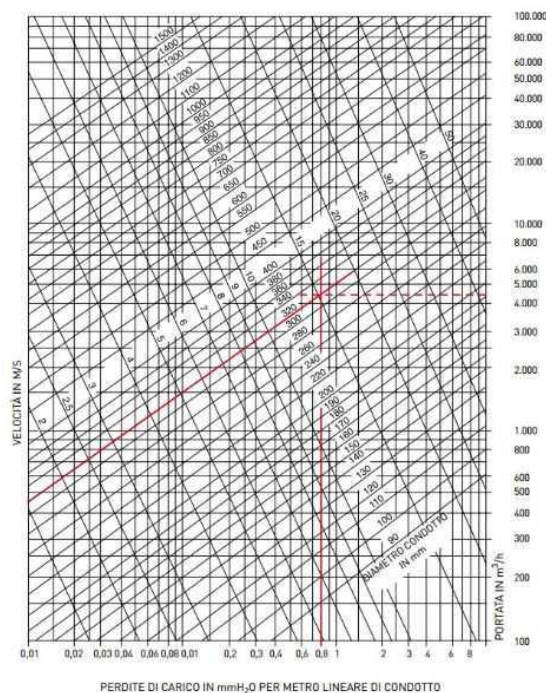


Figura 3.18 Normogramma

LE PERDITE CONCENTRARE

Queste perdite sono dovute a bruschi cambiamenti del condotto, come restringimenti, presenza di valvole o di altri elementi sulla linea del condotto; e si possono calcolare sfruttando la formula di Darcy-Weisbach, il cui sviluppo è riportato di seguito, oppure con le lunghezze equivalenti, ricavate da apposite tabelle.

La formula puntuale per il calcolo è:

$$h_c = \xi \cdot \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

con:

h_c , perdite di carico concentrate [m]

ξ , coefficiente di perdita locale, dipende dal tipo di componente (valvola, curva, restringimento, ecc.) [adm]

v , velocità media del fluido $\left[\frac{m}{s} \right]$

g , accelerazione di gravità $\left[\frac{m}{s^2} \right]$

Dalla formula precedente è possibile stimare la perdita di pressione che si genera nel passaggio del flusso attraverso i diversi componenti che variano la sezione del condotto. Infatti, moltiplicando ambo i membri per il prodotto tra la densità ρ e l'accelerazione di gravità g , si ricava:

$$\rho g h_c = \rho g \cdot \xi \cdot \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

$$\Delta p_c = \rho \cdot \xi \cdot \left(\frac{v^2}{2} \right)$$

con:

Δp_c , perdite concentrate [Pa]

ρ , densità del fluido $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$

Dalla formula $\Delta p_c = \rho \cdot \xi \cdot \left(\frac{v^2}{2}\right)$ si capisce che, a parità di variazione del condotto, all'aumentare della velocità si ha un aumento delle perdite concentrate.

Il coefficiente ξ di resistenza localizzata è definito dalle case costruttrici dei componenti in base alla geometria del pezzo stesso, come si può vedere dalla figura seguente:

Tipo di raccordi	Parametro	Coefficiente di resistenza ξ			Disegno Direz. flusso
Curve $\alpha = 90^\circ$	$R = 1,0 \times d_o$	0,51			
	$1,5 \times d_o$	0,41			
	$2,0 \times d_o$	0,34			
	$4,0 \times d_o$	0,23			
Curve $\alpha = 45^\circ$	$R = 1,0 \times d_o$	0,34			
	$1,5 \times d_o$	0,27			
	$2,0 \times d_o$	0,20			
	$4,0 \times d_o$	0,15			
Angoli (gomiti)*	$\alpha = 45^\circ$	0,30			
	30°	0,14			
	20°	0,05			
	15°	0,05			
	10°	0,04			
Raccordi a T (rami di tubo a 90° che fondono il flusso $V_x = V_o + V_z$)	$V_o/V_x = 0,0$	$\xi_o = -1,20$	$\xi_{oz} = 0,06$		
	0,2	-0,40	0,20		
	0,4	0,10	0,30		
	0,6	0,50	0,40		
	0,8	0,70	0,50		
	1,0	0,90	0,60		
Raccordi a T (rami di tubo a 90° che separano il flusso $V_x = V_o + V_z$)	$V_o/V_x = 0,0$	$\xi_o = 0,97$	$\xi_{oz} = 0,10$		
	0,2	0,90	-0,10		
	0,4	0,90	-0,05		
	0,6	0,97	0,10		
	0,8	1,10	0,20		
	1,0	1,30	0,35		
Riduttori, concentrici (espansione del tubo) ξ - valori per $\lambda_R = 0,025$	Angolo α	4...8°	16°	24°	
	$d_2/d_1 = 1,2$	0,10	0,15	0,20	
	1,4	0,20	0,30	0,50	
	1,6	0,50	0,80	1,50	
	1,8	1,20	1,80	3,00	
	2,0	1,90	3,10	5,30	
Riduttori, concentrici (costizione del tubo) ξ - valori per $\lambda_R = 0,025$	Angolo α	4°	8°	20°	
	$d_2/d_1 = 1,2$	0,046	0,023	0,010	
	1,4	0,067	0,033	0,013	
	1,6	0,076	0,038	0,015	
	1,8	0,031	0,041	0,016	
	2,0	0,034	0,042	0,017	

* Per i gomiti con $\alpha=90^\circ$ è consigliabile considerare un coefficiente di resistenza $\xi=0,60$

Figura 3.19 Coefficiente di perdita concentrata

La somma delle perdite distribuite e di quelle concentrate definisce la perdita totale di pressione:

$$\Delta p_{tot} = \frac{\rho v^2}{2} \cdot \left(f \cdot \frac{L}{d} + \Sigma \xi \right)$$

Definita la pressione iniziale, è bene controllare che tutti i rami secondari abbiano una pressione simile a quella dei condotti da cui si diramano, altrimenti potrebbero nascere degli squilibri più o meno intensi.

Concentrandosi sull'impianto *NOVA*, si nota che sono presenti diverse linee di tubazioni, alcune delle quali permettono il funzionamento delle celle di Bloom Energy®, e altre del sistema di recupero del calore. Dato che le prime sono dimensionate e progettate dalla casa californiana, è importante comprendere il dimensionamento delle seconde.

Le tubazioni che permettono il recupero termico si possono dividere in due macro-linee: quella del recupero dell'aria calda uscente dalle celle e quella dell'acqua tecnologica che serve le utenze. Entrambe le condotte sono realizzate con materiali metallici e vengono dimensionate come descritto sopra, quindi valutando le perdite di carico e una buona continuità del livello della pressione.

In particolare, la linea dei fumi viene dimensionata in modo da avere una velocità di $v = 7 \div 13 \frac{m}{s}$ ed è realizzata in lamiera secondo le specifiche tecniche raffigurate a disegno dato che i canali dei fumi non sono mai composti da tubazioni commerciali, ma variano da progetto a progetto.

Invece, le tubazioni dell'acqua tecnologica sono studiate per consentire una velocità $v = 1.5 \div 2.2 \frac{m}{s}$ e sono realizzate con componenti commerciali scelti da catalogo.⁸

3.4 Il dimensionamento numerico dei componenti dell'impianto NOVA 1000bio

Tutto il dimensionamento parte dalle informazioni che vengono fornite da Bloom Energy® riguardo le loro celle. Infatti, la casa americana rilascia vari documenti tecnici, tra cui uno che tratta le specifiche di design del sistema cogenerativo, chiamato "Bloom Energy CHP Design Specification".

In questo documento si trovano informazioni riguardanti:

- la descrizione del sistema
- le linee guida per il recupero di calore
- le previsioni di performance

L'ultimo punto di questo elenco contiene i dati fondamentali, come le taglie e le portate dei vari impianti in funzione del combustibile.

⁸ Le velocità scelte rappresentano dei valori di buon utilizzo normalmente utilizzati in ambito tecnico e in particolare all'interno dell'ufficio tecnico di Cefla

Considerando il dimensionamento del NOVA 1000bio, i dati di partenza sono quelli presenti nella figura seguente. Vengono anche riportati gli andamenti della temperatura e della portata di un impianto a biogas da 1MW di potenza elettrica e composto da moduli da 50kWe l'uno.

Table 16 – CHP Specifications, 1.0 MW Building Block, 50kW Power Modules, 50% CH₄ Biogas

Parameter	ISO Conditions (15C Ambient, 0m Elevation)			Design Maximum Conditions (40C Ambient, 200m Elevation)		
	Minimum	Maximum	Average	Minimum	Maximum	Average
BE Exhaust Temp (°C)	345	375	363	360	382	375
BE Exhaust Flow Rate (SLPM – 0°C)	57919	92284	80887	59990	95005	82654
BE Exhaust Flow Rate (kg/hr)	4461	7118	6237	4593	7282	6334
BE Exhaust Molar Fraction, N ₂	0.721	0.737	0.733	0.711	0.725	0.721
BE Exhaust Molar Fraction, O ₂	0.101	0.131	0.123	0.101	0.129	0.122
BE Exhaust Molar Fraction, CO ₂	0.054	0.075	0.060	0.053	0.073	0.058
BE Exhaust Molar Fraction, H ₂ O	0.069	0.094	0.076	0.084	0.107	0.091
BE Exhaust Molar Fraction, Ar	0.008	0.009	0.009	0.008	0.009	0.009

Figura 3.20 Dati per impianto NOVA 1000bio

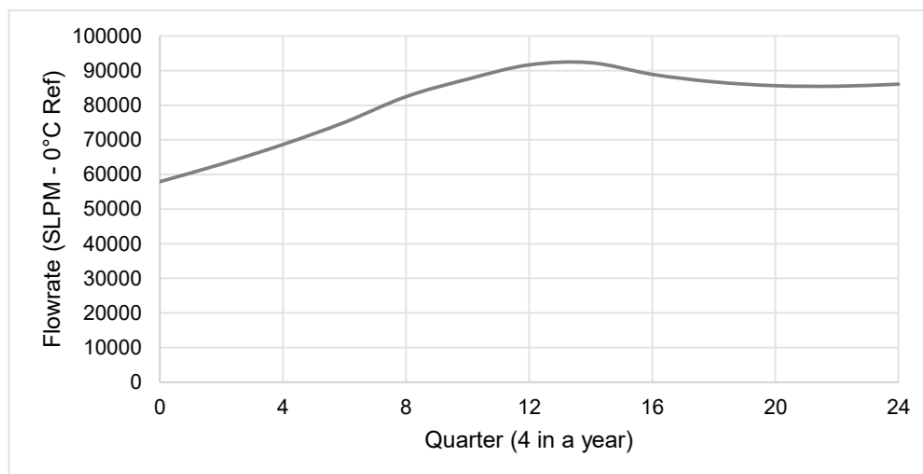


Figura 3.21 Andamento della portata dei fumi dell'impianto NOVA 1000bio

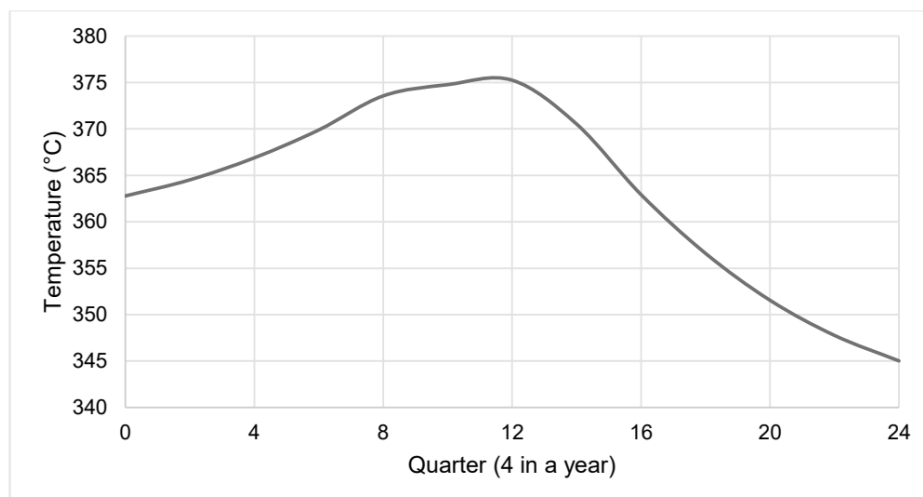


Figura 3.22 Andamento della temperatura dei fumi di NOVA 1000bio

Avendo questi dati è possibile dimensionare i componenti.

SCAMBIATORE DI CALORE

Il dimensionamento dello scambiatore consiste nel giusto dimensionamento dell'area di scambio. Dalla tabella di Bloom Energy® si possono ricavare i dati relativi alla portata di fumi, nelle condizioni ambiente di 15° e ad un'altezza di 0 m slm, per un impianto di 1MW di potenza con moduli da 50kWe, corrispondete al NOVA 1000bio.

PORTATA MEDIA	PORTATA MINIMA	PORTATA MASSIMA
80887 SLPM 0°C	57919 SLPM 0°C	92284 SLPM 0°C

Tabella 3.6 Tabella delle portate in SLPM per NOVA1000bio

Convertendo i dati:

	PORTATA MEDIA	PORTATA MINIMA	PORTATA MASSIMA
SLPM 0°C	80887	57919	92284
$\left[\frac{Nm^3}{h}\right] = \left[\frac{SLMP \cdot 60}{1000}\right]$	4853,2	3475,1	5537
$\left[\frac{kg}{h}\right] = \left[\frac{Nm^3}{h}\right] \cdot \left[\frac{kg}{m^3}\right]$	6.235,9	4.465,2	7.114,6

Tabella 3.7 Tabella di conversione delle portate da SLPM in Nm³/h e kg/m³

Calcolate le portate in $\left[\frac{kg}{h}\right]$ e supposto che non vi sia alcuna perdita né di temperatura né di portata, in modo tale da semplificare i calcoli, è possibile definire il procedimento per calcolare la giusta area di scambio:

- Si parte considerando l'effetto dei fumi all'interno dello scambiatore, dato che se ne conosce la portata e la temperatura. È, quindi, possibile calcolare l'entalpia del flusso poiché le trasformazioni avvengono a pressione costante e senza variazione di fase. Quindi:

$$\Delta H = m \cdot c_p \cdot \Delta T$$

- Si ipotizza la temperatura di uscita dei fumi, pari a 90°C
- Si calcola la potenza termica trasmessa come differenza tra la potenza termica dei fumi in ingresso e quella in uscita:

$$Q = \dot{m} \cdot (h_{out} - h_{in}) = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in})$$

- A questo punto, si considera la parte dell'acqua tecnologica, cercando di ricavare la portata di acqua, partendo dalla potenza termica scambiata, le temperature dell'acqua in ingresso e in uscita e il calore specifico e sfruttando le formule inverse a prima:

$$\dot{m} = \frac{Q_{assorbita}}{(h_{out} - h_{in})}$$

- a questo punto si calcolano le variazioni di temperatura lato ingresso e lato uscita dello scambiatore e il valore della differenza di temperatura logaritmica
- infine, avendo questi dati si può valutare l'area di scambio necessaria, dopo aver definito il coefficiente di scambio termico:

$$S = \frac{Q}{K \cdot \Delta T_{ml}}$$

I valori numerici di tutti questi calcoli sono raggruppati nella seguente tabella Excel:

DATI E CONDIZIONI DEL SITO		Average	Start	Max Year 2
1	Temperatura ambiente	°C	15	15
PROVENIENZA ARIA CALDA				
2				
3	Fumi in arrivo - portata	kg/h	6235,93	4465,23
	temperatura	°C	363	345
	entalpia	kJ/kg	372,3	353,8
	potenza termica	kW	645	439
4	Perdite in bypass (o ad altri utilizz.)	%	0,0	0,0
	portata	kg/h	0	0
	temperatura	°C	363,0	345,0
	potenza termica	kW	0	0
5	Perdite nei canali - temperatura	°C	0,0	0,0
	potenza termica	kW	0	0
SCAMBIATORE				
6	Perdite termiche nello scambiatore	%	0,0	0,0
	potenza termica	kW	0	0
	ΔT lato ingresso fumi	°C	278,0	260,0
	ΔT lato uscita fumi	°C	20,0	20,0
	ΔTML	°C	98,0	93,6
Lato fluido da riscaldare				
7	Tipo di fluido (digit.iniziale)	Water-Aria-Olio	W	W
8	Alimentazione - portata	kg/h	27.699	18.523
	temperatura	°C	70,00	70,00
	entalpia	kJ/kg	293,1	293,1
	potenza termica	kW	2.255	1.508
9	Mandata - portata	kg/h	27.699	18.523
	temperatura	°C	85,00	85,00
	entalpia	kJ/kg	356,0	356,0
	potenza termica	kW	2.739	1.832
10	Potenza termica assorbita totale	kW	484	324
Lato aria calda				
11	Ingresso aria calda - portata	kg/h	6.236	4.465
	temperatura	°C	363	345

	entalpia	kJ/kg	372,3	353,8	384,6
	potenza termica	kW	645	439	760
12	Uscita aria calda - portata	kg/h	6.236	4.465	7.115
	temperatura	°C	90,0	90,0	90,0
	entalpia	kJ/kg	93,0	93,0	93,0
	potenza termica	kW	161	115	184
13	Potenza totale scambiata	kW	484	324	576

Tabella 3.8 Foglio Excel di calcolo per il dimensionamento dello scambiatore di calore

CANALI DEI FUMI

Il dimensionamento dei canali di raccolta dei fumi, nella fase di standardizzazione, consiste nella scelta del giusto diametro affinché la velocità del flusso sia compresa nell'intervallo $v = 7 \div 13 \frac{m}{s}$. La scelta del diametro del canale comprende anche la valutazione delle perdite totali di pressione nel sistema e il verificare che la variazione di pressione nei rami secondari sia minore rispetto a quelli principali, avendo però un valore appartenente allo stesso ordine di grandezza, così da essere confrontabile e non generare variazioni di pressione eccessive tra i vari rami.

Le perdite di pressione devono sempre essere sufficientemente minori alla pressione presente nel sistema per garantire il flusso. In particolare, la pressione degli impianti NOVA è quella ambiente, corrispondente a 1 atm.⁹

Per poter eseguire quanto descritto nelle righe precedenti si parte dai dati ricavabili dal progetto e dalle tabelle di Bloom Energy®. Quest'ultimi valori devono essere preventivamente convertiti, come già descritto nel paragrafo precedente. Quindi, in definitiva, i dati di partenza sono:

- Il P&I del sistema per conoscere la disposizione e il funzionamento degli elementi
- I disegni costruttivi per conoscere le quote e il posizionamento dei componenti

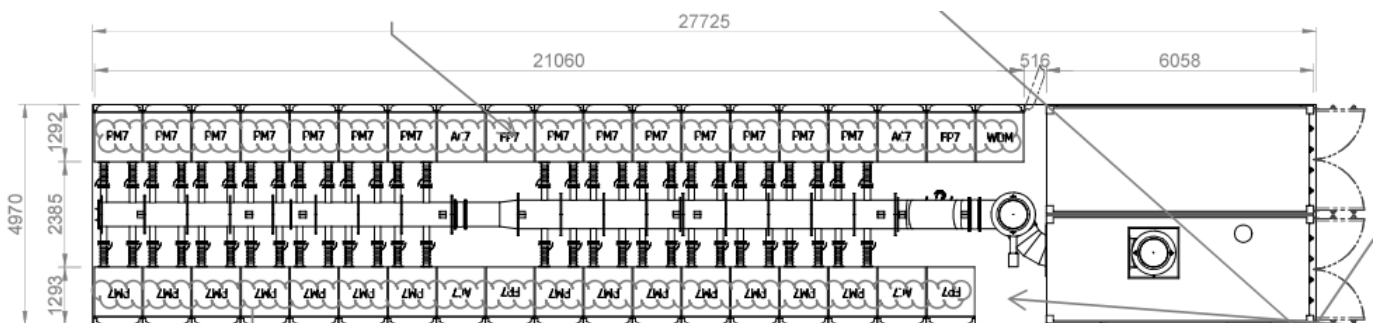


Figura 3.23 Disegno costruttivo con quote NOVA1000bio

- Le portate dei fumi provenienti da ogni singola cella e totali

⁹ 1 atm equivale a 1,01325 bar o a 101325 Pa

- Le temperature di esercizio
- Le caratteristiche principali dei fluidi in esame, cioè i fumi

Da questi dati si deve quindi seguire il seguente procedimento per il dimensionamento e la verifica:

- Si calcola la densità del fluido in base alla temperatura di esercizio:

$$\rho = \frac{\rho_{aria_norm} \cdot T_{norm} \cdot (p_{norm} + p_{esercizio})}{(T_{norm} + T_{esercizio}) \cdot (p_{norm})} \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

con:

$\rho_{aria_norm} = 1,29$. La densità dell'aria in condizioni normali^{10 11}

$T_{norm} = 273,5 K$. La temperatura in condizioni normali

$p_{norm} = 1 atm \simeq 1 bar$. La pressione in condizioni normali

$T_{esercizio} = 375^\circ C$. La temperatura del fluido in esercizio

$p_{esercizio} = 1 bar = 0 barG$ ¹². La pressione in esercizio

- Si calcola la portata d'aria effettiva in volume:

$$Q = \text{portata volumetrica effettiva} = \frac{\text{portata massica}}{\text{densità}} \rightarrow \left[\frac{m^3}{h} \right] = \left[\frac{kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{m^3}{kg} \right]$$

- Si convertono le portate orarie in massa e in volume in portate al secondo, andando a dividere per 3600 i valori ricavati nei calcoli precedenti e nei calcoli dello scambiatore
- Si sceglie arbitrariamente un diametro del tubo e sfruttando le tabelle dei fornitori si definisce anche lo spessore e quindi si calcola il diametro interno del condotto

$$D_i = D_e - 2s$$

con:

D_i , diametro interno [mm]

D_e , diametro esterno [mm]

s , spessore [mm]

- Si definisce la viscosità dinamica dei fumi sfruttando i valori presenti in letteratura.
Per l'impianto NOVA si sceglie $\varepsilon = 3,5 \cdot 10^{-5} [Pa \cdot s]$

¹⁰ Le condizioni normali o NTP (Normal Temperature and Pressure) sono condizioni stazionarie di pressione e temperatura che corrispondono a 1 bar e 273,15K (0°C). Tali condizioni vengono usate in ambito fisico-chimico.

Le condizioni standard o STP (Standard Temperature and Pressure) sono condizioni stazionarie di pressione e temperatura, che corrispondono a 1 bar e 293,15K (25°C). Tali condizioni vengono usate in ambito fisico-chimico.

¹¹ I fumi sono paragonabili all'aria per un calcolo di prima approssimazione

¹² La pressione relativa (dall'inglese bar gauge) è la pressione del fluido diminuita del valore della pressione atmosferica

- Si calcola la velocità del fluido e la si confronta con l'intervallo $v = 7 \div 13 \frac{m}{s}$.

In particolare:

$$v = \frac{\text{portata volumetrica effettiva}}{\text{area di passaggio}} = \frac{Q}{\frac{\pi D_i^2}{4}} \left[\frac{m}{s} \right]$$

con:

$$Q, \text{ portata volumetrica } \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

- Si calcola il numero di Reynolds per il caso in esame

$$Re = \frac{D_i v \rho}{\varepsilon}$$

- Si calcola il coefficiente d'attrito f ricordandosi che questo coefficiente dipende dal regime di flusso e dalla rugosità della tubazione. Infatti, per il flusso:

- Laminare ($Re < 2000$)

$$f = \frac{64}{Re}$$

- Turbolento ($Re > 4000$)

si usa l'equazione di Colebrook-White $\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$.

Tuttavia, questa equazione è implicita, poiché f compare sia dentro che fuori il logaritmo; perciò, non esiste una soluzione algebrica esatta, ma è possibile ricavare una formula esplicita approssimata. Si possono seguire due diverse metodologie:

1. Approssimazione di Swamee-Jain

Questa prima metodologia definisce un'ottima stima del valore del coefficiente d'attrito f dato che presenta un errore minore dell'1,5% per $[5 \cdot 10^3 < Re < 10^8]$ e rugosità qualsiasi. Il coefficiente d'attrito è definito come segue:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2}$$

2. Approssimazione di Serghides

Questa seconda metodologia è ancora più accurata, senza necessità di iterazioni. Richiede il calcolo di due parametri per definire f :

$$A = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{12}{Re} \right)$$

$$B = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{ReA} \right)$$

$$f = \frac{1}{[A - (B - A)^2]^2}$$

Per semplicità di calcoli, si sceglie di considerare il primo metodo.

- Si calcolano le perdite distribuite, conoscendo la lunghezza della tubazione

$$\Delta p_d = \rho \cdot f \cdot \frac{L}{D} \cdot \left(\frac{v^2}{2} \right)$$

- Si calcolano le perdite concentrate per ogni elemento presente nel tratto

$$\Delta p_c = \rho \cdot \xi \cdot \left(\frac{v^2}{2} \right)$$

- Si sommano le perdite concentrate e distribuite per calcolare le perdite totali

$$\Delta p_{tot} = \frac{\rho v^2}{2} \cdot \left(f \cdot \frac{L}{d} + \Sigma \xi \right)$$

- Si confrontano le perdite totali con la pressione presente nel sistema, ponendo attenzione che tra le prime e le seconde ci siano almeno due ordini di grandezza di differenza per permettere il flusso del fluido

Nell'impianto NOVA1000 bio sono presenti tre blocchi di tubazioni:

- I raccordi dalle celle al canale principale con DN125
- Una prima parte del canale principale di dimensione DN550
- Una seconda parte del canale principale di dimensione DN650

Quindi, sviluppando i calcoli soprariportati per ogni tratto, si ricavano i seguenti risultati:

	Unità di misura	DN125	DN550	DN650
Portata d'aria \dot{M}_h	$\left[\frac{kg}{h} \right]$	254.10	3557.30	7114.60
Portata d'aria \dot{V}_h	$\left[\frac{Nm^3}{h} \right]$	196.98	2757.60	5515.19
Pressione esercizio p	[barG]	0	0	0
Temperatura esercizio T	[°C]	375	375	375
Densità ρ	$\left[\frac{kg}{m^3} \right]$	0.54	0.54	0.54

Portata d'aria effettiva Q_h	$\left[\frac{m^3}{h}\right]$	467.4	6543.42	13086.85
Portata in massa	$\left[\frac{kg}{s}\right]$	0.07	0.99	1.98
Portata in volume Q	$\left[\frac{m^3}{s}\right]$	0.13	1.82	3.64
DN tubazione	[mm]	125	550	650
Diametro esterno D_e e spessore s	[mm]	139.7 e 4	558.8 e 3	660 e 3
Diametro interno D_i	[mm]	132	553	654
Viscosità dinamica ε	[Pa · s]	3.5×10^{-5}	3.5×10^{-5}	3.5×10^{-5}
Velocità del fluido v	$\left[\frac{m}{s}\right]$	9.53	7.57	10.82
Confronto con velocità economica	Tutte le velocità sono comprese nell'intervallo economico e presentano valori simili tra loro. Questo permette di confermare la scelta dei diametri			
Numero di Reynolds	[Re]	19496.58	65026.75	109929.01
Lunghezza tubazione	[mm]	2000	15000	20000
Coefficiente d'attrito f	[adm]	0.03	0.02	0.02
Perdite distribuite	[Pa]	9.98	8.41	17.38
Coefficiente perdite concentrate	[adm]	$\xi_{butterfly} = 0.347$ $\xi_{exit_abrupt} = 0.87$	$\xi_{exit_abrupt} = 0.7569$	$\xi_{allarg} = 0.6658$ $\xi_{butterfly} = 0.35$ $\xi_{curve}(2) = 0.24$ $\xi_{exit_abrupt} = 0.7569$
Perdite concentrate	[Pa]	30.05	18.69	55.55
Perdite totali	[Pa]	40.04	27.10	72.93
Confronto con pressione sistema	Le pressioni sono definite in Pascal che equivale a 10^{-5} bar. Perciò le perdite totali sono molto minori del valore presente nella tubazione che è pari a una atmosfera (approssimabile a un bar). Inoltre, sono variazioni di pressioni nello stesso ordine di grandezza. Queste osservazioni permettono di confermare la scelta delle tubazioni			

Tabella 3.9 Tabella calcoli perdite NOVA1000bio

TUBAZIONI DELL'ACQUA TECNOLOGICA

A differenza dei canali dei fumi, quelli dell'acqua non sono definiti già a priori nella standardizzazione dell'impianto. Infatti, il loro progetto dipende dal luogo in cui viene installato l'impianto rispetto al punto in cui viene effettivamente utilizzato il fluido tecnologico riscaldato. Quindi, solamente durante la realizzazione del progetto esecutivo è possibile ricavare i dati necessari per poter calcolare tutte le perdite concentrate e distribuite. Quindi, si sceglie a priori di utilizzare una pompa per vincere tutte le perdite e permettere al fluido di raggiungere tutte le utenze.

L'unica attenzione da avere durante il dimensionamento in fase di standardizzazione è quella di scegliere un diametro nominale sufficiente a garantire un flusso continuo senza nascite di sovrappressioni o riduzione eccessiva della velocità del liquido all'interno del sistema. In particolare, è bene che il fluido possa scorrere con una velocità economica standard.¹³

In funzione della grandezza del condotto scelto, si definiscono tutti gli altri elementi presenti sui rami dell'acqua tecnologica. Difatti, questi elementi devono avere la giusta dimensione per poter essere connessi con le tubazioni, cioè, devono avere lo stesso diametro nominale DN.

Inoltre, è bene coibentare anche queste tubazioni, per evitare eccessive dispersioni di calore all'esterno.

POMPA

Durante la standardizzazione anche la scelta della pompa si basa su ipotesi verosimili di funzionamento del sistema, dato che l'impianto non è ancora definito per quanto riguarda le utenze da collegare. Solamente durante il progetto esecutivo è possibile definire concretamente la pompa migliore da utilizzare.

In generale, la scelta sfrutta alcuni dati noti:

- il fluido processato è acqua chiara
- l'alimentazione sfrutta le utenze elettriche

e alcuni vengono stimati:

- la portata volumetrica
- la prevalenza necessaria

¹³ Una buona velocità economica per l'acqua industriale è compresa nell'intervallo 1-2.5 m/s

In particolare, nel caso di NOVA 1000bio, si ipotizza di avere necessità di una prevalenza di almeno 20/25 metri di altezza, così da essere sicuri di poter trasportare l'acqua calda dallo scambiatore al punto di funzionamento effettivo senza problemi.¹⁴ Mentre per quanto riguarda la portata, si ipotizza un valore che tenga conto di quanti litri d'acqua può avere in media un impianto di riscaldamento industriale. Perciò, prendendo in esame un impianto medio-grande, si suppone di avere bisogno di una portata maggiore a 10000 litri/ora, equivalenti a 10 metri cubi/ora. Questo dato è sovrabbondante per la tipologia d'impianto presa in esame. Infatti, la quota parte di calore che si riesce a recuperare non permette il riscaldamento di un intero impianto industriale.

Definite queste caratteristiche è possibile scegliere la macchina fluidodinamica migliore sfruttando i cataloghi dei fornitori. Specificatamente a questo impianto, si è scelta una pompa costruita e venduta da Grundfoss®, la cui scheda tecnica presenta i dati richiesti, come si può dedurre dalle seguenti immagini:

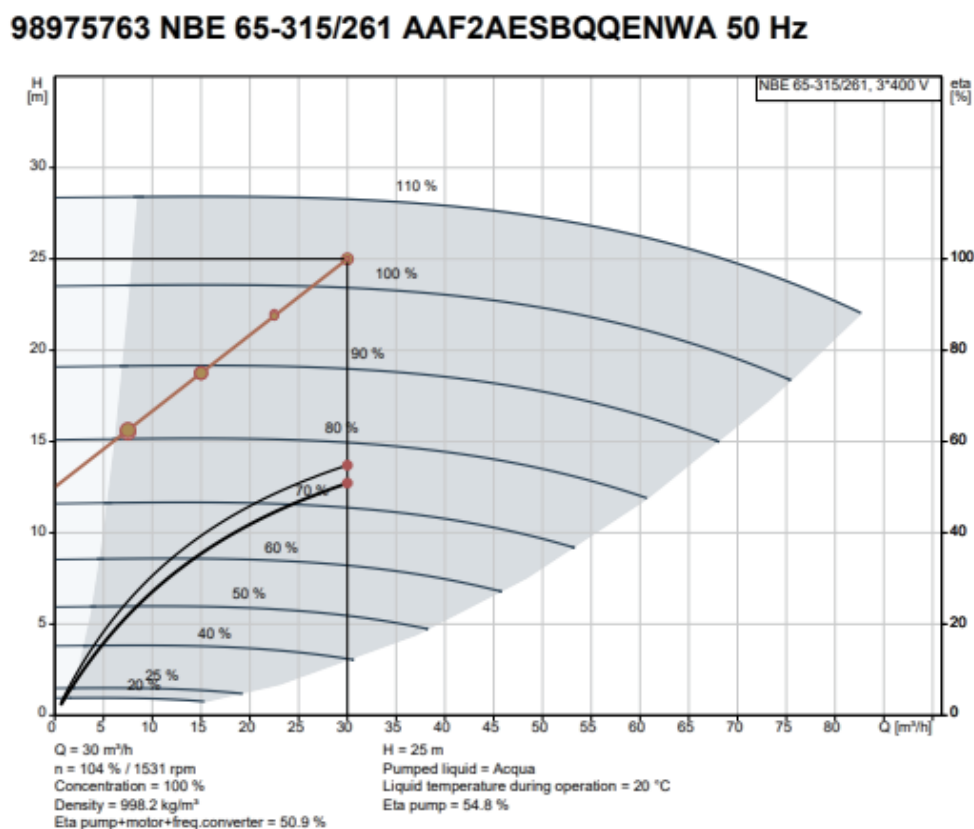


Figura 3.24 Curve caratteristiche pompa NOVA1000bio

¹⁴ La prevalenza indica l'altezza massima a cui un fluido può essere sollevato attraverso il lavoro della pompa. Un'altezza di 25 m equivale a sollevare il fluido a un sesto piano e quindi può essere considerata sufficientemente cautelativa per distribuire l'acqua calda alle utenze in un sistema industriale.

Description	Value
General information:	
Product name:	NBE 65-315/261 AAF2AESBQQENWA
Product No:	98975763
Based on:	98975763
EAN number:	5712604548905
Technical:	
Pump speed on which pump data are based:	1531 rpm
Actual calculated flow:	30 m ³ /h
Resulting head of the pump:	25 m
Actual impeller diameter:	261 mm
Nominal impeller diameter:	315
Shaft seal arrangement:	Single
Shaft diameter:	32 mm
Code for shaft seal:	BQQE
Curve tolerance:	ISO9906:2012 3B
Pump version:	A
Bearing design:	Standard

Figura 3.25 Datasheet pompa NOVA1000bio

VASO D'ESPANSIONE (24l)

Dato che le utenze collegate all'impianto non sono ancora definite in fase di progetto, è necessario fare delle assunzioni in base all'esperienza:

- gli impianti installati in Italia devono presentare una pressione di precarica P_1 di almeno 1,5 bar; perciò, si pone tale dato pari a 2 bar
- una buona valvola di sicurezza può funzionare bene con una pressione assoluta intorno ai 5,5 bar (P_2)
- il volume di un impianto medio di distribuzione di acqua può essere stimato intorno ai 300 litri ¹⁵

Quindi, ricavando dalle apposite tabelle i valori dei coefficienti di espansione in base alle temperature dell'acqua in ingresso e in uscita dallo scambiatore, si ricava:

$$V = \frac{V_0 \cdot (k_f - k_i)}{1 - \frac{P_1}{P_2}} = \frac{300 \cdot (0,321 - 0,228)}{1 - \frac{2}{5,5}} = 44 \text{ l}$$

¹⁵ La quantità di acqua è stimata supponendo di avere un riscaldamento simile a quello di un'abitazione civile di medie dimensioni. Infatti, questo sistema cogenerativo ha come scopo principale quello di produrre energia, e la quota parte di calore recuperata non è sufficiente per riscaldare autonomamente un intero impianto industriale, ma al più pochi locali, come nel caso di un'abitazione.

Volendo usare serbatoi da 24 l, se ne considerano 2 nell'impianto.

3.5 La scelta dei fornitori

La scelta dei prodotti è possibile solo e soltanto se a monte c'è stata quella dei fornitori, in modo da aver creato una lista di venditori possibili e fidati tra i tanti che occupano il mercato.

La scelta dei fornitori è un tema ampiamente trattato e studiato in letteratura e anche in ambito industriale. Infatti, per ogni azienda che produce prodotti è necessario avere fornitori che le permettano di continuare a produrre senza problemi e anche con un ottimo rapporto qualità – prezzo. Per poter valutare quale sia la scelta migliore tra una rosa di possibili fornitori si devono analizzare diversi aspetti tecnici, economici e geopolitici.

È importante sottolineare fin da subito che il mondo della BU Engineering di Cefla non lavora con le caratteristiche standard di un'azienda di prodotto, ma richiede l'intervento dei fornitori solo quando effettivamente serve per una commessa.

In quest'ottica la scelta dei fornitori si basa su:

- Tempo approvvigionamento necessario
Il tempo necessario per ricevere il materiale può essere tabulato e fare analisi sull'efficienza del fornitore in termini di consegne
- Vicinanza
Infatti, avere il fornitore a poca distanza dall'azienda permette di ridurre i costi di consegna e di avere un rapporto più diretto. Quest'ultimo punto, se sfruttato bene può far nascere relazioni professionali consolidate.
In particolare, Cefla si affida a molte realtà del territorio in cui risiede per usufruire dei vantaggi citati. Tuttavia, per certi componenti, come le valvole, si affida a multinazionali del calibro di KSB
- Affidabilità dei prodotti
Prodotti che non presentano spesso problemi e rotture disegnano un'immagine del fornitore positiva e l'azienda si fiderà maggiormente.
L'affidabilità diventa quindi un indice vero e proprio, che può essere studiato attraverso i dati che vengono raccolti

- Possibilità di ricambi

La sicurezza di avere reperibilità nei ricambi rappresenta un punto a favore del fornitore. Quindi la stabilità economica dell'azienda fornitrice e la loro professionalità nel post-vendita è un elemento di attenzione

- Scontistiche sulle quantità

In varie situazioni è possibile avere delle scontistiche sulle quantità che vengono comprate o su ordini importanti a livello economico. Quindi, se possibile, si cerca di realizzare ordini ampi per i fornitori e valutare le loro offerte, anche scontate

- Rapporto tecnico-commerciale

La possibilità di interfacciarsi con i tecnici e avere informazioni specifiche sui prodotti, oltre alla possibilità di interagire con chi si occupa delle vendite e quindi avere una figura reale con cui parlare, rappresenta un elemento importante. In particolare, Cefla richiede spesso l'intervento del fornitore per essere consigliata e guidata nella scelta del prodotto migliore per una data applicazione

Capitolo 4

CASO STUDIO: CONFRONTO SUI CONSUMI E LE EMISSIONI DI IMPIANTI COGENERATIVI BASATI SU CELLE A COMBUSTIBILE BLOOM ENERGY® FUNZIONANTI CON METANO, BIOGAS E IDROGENO

Dopo aver analizzato la tecnologia delle celle a combustibile, con particolare attenzione a quelle SOFC di Bloom Energy®, e aver ripercorso la progettazione dell'impianto NOVA di Cefla, è possibile confrontare il comportamento di impianti alimentati con combustibili differenti. Infatti, si ricorda che le fuel cells di Bloom Energy® possono funzionare, oltre che a idrogeno, anche con metano, biogas e biometano, da cui si estrae idrogeno attraverso reazioni di reforming.

Allora, quest'ultimo capitolo ha lo scopo di analizzare il funzionamento di impianti NOVA alimentati con diversi combustibili e studiare, nello specifico, i consumi e le emissioni di ognuno di questi. Infatti, il fine ultimo è quello di valutare quale tipologia d'impianto sia migliore a livello ambientale, senza dimenticarsi degli aspetti economici che rendono oggi l'impianto effettivamente commercializzabile, e di verificare i dati presenti in letteratura per questa tecnologia.

In particolare, delle varie tipologie di combustibile, si sono presi in esame il metano, il biogas e l'idrogeno. Infatti, i primi due combustibili sono quelli più facilmente reperibili e utilizzabili sul territorio italiano, mentre l'idrogeno rappresenta un punto verso cui tendere in futuro.

Più nello specifico, i protagonisti di questa indagine sono:

- *L'impianto NOVA a metano installato presso lo stabilimento Cefla di Imola*

Questo impianto produce una potenza elettrica nominale di 330 kW ed è composto da 7 unità PM – Power Modules da 55 kWe (6 principali + 1 di backup), unità di potenza che non viene più venduta dato che è assimilabile alla nuova 50 kWe.

L'impianto è stato installato per produrre parte dell'energia elettrica e termica necessaria al sistema produttivo e, aspetto più importante, per testare la tecnologia californiana, in modo da vendere ai clienti un sistema verificato e garantito direttamente dall'azienda.

In particolare, per questo impianto si hanno dati completi e per lo più corretti su un arco temporale che copre poco meno di un anno solare. Infatti, i dati sono stati ricavati dai gestionali dell'azienda di Imola senza bisogno di richiederli a terze parti.

- *Un impianto NOVA a biogas di Bloom Energy® la cui ubicazione non è stata definita*
 Questo impianto produce una potenza elettrica nominale di 300 kW ed è composto da 8 unità PM – Power Modules da 50 kW (6 principali + 2 di backup).
 L'impianto è di proprietà della Bloom Energy®, motivo per cui i dati che sono stati consegnati sono parziali o definiti solo come valori di confronto tra le tipologie di impianto. Gli unici aspetti certi di questo sistema cogenerativo sono l'alimentazione attraverso biogas, i consumi di combustibile per lo stesso periodo preso in esame per l'impianto di Cefla, e alcuni dati tecnologici e comparativi (ad esempio il potere calorifico inferiore del biogas espresso come valore medio di riferimento).
- *Un impianto fuel cell teorico a idrogeno*
 Parlando di celle a combustibile è necessario valutare anche quelle alimentate a idrogeno sotto un profilo sia ambientale sia economico. Dato che Cefla non ha a disposizione i dati di un impianto a idrogeno e che Bloom Energy® non li condivide per segreto industriale, è possibile studiare questo caso esclusivamente sfruttando i dati presenti in letteratura.

Individuati i protagonisti dello studio è possibile cominciare ad analizzare ogni aspetto ambientale ed economico delle diverse tipologie d'impianto. Per poterlo fare, di seguito, si analizzeranno:

- i dati sperimentali raccolti per l'impianto a metano in confronto all'impianto a biogas prima per quanto riguarda il consumo di combustibile e in seguito per quanto riguarda le emissioni
- i costi dei due impianti per quanto riguarda solo il combustibile e per l'intero impianto, quindi considerando anche le infrastrutture necessarie nei due casi
- i dati ambientali ed economici presenti in letteratura per confrontare anche l'idrogeno con gli impianti a metano e biogas

4.1 Confronto tra i consumi di combustibile degli impianti NOVA e NOVAbio

Ogni combustibile ha determinate proprietà e una di quelle fondamentali è il proprio potere calorifico. Questo parametro esprime quanta energia si libera durante la combustione da un'unità di massa o di volume del combustibile in esame. Normalmente, si sfrutta come unità di misura

$\left[\frac{\text{energia}}{\text{massa}}\right]$ nel caso di combustibili solidi e liquidi, mentre $\left[\frac{\text{energia}}{\text{volume}}\right]$ per combustibili gassosi. Inoltre, il potere calorifico, come già descritto nel paragrafo sul rendimento delle celle a combustibile, si suddivide in potere calorifico superiore – PCS (o HHV¹⁶) e potere calorifico inferiore – PCI (o LHV¹⁷), la cui differenza consiste nel considerare (PCS) o meno (PCI) il calore latente del vapor d’acqua contenuto nei fumi di combustione. Generalmente, in ambito tecnico, si sfrutta il potere calorifico inferiore a favore di sicurezza, a meno che non si stia studiando un impianto che recupera la quantità di energia presente nei fumi.

Il potere calorifico, quindi, è fondamentale per il confronto del consumo di combustibile tra l’impianto *NOVA* e *NOVA_{bio}*, poiché permette già, a livello teorico, di definire dei possibili risultati da verificare con i valori sperimentali. Infatti, analizzando i valori numerici dei PCI del metano e del biogas, si ricava che:

	$PCI \left[\frac{MJ}{Nm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{MJ}{Sm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{kWh}{Sm^3} \right]$
METANO	35.8	37.8	9.97	10.5
BIOGAS	23.3	24.6	6.47	6.84

Tabella 4.1 Valore del potere calorifico inferiore in varie unità di misura

Allora, supponendo di voler generare la stessa energia sfruttando i due combustibili, si nota fin da subito che la quantità di biogas necessaria è maggiore di quella del metano. Infatti, sfruttando la formula

$$\text{Energia} = \text{volume} \cdot \text{PCI}$$

e sapendo che il potere calorifico del biogas è minore di quello del metano, allora a parità di volume di combustibile bruciato, il biogas genera meno energia. In particolare, l’energia prodotta per unità di biogas è circa il 50-60% di quella prodotta dal metano.

A questo punto, è interessante confrontare quanto esposto teoricamente con quanto emerge dai dati ricavati dai due impianti. Tuttavia, prima di confrontare i valori dei due sistemi, è necessario conoscere quali parametri si hanno a disposizione e studiarli per permettere una valutazione

¹⁶ HHV – Higher Heating Value, forma inglese per definire il PCS

¹⁷ LHV – Lower Heating Value, forma inglese per definire il PCI

corretta. Infatti, i dati a disposizione sono diversi per i due impianti e vanno omogeneizzati per permettere il confronto. La diversità dei dati dipende da due aspetti distinti:

- i due impianti producono una potenza elettrica differente
- i dati a disposizione per un impianto non sempre sono noti anche per l'altro

4.1.1 Presentazione e considerazioni sui dati

Partendo dall'impianto a metano di Cefla, è necessario definire come sia alimentato tutto l'impianto produttivo in cui è inserito il sistema *NOVA*. Lo stabilimento in questione presenta tre tipologie di alimentazione elettrica: il sistema *NOVA*, un sistema fotovoltaico e la connessione diretta alla rete elettrica. Per ognuna di queste alimentazioni si sono ricavati dati specifici, che permettono di definire l'andamento della produzione e della richiesta del sistema. Tuttavia, non tutti questi dati sono necessari per lo studio che si vuole eseguire, ma è sufficiente valutare quelli relativi all'impianto di cogenerazione. In particolare, per quanto riguarda l'uso dell'impianto *NOVA* si sono raggruppati e sfruttati tutti i dati necessari per la pratica CAR:

- potere calorifico inferiore del metano $\left[\frac{kWh}{Sm^3}\right]$
- consumo di metano $\left[\frac{Sm^3}{h}\right]$
- energia equivalente del metano consumato $[MWh]$
- energia elettrica prodotta $[kWh]$
- autoconsumi del cogeneratore e dei servizi ausiliari $[kWh]$
- energia elettrica immessa al POD – Point Of Delivery $[kWh]$
- energia elettrica prelevata dal POD $[kWh]$
- temperature dei fumi in ingresso e in uscita dal recupero termico $[^{\circ}C]$
- portate dei fumi $\left[\frac{Sm^3}{h}\right]$
- energia termica recuperata $[kWh]$

I dati sono tutti tabulati con andamento orario e per un periodo compreso da ottobre 2023 a ottobre 2024. Di questo elenco di dati quelli davvero utili sono i primi quattro, da cui si può anche ricavare:

- il rendimento percentuale della cella

$$\begin{aligned} \text{rendimento } \% &= \frac{\text{energia prodotta}}{\text{energia consumata}} \cdot 100\% \\ &= \frac{\text{energia elettrica prodotta dalla cella}}{\text{energia equivalente del metano consumato}} \cdot 100\% \end{aligned}$$

- il costo del combustibile

Supposto, in base al mercato, un costo medio del metano è possibile calcolare quanto si spende in relazione al consumo:

$$\text{€ metano} = \text{portata metano} \cdot \frac{\text{€}}{\text{unità portata metano}}$$

Di questo aspetto se ne parlerà nel sottocapitolo 4.3

I dati tabulati, tuttavia, non sono sempre corretti o trascritti in modo corretto a causa di problemi tecnici sull'impianto o malfunzionamenti dei sistemi telematici che permettono il trasferimento dei dati. Infatti, si possono sottolineare le seguenti criticità:

- per l'intero mese di ottobre e metà del mese di novembre 2023 i dati non sono stati ricavati a causa del malfunzionamento dei sistemi telematici. Quindi per questa fascia temporale non sono presenti valori su cui lavorare, ma da fonti interne e report qualitativi si sa che il funzionamento è stato regolare
- il periodo compreso tra aprile e agosto 2024 presenta una riduzione più o meno significativa dell'energia nominale prodotta dall'impianto. Infatti, invece di produrre 330 kWe, ne produce un valore inferiore a 320 kWe per quasi la totalità del tempo. In particolare, in questo intervallo di tempo si sono verificati due problemi di diversa natura:
 - dall'8 al 12 aprile non c'è stata la trasmissione dei dati a causa di un malfunzionamento del sistema telematico, successivamente risolto completamente poiché non si sono verificati nuovi episodi simili
 - nel periodo successivo dell'intervallo si è verificato il guasto di una cella che ha provocato la riduzione dell'energia prodotta. Anche in questo caso si è risolto il problema, ma con un timing più lungo dovuto alla necessità dell'intervento dell'azienda americana per la sostituzione del power module danneggiato
- durante tutto l'arco di tempo considerato, esclusi i periodi sopracitati, vi sono alcuni momenti in cui le celle producono meno energia di quella nominale. Questo

fenomeno può essere dovuto a vari fattori, tra cui la temperatura delle celle, un bilanciamento non ottimale dei reagenti della reazione o il fenomeno naturale della riduzione dell'efficienza delle celle.

Individuati questi problemi, è necessario scegliere come tenerne conto, anche in base ai dati dell'impianto a biogas.

Per quest'ultimo impianto i dati forniti da Bloom Energy® sono quelli esclusivamente necessari:

- potere calorifico inferiore del biogas $\left[\frac{kWh}{Sm^3}\right]$, espresso come valor medio e non come valore puntuale al passare del tempo. Infatti, a causa della possibile variazione della composizione del combustibile, ci possono essere delle variazioni su questo valore
- consumo di biogas $\left[\frac{Sm^3}{h}\right]$
- energia elettrica prodotta $[kWh]$

Anche in questo caso, i dati sono tutti tabulati con andamento orario e per un periodo compreso da ottobre 2023 a ottobre 2024. Sfruttando queste informazioni è anche possibile stimare:

- l'energia equivalente del biogas consumato $[MWh]$
Infatti, è sufficiente moltiplicare il consumo di biogas per il PCI fornito, sapendo che quest'ultimo dato è un valore medio e non puntuale. Quindi, si accetta l'errore che nasce puntualmente per aver un dato complessivamente corretto
- il rendimento percentuale della cella
Il procedimento è il medesimo del caso con celle a metano
- il costo del combustibile
Valgono le stesse ipotesi e calcoli espressi per l'impianto a metano

A differenza dei valori collezionati da Cefla, quelli di Bloom Energy® non presentano errori dovuti a malfunzionamenti dell'impianto o dei sistemi telematici. Al contrario, sono dati fin troppo coerenti e senza errori. Infatti, il valore di energia prodotta dall'impianto è sempre nell'intorno di 300 kWe, che corrisponde al valore nominale, e solo in pochissimi momenti varia sensibilmente da questo valore. Questo può far supporre di essere di fronte a dati non del tutto reali, ma trasmessi corretti per non rilasciare dati sensibili e/o veicolare a un certo risultato. D'altro canto, questa regolarità nei dati potrebbe essere dovuta anche a un'ottima gestione dell'impianto. Tesi avvalorata dal fatto che,

al passare del tempo, il rendimento non rimane costante e attorno ai valori massimi espressi in letteratura, ma si abbassa.

Quindi per risolvere i problemi finora citati e permettere un confronto tra i due impianti, si è scelto di:

- considerare l'intervallo di tempo compreso tra dicembre 2023 e ottobre 2024. In questo modo, è stato possibile eliminare alla radice il problema di non aver dati per l'impianto *NOVA* a metano per il periodo ottobre – novembre 2023
- considerare attendibili i dati trasmessi dall'azienda californiana
- tenere conto delle variazioni che ci sono nel periodo tra aprile ed agosto. In particolare,
 - per risolvere la mancanza di trascrizione dei dati dall'8 al 12 aprile, sapendo che in quel periodo l'impianto funzionava correttamente, si sfruttano dati medi
 - si tiene conto della riduzione di energia prodotta dovuta alla cella non funzionante analizzando sia i dati ricavati sia generando una simulazione con dati probabili supponendo di aver tutte le celle funzionanti

Inoltre, l'impianto a biogas ha una potenza nominale di 300 kWe, mentre quello a metano di 330 kWe. Quindi, per permettere un confronto reale tra i due sistemi di produzione di energia si è stabilito di trasformare i dati di Bloom Energy® come se anche questo impianto producesse una potenza nominale di 330 kWe.

Riassumendo, i dati che verranno presentati sono:

- i dati effettivamente raccolti dall'impianto Cefla per l'impianto a metano. Questi valori saranno denominati come "Metano reale"
- i dati di Cefla corretti con valori medi nei momenti in cui non vi è stata la trascrizione dei dati, sempre relativi all'impianto a metano. Questi valori saranno denominati come "Metano lettura continua"
- i dati di Cefla corretti sia per i periodi di non trascrizione sia simulando il funzionamento di tutte le celle per l'intero periodo. Questi valori saranno denominati come "Metano ideale"

- i dati di Bloom Energy® per l'impianto a biogas già rimodulati su una potenza di 330 kWe. Questi valori saranno denominati come "Biogas"

Eseguiti questi passaggi e definite queste scelte è possibile confrontare i due impianti e valutare se le supposizioni teoriche sul consumo di combustibile sono o meno verificate. Inoltre, è importante valutare anche l'efficienza dei due sistemi.

4.1.2 Confronto sui consumi

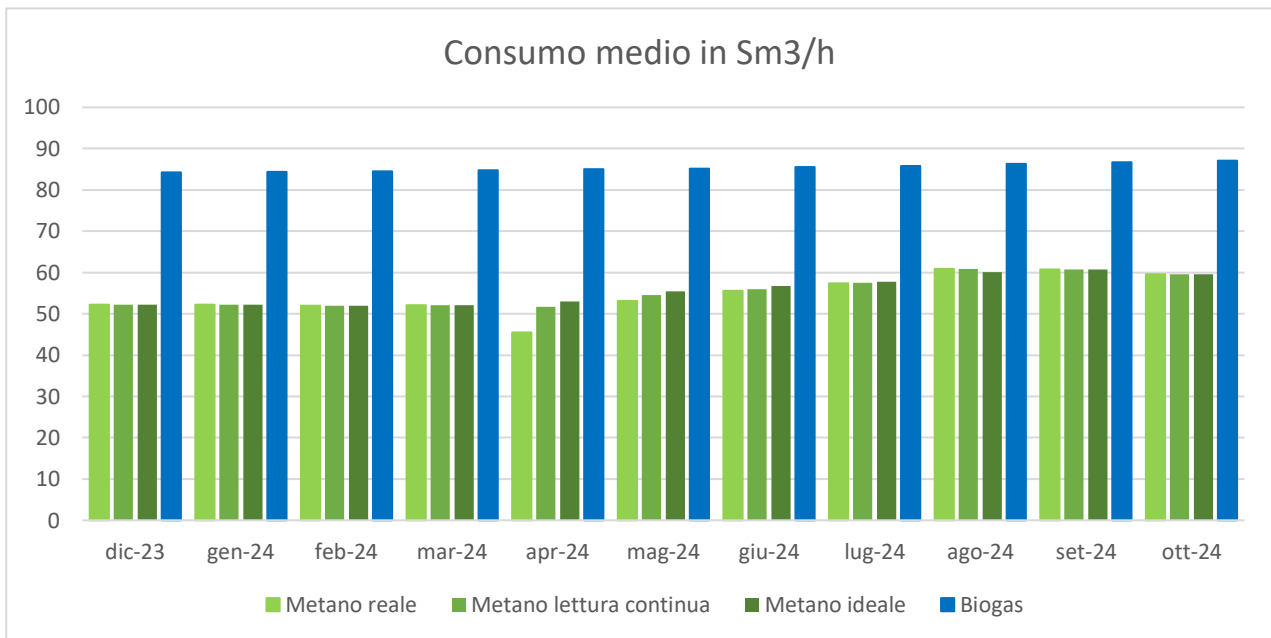


Figura 4.1 Istogramma del confronto del consumo medio in Sm³/h del combustibile per gli impianti NOVA e NOVAbio

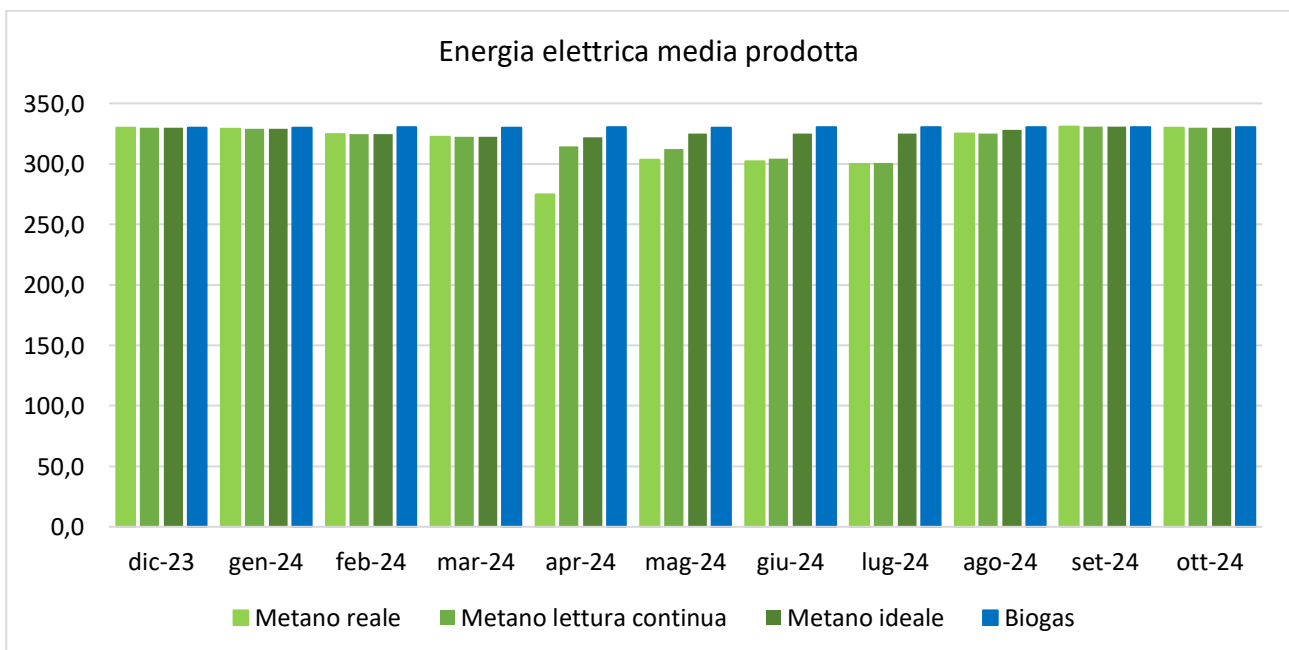


Figura 4.2 Istogramma del confronto di energia elettrica media prodotta dagli impianti NOVA e NOVAbio

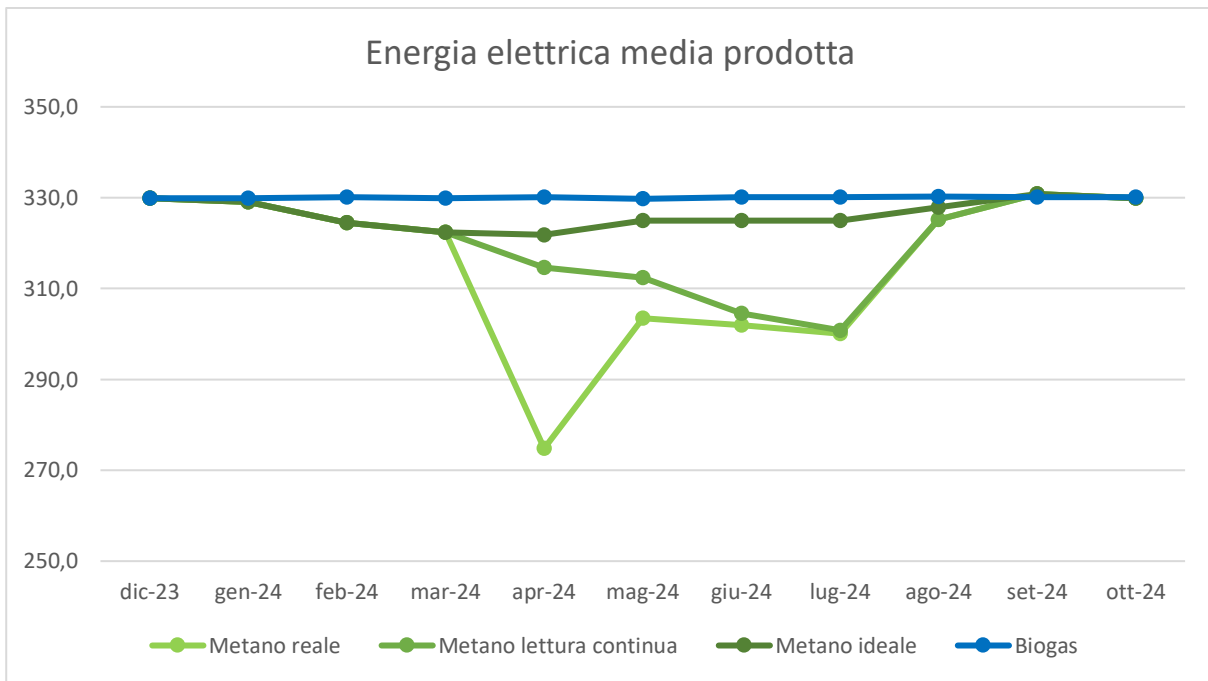


Figura 4.3 Grafico a linee del confronto di energia elettrica media prodotta dagli impianti NOVA e NOVAbio

Analizzando inizialmente i singoli grafici, si nota:

- un consumo maggiore di biogas rispetto a quello del metano
- un consumo di metano minore per il caso “ideale” rispetto a quelli “reale” e “lettura continua” nei mesi in cui l’impianto funziona con tutte le celle a combustibile
- un consumo di metano maggiore per il caso “ideale” rispetto a quelli “reale” e “lettura continua” nei mesi in cui l’impianto funziona con una cella in meno. La differenza nei consumi è dovuta all’assenza di una cella
- una costanza nella produzione di energia nel caso del biogas grazie a una perfetta regolazione dell’impianto
- una variazione più o meno accentuata della produzione di energia nei vari casi del metano. Infatti, soprattutto per le casistiche non ideali, l’assenza di una cella riduce sensibilmente l’energia generabile

Proseguendo con un’analisi più approfondita, si nota immediatamente che più o meno a parità di energia prodotta il consumo di biogas è maggiore di quello del metano. Infatti, il biogas produce costantemente 330 kWe con una richiesta di $80 - 90 \frac{Sm^3}{h}$, mentre il metano nel caso “ideale” ne produce 320-330 kWe con una richiesta di $50 - 60 \frac{Sm^3}{h}$. Quindi, è presente una richiesta di biogas mediamente maggiore del 53%.

Considerando i caso “lettura continua” e “reale” c’è un aumento ulteriore di qualche punto percentuale, fino a un consumo massimo del 57%.

Allora, si può concludere che le premesse teoriche sono state rispettate, e che un impianto a biogas richiederà sempre un quantitativo maggiore di combustibile. Tuttavia, questo dato non equivale a un diretto aumento dei costi, come si vedrà nel sottocapitolo 4.3.

4.1.3 Confronto sull’efficienza

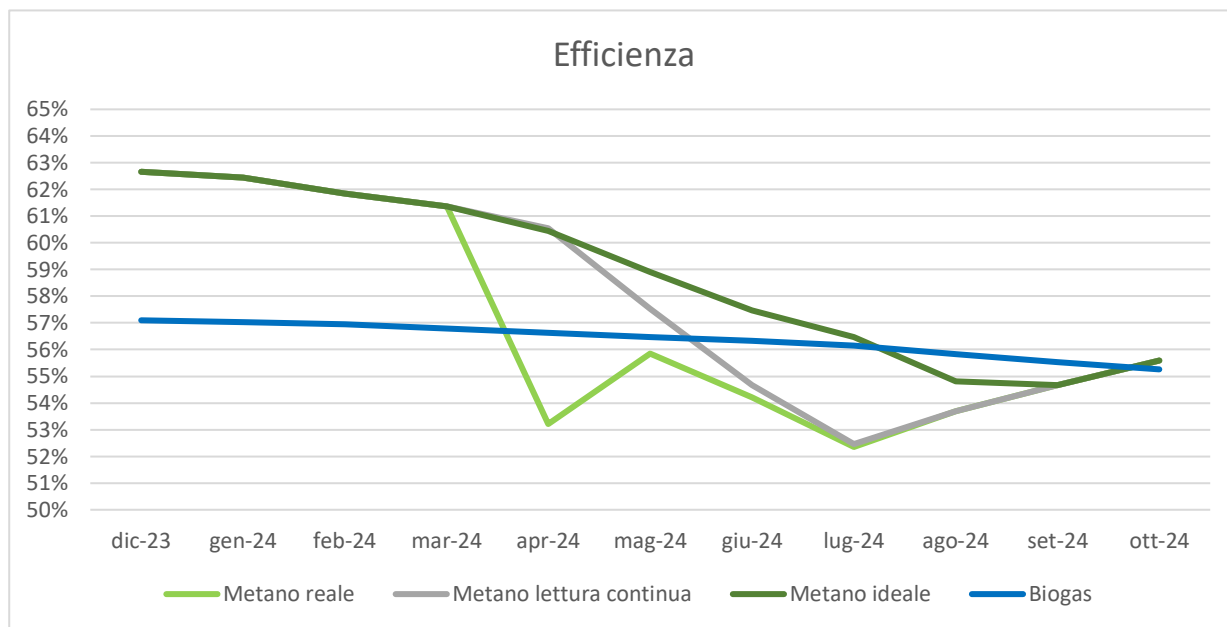


Figura 4.4 Grafico a linee del confronto dell’efficienza delle celle di un impianto NOVA e NOVAbio

Uno degli aspetti fondamentali per valutare lo stato di salute di una cella a combustibile e le sue capacità è l’efficienza. In tutte le celle questo parametro diminuisce con il tempo assestandosi intorno a un valore medio. In particolare, le celle della casa californiana Bloom Energy® hanno fin da subito una riduzione dell’efficienza dal valore massimo dichiarato. In particolare, i valori sono:

CELLE A METANO	CELLE A BIOGAS	CELLE A IDROGENO
54-62% di efficienza	52-60% di efficienza	45-51% di efficienza

Tabella 4.2 Tabella valori medi di efficienza delle celle Bloom Energy® in base al combustibile

Quando le celle riducono la loro efficienza al di sotto di certi valori vengono sostituite e riciclate.

Confrontando le curve d’efficienza nei casi considerati, si nota che l’efficienza delle celle a metano è generalmente più alta, ma è anche quella che diminuisce prima. La velocità con cui la curva

diminuisce dipende da svariati fattori, che sono già stati definiti nel sottocapitolo 2.4, e dalla buona gestione dell'impianto. Proprio per quest'ultimo motivo le curve relative al metano presentano delle pendenze maggiori a quelle del biogas, che è gestito in modo migliore.

Anche in questo caso, i valori concordano con la teoria e i dati dichiarati dall'azienda americana. Quindi, l'efficienza migliore si ottiene con il metano, ma il biogas è comunque un ottimo combustibile con rendimento alto se confrontato con sistemi tradizionali di produzione di energia, come i motori endotermici (efficienza del 30-40%). Inoltre, il biogas è catalogabile come biocombustibile e rinnovabile a differenza del metano.

4.2 Confronto tra le emissioni degli impianti NOVA e NOVAbio

Qualsiasi sistema di produzione di energia che sfrutta la combustione o le reazioni chimiche di combustibili, diversi dall'idrogeno, emette in atmosfera un certo quantitativo di sostanze inquinanti e di gas serra. In particolare, le emissioni inquinanti sono sostanze nocive per la salute umana e per l'ambiente. In questo gruppo si annoverano:

- Ossidi di azoto NO_x
- Ossidi di zolfo SO_x
- Particolato PM
- Monossido di carbonio CO
- Composti organici volatili – COV
- Metalli pesanti
- Diossine e furani

Invece, i gas serra sono sostanze che contribuiscono all'aumento dell'effetto serra e quindi del riscaldamento globale, tra cui:

- Anidride carbonica CO_2
- Metano CH_4
- Idrofluorocarburi HFC

Sia le emissioni inquinanti sia i gas serra sono monitorate e normate. Difatti, come si è già spiegato nel primo capitolo, qualsiasi impianto produttore di energia elettrica deve rispettare certi limiti emissivi. Per quanto riguarda il metano e il biogas i valori sono riassunti nelle tabelle seguenti, riferite a un valore di ossigeno nella miscela pari al 3%.

Impianti alimentati a combustibili gassosi

Inquinante	Potenza ≤ 5 MW	Potenza > 5 MW	Note
Polveri	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	[1][4]
Ossidi di Azoto (NO₂)	250 mg/Nm ³	250 mg/Nm ³	[2]
Ossidi di Zolfo (SO₂)	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	[3][4]

Note:

[1] 15-20 mg/Nm³ con gas da altoforno.

[2] 200 mg/Nm³ con gas naturale.

[3] 400 mg/Nm³ con gas a basso potere calorifico da forno a coke; 200 mg/Nm³ con gas a basso potere calorifico da altoforno.

[4] Limite rispettato con gas naturale.

Medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi

Inquinante	Potenza ≤ 5 MW	Potenza > 5 MW	Note
Polveri	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	[3]
Ossidi di Azoto (NO₂)	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	[1]
Ossidi di Zolfo (SO₂)	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	[2][3]

Note:

[1] 100 mg/Nm³ con gas naturale.

[2] 400 mg/Nm³ con gas a basso potere calorifico da forno a coke; 200 mg/Nm³ con gas a basso potere calorifico da altoforno.

[3] Limite rispettato con gas naturale.

Medi impianti di combustione esistenti alimentati a biogas/gas di sintesi

Inquinante	Potenza ≤ 3 MW	Potenza > 3 MW	Note
Ossidi di Azoto (NO₂)	300 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	-

Monossido di Carbonio (CO)	150 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³	-
Carbonio Organico Totale (COT)	20 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³	[1]
Composti Inorganici del Cloro (HCl)	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	-

Note:

[1] Escluso il metano, salvo provvedimenti specifici.

Medi impianti di combustione nuovi alimentati a biogas/gas di sintesi

Inquinante	Potenza ≤ 3 MW	3 MW < Potenza ≤ 5 MW	Potenza > 5 MW	Note
Polveri	20 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	[*]
Ossidi di Azoto (NO₂)	250 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	-
Ossidi di Zolfo (SO₂)	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	170 mg/Nm ³	-
Monossido di Carbonio (CO)	150 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³	[*]
Carbonio Organico Totale (COT)	20 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³	[2]
Ammoniaca (NH₃)	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	[3]

Note:

[*] Valori guida per impianti in zone con superamenti di limiti di qualità dell'aria.

[2] Escluso il metano, salvo provvedimenti specifici.

[3] Si applica in caso di impianti con abbattimento NO_x tramite urea o ammoniaca.

Tabella 4.3 Tabelle limiti emissivi secondo DL 3 aprile 2006, n. 152

Questi valori valgono per tutte le tipologie di impianti di produzione energetica. Quindi, il testo legislativo comprende sia i sistemi tradizionali, come motori endotermici o termovalorizzatori, sia sistemi innovativi come le celle a combustibile. Non vengono differenziate le tipologie di impianto

in base alla loro natura, ma solo in funzione al tipo di combustibile e alla potenza elettrica che riescono a generare.

Le fuel cells, tuttavia, sono progettate per emettere un quantitativo quasi nullo di inquinanti e gas serra quando vengono utilizzati metano e biogas, oppure nullo nel caso di idrogeno. Quindi, sono impianti conformi alla normativa e migliori per l'ambiente e la salute umana in confronto ai sistemi classici.

Soffermandosi sulle celle a combustibile, la letteratura e i documenti di Bloom Energy® sottolineano che:

- le celle a combustibile alimentate a idrogeno emettono come unici scarti acqua sottoforma di vapore e aria calda
- le celle a metano e biogas emettono principalmente anidride carbonica CO_2 , e solo in minima parte ossidi di azoto NO_x , COV e monossido di carbonio CO
- le celle a metano hanno valori emissivi molto simili a quelli delle celle a biogas. Infatti, se è presente una differenza, è di pochi punti percentuali a sfavore del biogas. Ovviamente, questo dato è valido se le condizioni di funzionamento e di gestione dell'impianto sono le medesime

Compresi i dati teorici, è possibile valutare la loro veridicità in base ai dati dei due impianti oggetto del confronto.

4.2.1 Presentazione e considerazioni sui dati

Per quanto riguarda l'analisi delle emissioni in atmosfera, i dati a disposizione possono essere divisi in due macrogruppi:

- *i dati ricavabili preventivamente attraverso valori di riferimento rilasciati da Bloom Energy®*

Entrando nel dettaglio, questi dati vengono calcolati sfruttando dei valori iniziali tabulati dalla casa costruttrice e definiti per impianti di determinata potenza e alimentati con un determinato combustibile. Schematicamente, i passaggi necessari per il calcolo sono:

- definire la composizione dei fumi come frazione in massa

- dalla portata dei fumi presente nelle tabelle e dal rapporto di potenza tra l'impianto da studiare e quello tabulato, si calcola la portata reale teorica dell'impianto in esame:

$$\begin{aligned} & \textit{portata reale teorica fumi} \\ & = \textit{portata tabulata} \cdot \frac{\textit{potenza reale impianto}}{\textit{potenza impianto tabulato}} \end{aligned}$$

- quindi si calcolano le portate di ogni componente dei fumi per unità di energia prodotta
- successivamente, si riportano questi valori riferiti a una percentuale del 3% di ossigeno rispetto a quella di partenza:

$$\textit{portata al 3\% di O}_2 = \frac{21\% - 3\%}{21\% - \% \textit{ reale di O}_2} \cdot \textit{portata \% reale}$$

- infine, si trasforma il valore calcolato al punto precedente, in condizione di fumo secco:

$$\textit{portata al 3\% di O}_2 \textit{ secco} = \frac{\textit{portata al 3\% di O}_2}{1 - \% \textit{ frazione in massa componente}}$$

- i dati reali misurati per ogni impianto

I primi dati si possono ricavare per ogni tipologia di impianto, come visto sopra. Invece, i secondi sono collezionati e trasmessi dai sistemi informativi di Bloom Energy® ai singoli proprietari degli impianti. Per questo motivo si hanno a disposizione solo i dati reali dell'impianto montato presso lo stabilimento produttivo di Cefla e non quelli dell'impianto a biogas dell'azienda californiana. Tuttavia, Bloom Energy® ha sottolineato il fatto che i dati sono equiparabili come ordine di grandezza e la variazione corrisponde a quella teorica.

Anche in questo caso, gli impianti presi in esame, generano due potenze elettriche differenti (330 kWe il metano e 300 kWe il biogas) ed è quindi necessario trasformare i dati calcolati come se anche l'impianto a biogas producesse una potenza nominale di 330 kWe.

4.2.2 Confronto sulle emissioni

DATI RICAVATI SULLA BASE DI VALORI DI RIFERIMENTO					
INQUINANTE	NO_x	SO_x	CO	VOC	CO_2
$\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ IMPIANTO A METANO	0.62360	0.00269	8.73036	5.92417	247354
$\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ IMPIANTO A BIOGAS	0.67203	0.00289	9.40845	6.38431	266567

Tabella 4.4 Tabella confronti emissioni inquinanti tra impianti NOVA a metano e a biogas

Confrontando i valori presenti in tabella, si nota che l'impianto a biogas emette un quantitativo superiore di un 7% di media su tutti gli inquinanti. Anche la quantità di anidride carbonica è maggiore, ma è considerata più sostenibile dato che deriva da biomasse. Inoltre, è bene notare che i dati in tabella sono estremamente più bassi dei limiti legislativi e anche delle emissioni dei sistemi tradizionali per la produzione di energia.

Tra tutti i dati, è importante anche evidenziare quanto sia basso il valore dell'ossido di zolfo SO_x , a tal punto da poter essere trascurato e posto pari a zero.

Quanto detto finora corrisponde a quello che effettivamente riportano i dati reali sull'impianto a metano NOVA di Cefla.

In conclusione, considerando solo le emissioni dell'impianto, il metano è preferibile a livello ambientale. Tuttavia, se si prendesse in considerazione quanto detto sul biogas come combustibile rinnovabile il confronto sarebbe più complesso. Infatti, supponendo di produrre biogas con uso di energia rinnovabile e non andando a sfruttare i giacimenti di gas naturale, allora si dovrebbe preferire quest'ultimo combustibile.

4.3 Valutazioni economiche degli impianti NOVA e NOVAbio

L'analisi dei costi è fondamentale per comprendere la fattibilità del progetto degli impianti Nova. Infatti, un prodotto estremamente tecnologico e performante, ma con un costo altrettanto elevato potrebbe non aver mercato o essere completamente irrealizzabile a causa del costo proibitivo per ogni azienda. Allora, si devono bilanciare le innovazioni tecnologiche con la possibilità di commercializzarle.

Gli impianti *NOVA*, anche se ancora in una prima fase di produzione, hanno un loro mercato e questo spazio aumenterà con il tempo e con la necessità di rinnovare e/o sostituire sistemi per la produzione energetica non più conformi alle normative.

Ogni impianto *NOVA* ha un proprio costo che varia in base alle richieste del committente e al progetto effettivo. Sono comunque impianti da centinaia di migliaia di euro, e per poter comparare correttamente l'impianto a metano e quello a biogas è necessario analizzare due differenti scenari:

1. Il primo considera, a parità di energia prodotta, il solo costo del combustibile
2. Il secondo valuta l'impianto nel suo complesso, quindi tutte le tecnologie necessarie al funzionamento

4.3.1 Costo del combustibile

I costi del metano e del biogas variano costantemente. Ogni produttore e gestore di questi combustibili può scegliere il prezzo in base all'area geografica e al periodo in cui ci si trova. Per questo motivo non esiste un prezzo definito e costante per ognuno di questi due combustibili. Tuttavia, è possibile sfruttare dei valori di riferimento per poter svolgere alcune valutazioni.

	$\frac{\text{€}}{\text{Sm}^3}$	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
METANO	0.5336	0.0556
BIOGAS	0.258	0.043

Tabella 4.5 Tabella costi medi del metano e del biogas

Da questa tabella si deduce immediatamente come il costo del metano sia maggiore del 50/51% rispetto a quello del biogas. Si deve però tener conto che la quantità di biogas utilizzato per produrre

la stessa energia elettrica è maggiore del 55-57% rispetto al metano. Allora, si devono analizzare con attenzione i dati ricavati dallo studio dei due impianti.

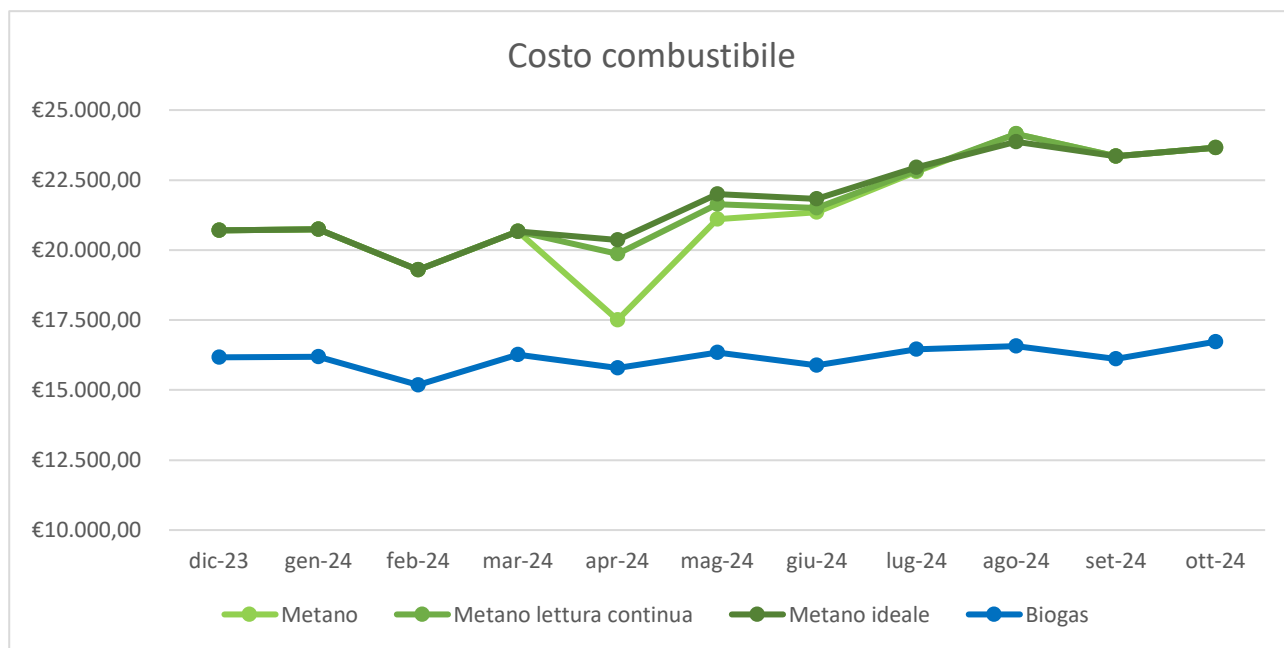


Figura 4.5 Grafico a linee del costo totale di metano e biogas con andamento mensile, basato su prezzi medi

Il grafico mostra come l'uso di biogas permette di risparmiare, qualsiasi sia il caso del metano considerato, anche quello "ideale". In particolare, la differenza di costo medio si aggira intorno al 20-23%. Allora, il biogas rappresenta un'interessante alternativa al metano, a patto che ci siano le infrastrutture per la produzione e il trasporto di questo combustibile.

4.3.2 Costo dell'impianto

Il discorso dei costi diventa molto più complesso se si guarda all'impianto generale e non solo al combustibile utilizzato. Infatti, un impianto a metano e uno a biogas presentano analogie e differenze. Soffermendosi, esclusivamente, su quelle economiche è possibile elencare le seguenti analogie:

- le celle Bloom Energy® presentano il medesimo costo sia per tecnologie a metano sia a biogas
- le varie componenti dell'impianto cogenerativo sono le medesime sia per impianti a metano sia per impianti a biogas, tranne poche voci che non incidono significativamente sul costo finale dell'impianto
- il costo progettuale dell'impianto NOVA è simile nei due casi

e come differenze:

- le tubazioni del metano sono facilmente raggiungibili dai vari siti industriali grazie alla grande capillarità del sistema di distribuzione nazionale
- il collegamento alla rete del metano è semplice grazie al procedure consolidate e poco costose
- la rete di distribuzione del biogas è molto meno sviluppata e per questo motivo non è sempre usufruibile dai vari sistemi industriali. Comunque, è bene sottolineare che questa rete sta avendo un buono sviluppo e nei prossimi anni aumenterà significativamente la sua estensione

Da quest'ultima differenza si comprende che l'uso del biogas può richiedere infrastrutture molto costose se non già presenti, oppure aver bisogno di un sito di produzione del combustibile direttamente nella zona di installazione dell'impianto *NOVA*. In entrambi i casi i costi lieviterebbero esponenzialmente, portando a escludere il biogas come scelta economicamente sostenibile per alimentare l'impianto di cogenerazione.

Scenario diverso è quello in cui l'azienda è già dotata di un impianto per la produzione di biogas, come succede per svariate aziende e/o cooperative agricole o di allevamento. Infatti, questa tipologia di industria sfrutta gli scarti della coltivazione e le deiezioni animali per produrre un digestato da cui si genera, attraverso un processo a temperatura e umidità controllata, il biogas. Ad oggi, esistono svariati siti di produzione legati ad aziende e/o cooperative poiché, grazie a incentivi passati, si è permessa la costruzione e la messa in funzione di questa tecnologia.

In questo quadro, unito al fatto che svariati sistemi di produzione di elettricità (tendenzialmente composti da motori endotermici) cominciano ad essere obsoleti e devono essere sostituiti, le celle a combustibile funzionanti a biogas diventano un'alternativa importante e tecnologicamente avanzata. In particolare, il costo dell'impianto coinciderebbe solo con quello del prodotto *NOVA_{bio}*. Quindi, si potrebbe equiparare il costo di *NOVA_{bio}* con quello di *NOVA*, tenendo conto del fatto che il combustibile non dovrebbe essere comprato poiché autoprodotta, riducendo così i costi. In realtà, sebbene non ci sia il costo dell'acquisto del combustibile, è presente quello per la sua produzione, che tuttavia è minore se confrontato a parità di volume di combustibile prodotto/acquistato.

In conclusione, la scelta del combustibile da utilizzare in un sito *NOVA* dipende dalla possibilità di avere metano o biogas senza incrementare eccessivamente il costo dell'intero impianto.

4.4 Considerazioni teoriche sui consumi, sulle emissioni e sui costi di un impianto a idrogeno

Per concludere questo capitolo è fondamentale valutare a livello teorico il caso di un impianto composto da celle a idrogeno. Infatti, questo combustibile è sulla carta il migliore in assoluto da usare per le fuel cells a livello ambientale. Tuttavia, esistono diverse considerazioni che fanno emergere alcune criticità.

4.4.1 Confronto sui consumi

L'idrogeno è il combustibile con il potere calorifico più basso tra metano e biogas. Infatti, il PCI dell'idrogeno è circa un 30% di quello del metano e un 45% di quello del biogas.

	$PCI \left[\frac{MJ}{Nm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{MJ}{Sm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]$	$PCI \left[\frac{kWh}{Sm^3} \right]$
METANO	35.8	37.8	9.97	10.5
BIOGAS	23.3	24.6	6.47	6.84
IDROGENO	10.8	11.3	3.0	3.14

Tabella 4.6 Tabella di confronto del potere calorifico inferiore del metano, del biogas e dell'idrogeno

Questa riduzione del potere calorifico comporta la necessità di un consumo maggiore di idrogeno rispetto agli altri due combustibili per poter produrre la stessa quantità di energia.

4.4.2 Confronto sull'efficienza e sulle emissioni

Sia l'efficienza sia le emissioni sono inferiori rispetto alle celle a metano e biogas. In particolare, nel caso dell'efficienza rappresenta un aspetto negativo, mentre per le emissioni è un grande pregio.

L'efficienza delle celle a idrogeno si aggira intorno al 50-51%, un valore inferiore al 58-62% delle celle a metano e biogas, ma comunque estremamente migliore al caso di sistemi tradizionali, la cui efficienza non supera il 38-40%.

Per quanto riguarda le emissioni, le celle alimentate a idrogeno emettono esclusivamente vapore acqueo e aria calda. Non c'è presenza di inquinanti e di gas serra e proprio per questo motivo l'idrogeno rappresenta il combustibile migliore per l'ambiente. Tuttavia, il discorso si complica se si sposta la visuale dal solo impianto di cogenerazione al processo di produzione dell'idrogeno da usare. Infatti, l'estrazione dell'idrogeno è estremamente energivora e solo nel caso in cui si utilizzi energia rinnovabile si può concludere che l'uso di idrogeno sia a impatto zero per l'ambiente. Altrimenti, sfruttare questo combustibile diventa inquinante a causa della grande richiesta energetica per permettere la sua estrazione, che comporta emissioni maggiori rispetto ad usare combustibili fossili o biogas nelle celle a combustibile.

4.4.3 Confronto sui costi

L'analisi sui costi può essere svolta considerando prima solo il costo del combustibile e poi il costo dell'impianto in generale. In entrambi i casi la conclusione sarà quella di un impianto più costoso di quelli a metano o a biogas.

L'idrogeno ha un costo tra le 10 e 30 volte superiore a quello del metano a seconda di come viene prodotto. Infatti, questo combustibile si divide in:

- idrogeno grigio che viene prodotto dal metano con emissioni di CO_2 . Questa tipologia ha un costo dieci volte maggiore del metano
- idrogeno verde che viene prodotto dall'elettrolisi attraverso energia rinnovabile. Questa tipologia ha un costo trenta volte maggiore del metano

Quindi, a parità di energia il costo del combustibile è sostanzialmente rilevante.

Un impianto *NOVA* basato su celle a idrogeno potrebbe avere un costo minore di quelli a metano e biogas poiché parte dei componenti, come il WDM – Water Distribution Module, non sono più necessari. Tuttavia, il costo diminuirebbe di una percentuale non sufficiente per bilanciare nel lungo periodo il costo eccessivo del combustibile. Inoltre, anche se ci si autoproducesse idrogeno in loco grazie a un impianto di estrazione, i costi non diminuirebbero a sufficienza sia nell'eventualità di avere già l'impianto funzionante e pagato, sia, a maggior ragione, se lo si deve costruire.

In conclusione, gli impianti a idrogeno non sono ancora economicamente sostenibili per gran parte delle realtà industriali ed aziendali. Queste considerazioni valgono per lo stato tecnologico attuale,

ma si sta lavorando per ridurre i costi dell'estrazione dell'idrogeno e renderlo un combustibile economicamente vantaggioso.

4.4.4 Criticità dell'impianto per renderlo commerciabile in larga scala

Oltre a un costo eccessivo del combustibile esistono altri problemi che rendono incompatibile col mercato questa tecnologia. Tra i principali ci sono:

- **l'estrazione pulita dell'idrogeno**

Come già definito, la produzione di questo combustibile è estremamente energivora e l'unico modo per poter eliminare le emissioni è quello di utilizzare energia da fonti rinnovabili. Ad oggi, la quantità energetica prodotta dalle rinnovabili non è sufficiente per poter sostituire totalmente i combustibili fossili o di origine bio. Quindi, se si scegliesse di utilizzare idrogeno come combustibile, parte di questo sarebbe prodotto con emissione in atmosfera di inquinanti e gas serra.

Si stanno, comunque, sviluppando tecnologie per rendere sempre più accessibile l'idrogeno verde sia in quantità sia riducendo i costi.

- **il trasporto dell'idrogeno**

In Italia non è ancora presente una rete di distribuzione dedicata per questo combustibile e la rete presente non permette il trasporto di idrogeno miscelato con gas naturale al di sopra di un certo tenore. Questo rappresenta un forte ostacolo alla diffusione dell'idrogeno come combustibile, poiché l'assenza di una rete capillare porta a preferire un sistema consolidato e facilmente raggiungibile come quello del metano.

- **lo stoccaggio dell'idrogeno**

Dopo essere stato prodotto, questo combustibile deve essere conservato per essere utilizzato alla necessità. Tuttavia, l'idrogeno richiede temperature molto basse o pressioni molto elevate per poter essere compresso in un volume sufficientemente piccolo e idoneo allo stoccaggio di combustibili. Infatti, un chilo di idrogeno in condizioni ambiente occupa fino a $11,2 \text{ m}^3$ contro gli $0,89$ o $1,39 \text{ m}^3$ del biogas e del metano. In particolare, temperature inferiori a -253°C e pressioni comprese tra i 350 e i 700 bar sono condizioni complesse e costose da realizzare. Quindi, anche lo stoccaggio dell'idrogeno rappresenta un problema alla diffusione delle celle a combustibile alimentate con questo gas.

CONCLUSIONI

Questa tesi, in collaborazione con l'ufficio tecnico di Cefla Engineering, ha permesso di rispondere alle domande principali che si erano poste all'inizio dello studio, con attenzione ai dettagli tecnici e normativi.

In particolare, dando spazio alla legislazione si è compresa l'importanza degli impianti cogenerativi. Infatti, le normative europee e italiane promuovono e incentivano, anche economicamente, questa tipologia d'impianto dato che permette di recuperare una quota parte di energia, che può essere riutilizzata in compiti secondari senza doverla produrre ad arte.

A livello tecnico – scientifico, si è ribadita l'importanza della cogenerazione e si sono evidenziati gli aspetti innovativi di un sistema cogenerativo basato su celle a combustibile SOFC, sottolineando le differenze ambientali ed economiche della scelta di un combustibile rispetto ad un altro. In particolare, gli aspetti salienti dello studio sono:

- le fuel cells sono sistemi di produzione di energia elettrica che sfruttano reazioni chimiche senza la presenza di fiamma, permettendo così la riduzione degli inquinanti
- le fuel cells emettono principalmente anidride carbonica e minime parti di inquinanti. In particolare, gli ossidi di zolfo possono essere considerati nulli
- le fuel cells possono essere alimentate anche con metano e biogas, e non solo con idrogeno. Questo aspetto le rende un'ottima alternativa a sistemi tradizionali, come i motori endotermici
- le fuel cells stesse possono, attraverso reazioni di reforming, estrarre l'idrogeno da combustibili differenti, non necessitando quindi di uno stoccaggio di questo gas
- le fuel cells hanno rendimenti maggiori rispetto ai sistemi di produzione elettrica tradizionali
- le fuel cells sono modulari e permettono di generare anche grandi quantità di energia
- l'impianto attorno alle fuel cells non richiede studi innovativi, permettendo di lavorare con tecnologie già note e consolidare

Infine, dal caso studio, si è stabilito che non esiste una risposta univoca riguardo a quale sia il miglior combustibile da utilizzare nelle celle dell'impianto tra il metano, il biogas e l'idrogeno.

In realtà, l'idrogeno a causa del costo dalle 10 alle 30 volte maggiore del metano e a causa delle difficoltà produttive, distributive e di stoccaggio è l'unico combustibile non ancora sostenibile a livello economico. Tuttavia, è quello che permetterebbe di eliminare gli inquinanti, a patto che sia prodotto con energia rinnovabile. Invece, sia il metano sia il biogas sono combustibili economicamente sostenibili, ma che producono una parte di inquinanti.

A livello economico, il costo dei due impianti di cogenerazione a metano e a biogas è simile, mentre vi è un grande divario se è necessario costruire l'impianto di produzione del biogas. Quindi a seconda dello scenario è possibile optare per l'uno o l'altro combustibile. Infatti, se è presente un sistema produttivo di biogas è conveniente sfruttare celle alimentate con questo combustibile, mentre in caso contrario è consigliabile il metano.

A livello ambientale, invece, il biogas tende a essere più inquinante del metano, e quindi conviene sfruttare quest'ultimo. Tuttavia, si deve considerare che la maggior parte del metano è estratta dal sottosuolo con uno sfruttamento ampio dei giacimenti, mentre il biogas è prodotto da scarti agricoli e zootecnici; quindi, può essere considerato un combustibile rinnovabile.

Da questo riassunto sulle considerazioni sviluppate nell'ultimo capitolo, si comprende che ogni progetto è da studiare, bilanciando gli aspetti ambientali e quelli economici. Tuttavia, qualsiasi sia la scelta del combustibile, le fuel cells sono efficientemente superiori e meno inquinanti dei sistemi tradizionali nella produzione di energia elettrica. L'unico aspetto a sfavore di un sistema cogenerativo basato su fuel cells è il fatto che questa tecnologia produce una quantità di energia termica minore rispetto a quelli di impianti tradizionali; e quindi, è installabile dove la richiesta principale è quella elettrica e non termica.

In conclusione, questo impianto di Cefla trova davanti a sé un mercato in espansione e che richiede innovazione per migliorare la produzione di energia. Per questo motivo, è un prodotto utile e commercializzabile.

INDICE DELLE FIGURE E DELLE TABELLE

Indice delle figure

FIGURA 0.1 SCHEMA SEMPLIFICATO DELL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE CON CELLE A COMBUSTIBILE.....	5
FIGURA 0.2 LOGO CEFLA	7
FIGURA 0.3 LOGO BLOOM ENERGY®	7
FIGURA 1.1 DIAGRAMMA DI FLUSSO PER DEFINIRE UN IMPIANTO CAR	21
FIGURA 2.1 SCHEMA A BLOCCHI DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA CON UN SISTEMA TRADIZIONALE O CON UNA FC	32
FIGURA 2.2 GRAFICO A TORTA DELLE ORIGINI DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO	33
FIGURA 2.3 SCHEMA A BLOCCHI DEL PROCESSO DI REFORMING	36
FIGURA 2.4 SCHEMA A BLOCCHI DEL PROCESSO DI REFORMING NELLE CELLE AD ALTA TEMPERATURA	36
FIGURA 2.5 SCHEMA DI FUNZIONAMENTO DELLA CELLA A COMBUSTIBILE.....	38
FIGURA 2.6 FLUSSO IONICO DALL'ANODO VERSO IL CATODO IN UNA FC	39
FIGURA 2.7 FLUSSO IONICO DAL CATODO VERSO L'ANODO IN UNA FC	39
FIGURA 2.8 COMPONENTI DI UNO STACK DI UNA FC - 1	40
FIGURA 2.9 COMPONENTI DI UNO STACK DI UNA FC - 2	41
FIGURA 2.10 COMPOSIZIONE DI UNA CELLA A COMBUSTIBILE E DELL'IMPIANTO FC	41
FIGURA 2.11 SCHEMA FUNZIONAMENTO CELLA AFC - ALCALINE FUEL CELL.....	42
FIGURA 2.12 SCHEMA FUNZIONALE CELLA PEMFC.....	43
FIGURA 2.13 SCHEMA FUNZIONALE CELLA DMFC	44
FIGURA 2.14 SCHEMA FUNZIONALE DI UNA PAFC - PHOSPHORIC ACID FUEL CELL	45
FIGURA 2.15 SCHEMA FUNZIONALE DI UNA MCFC - MOLTEN CARBONATE FUEL CELL.....	46
FIGURA 2.16 SCHEMA FUNZIONALE DI UNA CELLA SOFC - SOLIDE OXIDE FUEL CELL.....	48
FIGURA 2.17 RIASSUNTO DEI FLUSSI E TEMPERATURE PER LE DIVERSE TIPOLOGIE DI FUEL CELLS.....	50
FIGURA 2.18 ASSONOMETRIA DEGLI ELEMENTI INTERNI DI UNA FC.....	50
FIGURA 2.19 RAPPRESENTAZIONE DELLA SEZIONE DEL I METODO COSTRUTTIVO DELLA FC BLOOM ENERGY®	51
FIGURA 2.20 RAPPRESENTAZIONE DELLA SEZIONE DEL II METODO COSTRUTTIVO DELLA FC BLOOM ENERGY®	52
FIGURA 2.21 FLOW DIAGRAM DI UNA FC CON SCAMBIATORE MULTIPLO	53
FIGURA 2.22 FLOW DIAGRAM DI UNA FC CON PIÙ SCAMBIATORI.....	55
FIGURA 2.23 SCHEMA DELLO SCAMBIATORE A PIÙ STADI	56
FIGURA 2.24 DIAGRAMMA T-kW TERMICI SCAMBIATI NEI VARI STADI	56
FIGURA 2.25 ANDAMENTO DELLA TENSIONE E DELLA POTENZA ELETTRICA IN UNA FC.....	61
FIGURA 2.26 ANDAMENTO DELLA TENSIONE IN FUNZIONE DELLE CADUTE DI POTENZIALE	62
FIGURA 2.27 CONFRONTO DEGLI INTERVALLI DI RENDIMENTO TRA UNA FC E MOTORI/TURBINE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA...	62
FIGURA 2.28 ANDAMENTO DELLA TENSIONE IN BASE ALLA TEMPERATURA PER FC	64
FIGURA 3.1 VISTA DALL'ALTO DEI MACRO-ELEMENTI DI UN SISTEMA NOVA DI CEFLA.....	67
FIGURA 3.2 ELEMENTI CHE COMPONGONO L'ENERGY SERVER™ DI BLOOM ENERGY®	68
FIGURA 3.3 P&I IMPIANTO NOVA 1000BIO	74
FIGURA 3.4 INGRANDIMENTO BLOCCO METANO P&I.....	75
FIGURA 3.5 INGRANDIMENTO DEGLI ELEMENTI DEL GRUPPO METANO P&I	75
FIGURA 3.6 INGRANDIMENTO BLOCCO ENERGY SERVER™ P&I	77
FIGURA 3.7 INGRANDIMENTO CANALI FUMI IN USCITA DALL'ENERGY SERVER™	78
FIGURA 3.8 STRUMENTAZIONE 1 SU RAMO ARIA CALDA P&I.....	78
FIGURA 3.9 STRUMENTAZIONE 2 E DIVERTER SU RAMO ARIA CALDA P&I.....	79
FIGURA 3.10 RAMO ACQUA TECNOLOGICA DEL P&I.....	81
FIGURA 3.11 SCAMBIATORI TERMICI CONTRO-CORRENTE ED EQUI-CORRENTE CON I RELATIVI GRAFICI ΔT	87
FIGURA 3.12 SCHEMA DELLO SCAMBIATORE DELL'IMPIANTO NOVA	90
FIGURA 3.13 ESEMPIO DI TABELLA CON DATI BLOOM ENERGY® SUL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO	91
FIGURA 3.14 CURVE CARATTERISTICHE H-Q DI UNA POMPA	94
FIGURA 3.15 CURVA CARATTERISTICA H-Q DI UNA POMPA CON PUNTO DI FUNZIONAMENTO EVIDENZIATO	94
FIGURA 3.16 ANDAMENTO DEI COSTI TOTALI IN FUNZIONE DEL DN	98

FIGURA 3.17 DIAGRAMMA DI MOODY	100
FIGURA 3.18 NORMOGRAMMA	100
FIGURA 3.19 COEFFICIENTE DI PERDITA CONCENTRATA	102
FIGURA 3.20 DATI PER IMPIANTO NOVA 1000BIO	104
FIGURA 3.21 ANDAMENTO DELLA PORTATA DEI FUMI DELL'IMPIANTO NOVA 1000BIO	104
FIGURA 3.22 ANDAMENTO DELLA TEMPERATURA DEI FUMI DI NOVA 1000BIO	104
FIGURA 3.23 DISEGNO COSTRUTTIVO CON QUOTE NOVA1000BIO.....	107
FIGURA 3.24 CURVE CARATTERISTICHE POMPA NOVA1000BIO.....	113
FIGURA 3.25 DATASHEET POMPA NOVA1000BIO.....	114
FIGURA 4.1 ISTOGRAMMA DEL CONFRONTO DEL CONSUMO MEDIO IN SM ³ /H DEL COMBUSTIBILE PER GLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO	124
FIGURA 4.2 ISTOGRAMMA DEL CONFRONTO DI ENERGIA ELETTRICA MEDIA PRODOTTA DAGLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO	124
FIGURA 4.3 GRAFICO A LINEE DEL CONFRONTO DI ENERGIA ELETTRICA MEDIA PRODOTTA DAGLI IMPIANTI NOVA E NOVABIO	125
FIGURA 4.4 GRAFICO A LINEE DEL CONFRONTO DELL'EFFICIENZA DELLE CELLE DI UN IMPIANTO NOVA E NOVABIO.....	126
FIGURA 4.5 GRAFICO A LINEE DEL COSTO TOTALE DI METANO E BIOGAS CON ANDAMENTO MENSILE, BASATO SU PREZZI MEDI	134

Indice delle tabelle

TABELLA 2.1 TABELLA DELLE METODOLOGIE DI ESTRAZIONE DELL'IDROGENO	37
TABELLA 2.2 TABELLA RIASSUNTIVA DELLE TIPOLOGIE DI FUEL CELLS	49
TABELLA 3.1 TABELLA RIASSUNTIVA DELLE TAGLIE DEGLI IMPIANTI NOVA DI CEFLA	70
TABELLA 3.2 TABELLA DEI COEFFICIENTI DI ESPANSIONE TERMICA PER VASI D'ESPANSIONE	84
TABELLA 3.3 TABELLA DEI VALORI EMPIRICI PER IL FATTORE D'ATTRITO NEL MOTO TURBOLENTO	86
TABELLA 3.4 TABELLA DEI VALORI DEI PARAMETRI EMPIRICI NELLA FORMULA DI NUSSELT	89
TABELLA 3.5 TABELLA VARIAZIONE TEMPERATURA PER SCAMBIATORI IN EQUI E CONTROCORRENTE.....	90
TABELLA 3.6 TABELLA DELLE PORTATE IN SLPM PER NOVA1000BIO	105
TABELLA 3.7 TABELLA DI CONVERSIONE DELLE PORTATE DA SLPM IN Nm ³ /H E KG/M ³	105
TABELLA 3.8 FOGLIO EXCEL DI CALCOLO PER IL DIMENSIONAMENTO DELLO SCAMBIATORE DI CALORE	107
TABELLA 3.9 TABELLA CALCOLI PERDITE NOVA1000BIO	111
TABELLA 4.1 VALORE DEL POTERE CALORIFICO INFERIORE IN VARIE UNITÀ DI MISURA.....	119
TABELLA 4.2 TABELLA VALORI MEDI DI EFFICIENZA DELLE CELLE BLOOM ENERGY® IN BASE AL COMBUSTIBILE	126
TABELLA 4.3 TABELLE LIMITI EMISSIVI SECONDO DL 3 APRILE 2006, N. 152	129
TABELLA 4.4 TABELLA CONFRONTI EMISSIONI INQUINANTI TRA IMPIANTI NOVA A METANO E A BIOGAS	132
TABELLA 4.5 TABELLA COSTI MEDI DEL METANO E DEL BIOGAS	133
TABELLA 4.6 TABELLA DI CONFRONTO DEL POTERE CALORIFICO INFERIORE DEL METANO, DEL BIOGAS E DELL'IDROGENO	136

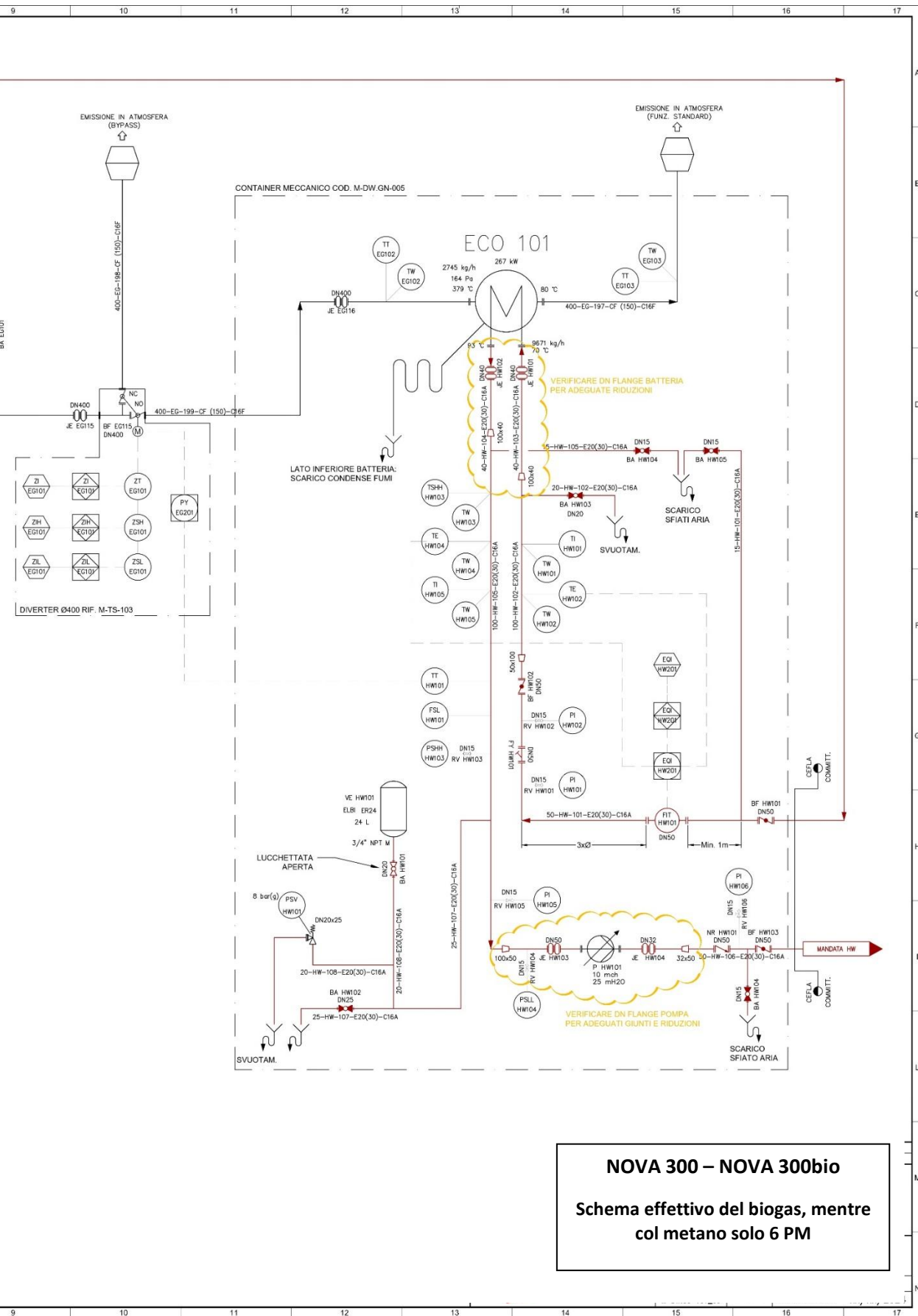
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

Bibliografia

- Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, “sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia”
- Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2012, “sull'efficienza energetica”
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, “Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia”
- Decreto Ministeriale 4 agosto 2011, “integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia”
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, “Norme in materia ambientale”
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”
- Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento 2019 – GSE
- Arrigo Pareschi, 2009, *Impianti meccanici per l'industria*, Esculapio
- Fabiano, D. (2024). *Tecnologie Elettriche Innovative – Celle a combustibile*, Università di Bologna
- Salzano, E. (2024). *Tecnologie sostenibili per le risorse energetiche – Fuel Cells*, Università di Bologna
- Bloom Energy®, 2024. Load Following Solid Oxide Fuel Cell
- Bloom Energy®, 2023. Hydrogen Power Generation and the Significance of Efficiency
- Bloom Energy®, 2024. How Bloom Reduces Emissions
- Bloom Energy®, 2024. Energy Server® with Heat Capture
- Bloom Energy®, Brevetto funzionamento cella, CPOx e ATO
- Documenti tecnici Cefla e Bloom Energy® e dati impianti

Sitografia

- IRENA, International Renewable Energy Agency. Hydrogen.
<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen#:~:text=As%20at%20the%20end%20of,around%204%25%20comes%20from%20electrolysis.>
- Treccani, Celle a combustibile. Maria Assunta Navarra, Bruno Scrosati (2008)
https://www.treccani.it/enciclopedia/celle-a-combustibile_%28Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica%29/
- Modofluido, Fuel cell: funzionamento e vantaggi (2023)
<https://modofluido.hydac.it/fuell-cell>
- Grundfos, Considerazioni importanti per la scelta e il dimensionamento di una pompa
<https://www.grundfos.com/it/learn/ecademy/all-courses/the-extended-course-on-basic-pump-principles/important-considerations-when-selecting-and-sizing-a-pump>
- Impianto.it, Come dimensionare uno scambiatore di calore
<https://www.impianto.it/dimensionare-uno-scambiatore-calore/>
- Impianto.it, Scelta e dimensionamento delle tubazioni industriali
<https://www.impianto.it/scelta-e-dimensionamento-delle-tubazioni-industriali/>



NOVA 300 – NOVA 300bio
Schema effettivo del biogas, mentre col metano solo 6 PM

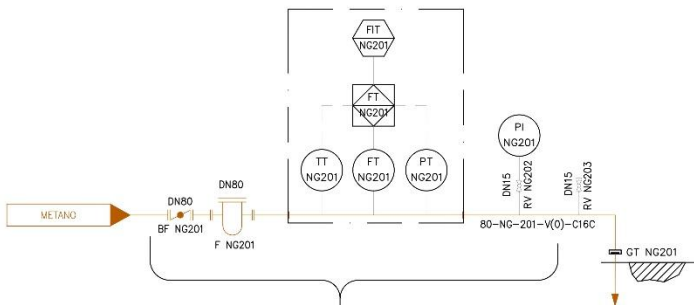
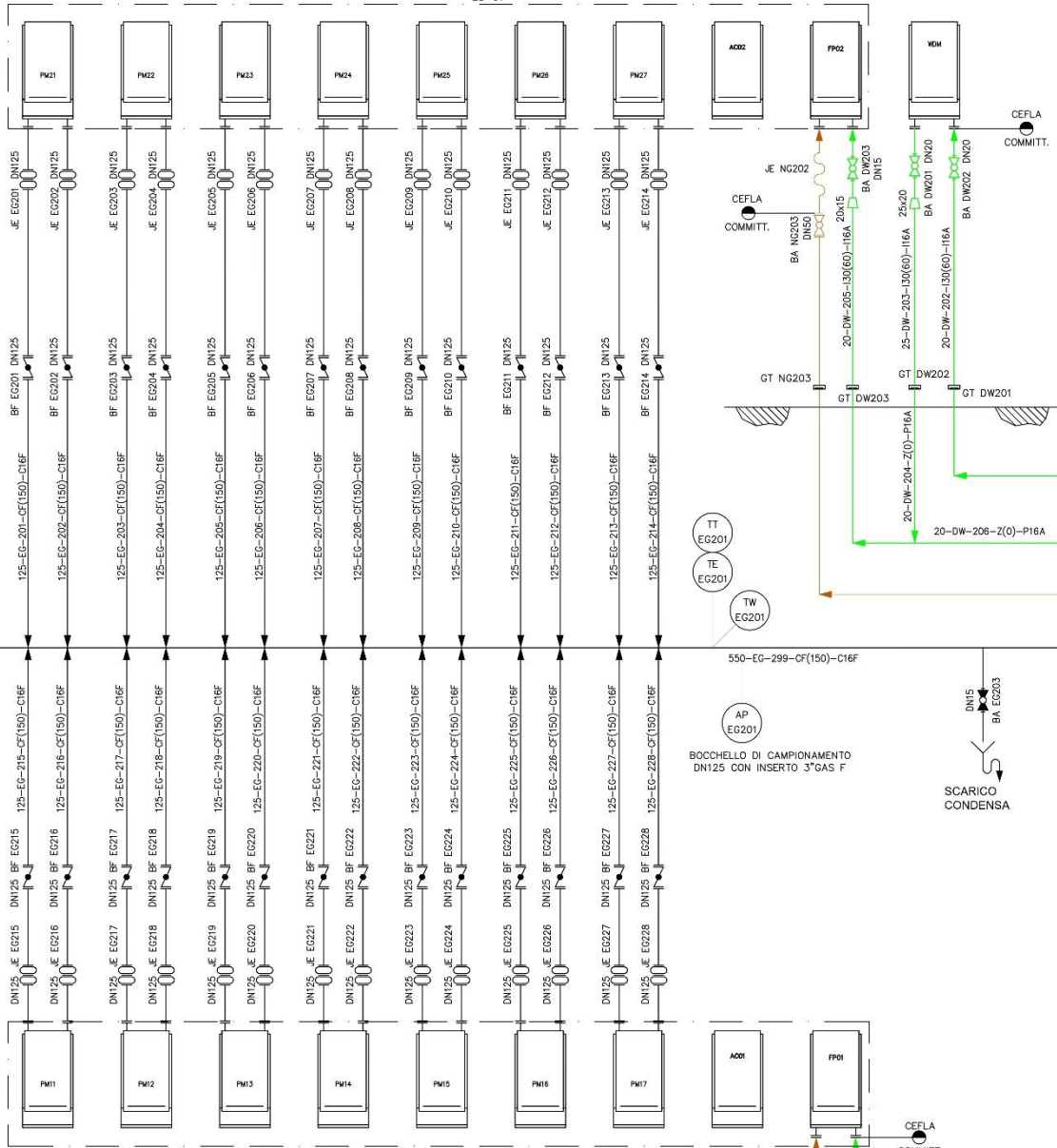
RITORNO HW

65-IHW-201-E20(30)-C16A

ACQUA DEMI

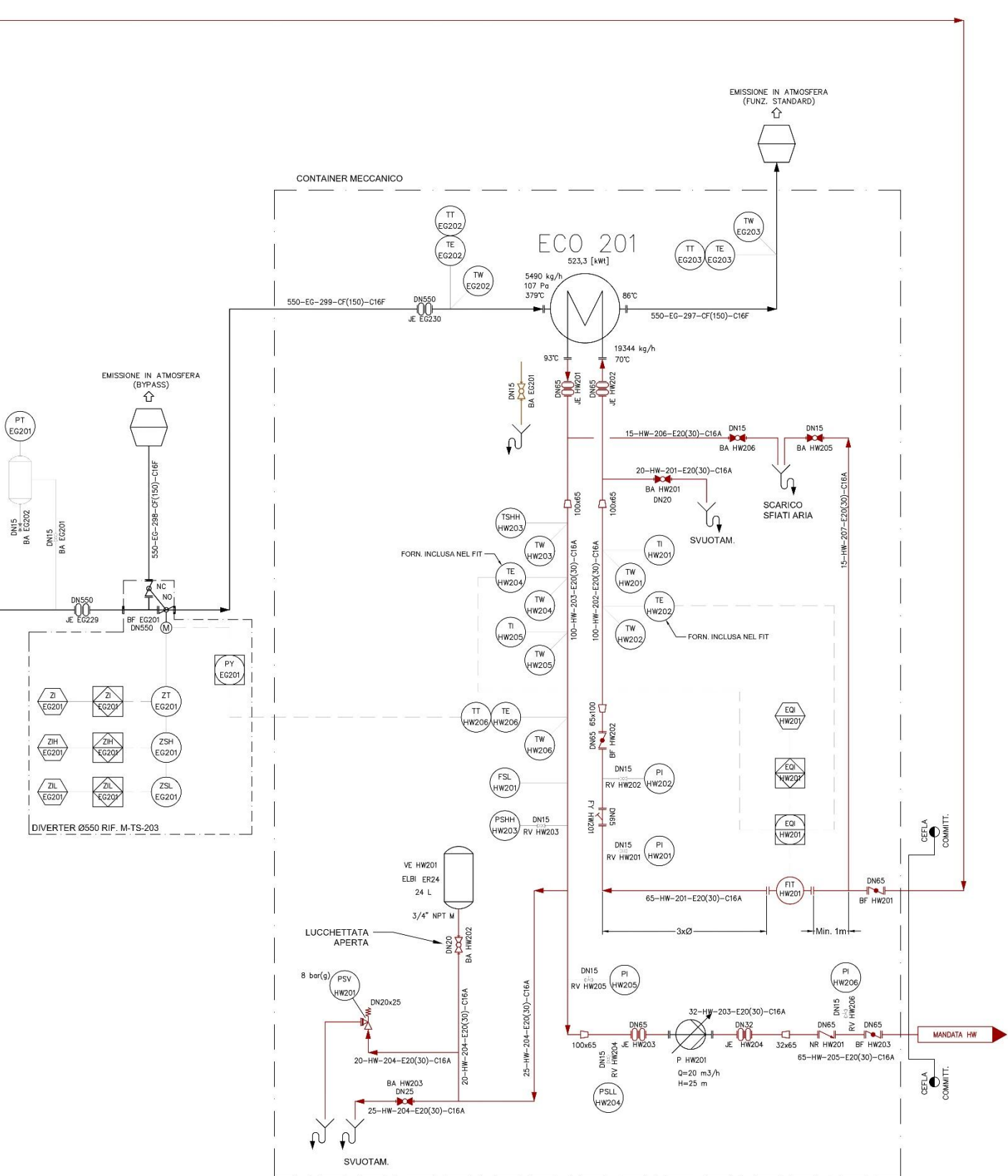
25-DW-201-Z(0)-P16A
[INTERRATO]

ES-01

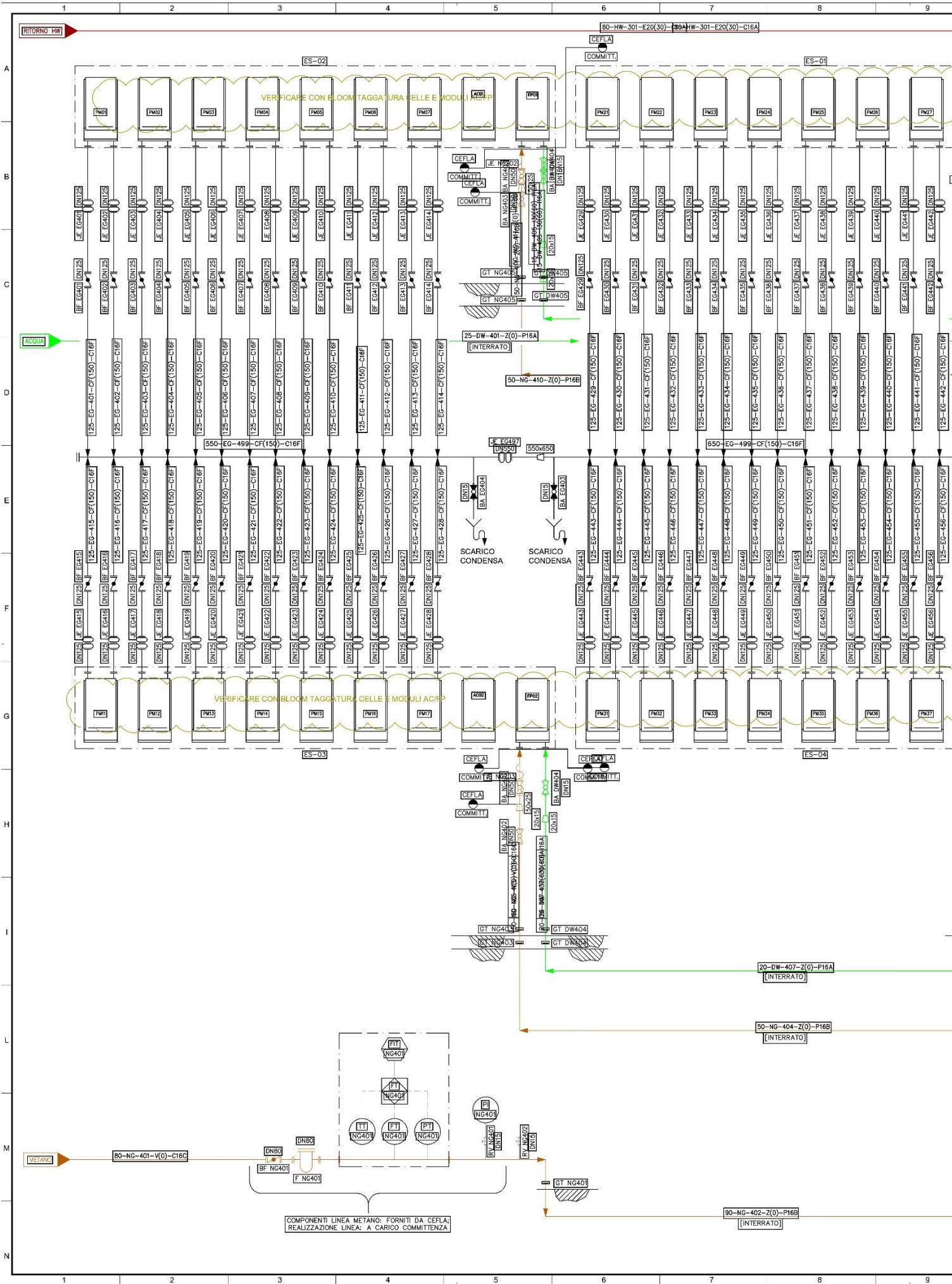


COMPONENTI LINEA METANO: FORNITI DA CEFLA;
REALIZZAZIONE LINEA: A CARICO COMMITENZA

90-NG-202-Z(0)-P16B
[INTERRATO]



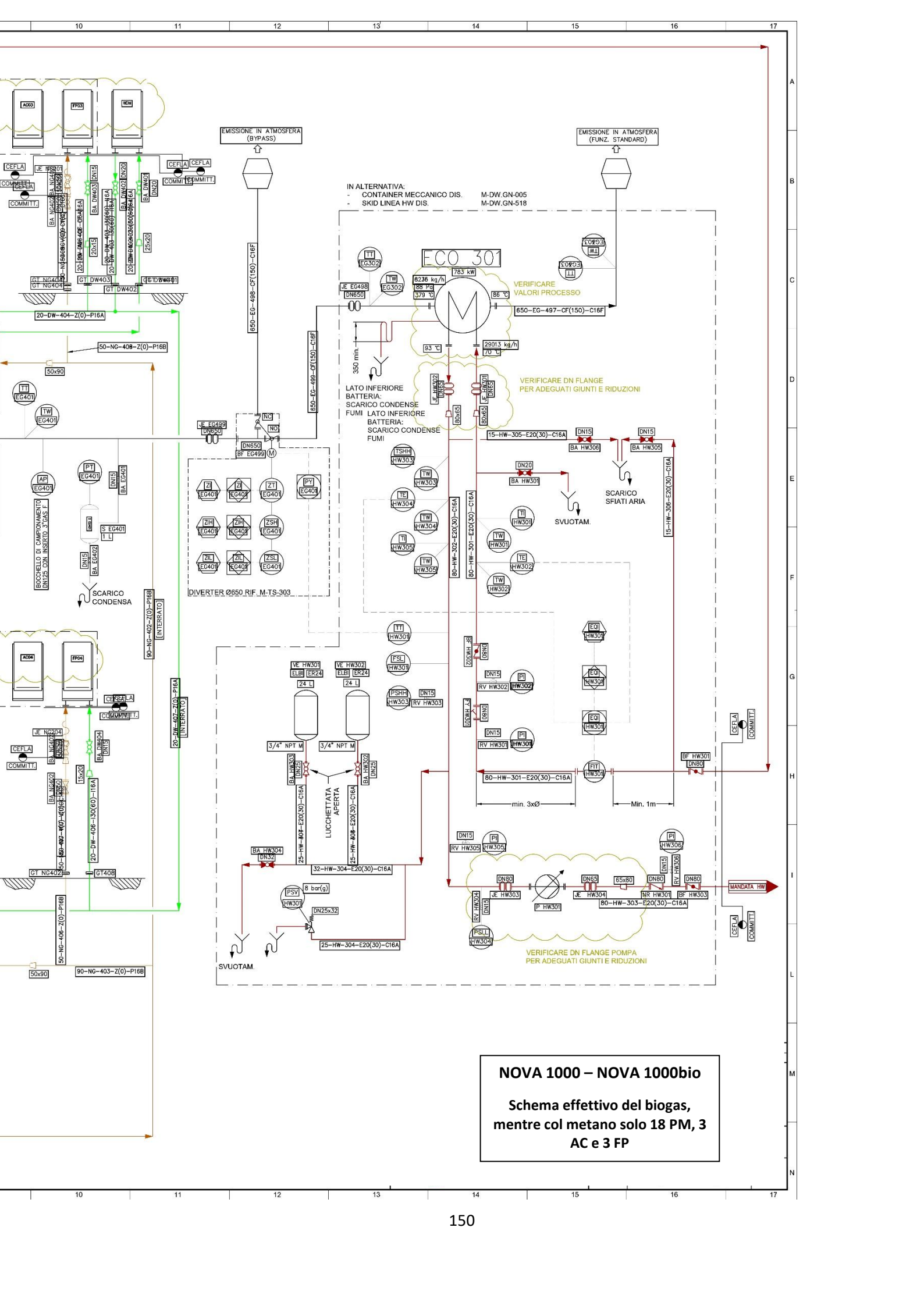
NOVA 600 – NOVA 600bio
Schema effettivo del biogas,
mentre col metano solo 12 PM



VERIFICARE CON BLOOM TAGGATURA SULLE E MODULI ACP

VERIFICARE CON BLOOM TAGGATURA SULLE CELLE E MODULI ACP

COMPONENTI LINEA METANO: FORNITI DA CEFLA;
REALIZZAZIONE LINEA: A CARICO COMMITTENZA.



Fornitura Bloom NOVA1000 biogas	
WDM	BLOOM
FP	BLOOM
AC	BLOOM
PM - 65KW (metano)	BLOOM
Ass. Steel overlay NOVA600	BLOOM
kit Pannelli estetici NOVA600	BLOOM
kit guarnizioni lato fumi tipo R10480S st gobain	BLOOM
kit connessioni elett/acqua/gas	BLOOM
Compless. Skid Celle NOVA1000 BIOGAS	
Carpenteria skid per 9 moduli	
Carpenteria skid per 5 moduli	
Trunnion sollevamento DX	
Trunnion sollevamento SX	
Lamiera di finitura	
Rampa Gas DN80 (gruppo filtrazione e misura gas metano)	
Valv. Farf. DN80 LUG per gas metano	Ghibson
Filtro DN80 per gas metano	MIM
Misuratore di portata DN80 tipo G160	IMEVA
Alimentatore e data logger	IMEVA
Convertitore di volumi con sonda di temperatura e pressione	IMEVA
Valvola di spillamento	
Manometro completamente inox DN100 0-10 bar ATEX	F.Ili MAGNI
Compless. Canali Celle NOVA1000 biogas SKID	
Carpenteria canali fumi e supporti per NOVA1000 biogas - skid	
Valvole DN125	Ghibson
Giunti DN125	SARTORI
Guarnizioni grafite armata DN125 sp.3	Tecnova
Giunto DN650	Sartori
Giunto DN400	Sartori
Diverter DN650	m.Rhodense
Cuscino coibentazione singolo ramo DN125	Alex. Coib./Tеспе
Trasmettitore di temperatura	
Sonda termocoppia CL.1 K + TT Q1T60 MgO Inconel600 Ø6xL475	IMEVA
Raccordo scorrevole TT Z1RFS AISI316L guaina Ø6 attacco Ø1/2"GM	IMEVA
Trasmettitore di pressione	
Trasmettitore di pressione differenziale SITRANS P320 HART (LINEAR)	IMEVA
Manifold 3 valvole 2R8 S6000 A316L CPØ1/2"BSPP-M e CIØ1/2"BSPP-F	IMEVA
Serbatoio 1L	STIMA
Valvola sfera manuale ottone Ø1/2"G MF/OCS	KSB
Complessivo Skid Recupero Termico NOVA1000 biogas	
Carpenteria fumi recupero termico NOVA1000	
Carpent. telaio SKID e sostegni componenti	Ticma
Tubazioni HW recupero termico NOVA1000	Ticma
Pompa Q=20mch H=25m	Grundfos
Batteria recupero NOVA600	DAV Coils
Sonda termocoppia CL.1 K + TT Q1T60 MgO Inconel600 Ø6xL475	IMEVA
Valvola a farfalla tipo LUG PN 16 DN 80 VLF 16i	KSB
Filtro raccogliatore di impurità a Y F265 in ghisa GJL250 PN 16 DN 80	KSB
Compensatore assiale flangiato s/convogliatore AJF PN 16 DN 80	KSB
Giunto elastico in gomma F309 PN 16 Flang. DN80 Ø	KSB
Giunto elastico in gomma F309 PN 16 Flang. DN65 Ø	KSB
Vaso espansione 24L	ELBI (CIICAI)
Valvola di ritegno DN80 DPL oppure WT	KSB
Valvola di sicurezza ISPEL 1" x 1"1/4	KSB
Valvola sfera manuale ottone Ø1"1/4 G MF/OCS	KSB
Valvola sfera manuale ottone Ø1/2"G MF/OCS	KSB
Valvola sfera manuale ottone Ø3/4"G MF/OCS	KSB
Valvola sfera manuale ottone Ø1"G MF/OCS	KSB
Termostato di sicurezza RT107 017-513666 riarmo MAX C2mt campo 70°	CIICAI
Sensore di temperatura Pt100 + TT F1T80 CL.A bulbo liscio Ø8	IMEVA
Misuratore di portata DN80	IMEVA
Flussostato allarme bassa portata - per liquidi DBSF-1E IP65 attacco otto	CIICAI
Manometro Bourdon AR tutto INOX P101/B0 D100 CL.1 scala 0/10bar	F.Ili MAGNI
Pressostato di sicurezza BCP 4H riarmo MAX campo 1/10bar	IMEVA
Pressostato di sicurezza BCP 3L riarmo MIN campo 0.2/6bar	IMEVA
Valvola spillo portamanometro 2V ASTM A105 2VSP8 S6000 Ø1/2"BSPP-	F.Ili MAGNI
Termometro bimetallico EA INOX T502 D100 CL.1 Ø8 scala 0/120°c	F.Ili MAGNI
Trasmettitore di temperatura con pozzetto	IMEVA

Table 1 Elementi

RINGRAZIAMENTI

Desidero, innanzitutto, esprimere la mia sincera gratitudine a tutte le persone che, in modi diversi, hanno contribuito alla realizzazione di questo lavoro, e anche a tutti coloro che mi sono stati vicini durante questi anni di università.

Un ringraziamento speciale va al mio tutor di tirocinio, Marco Barnabè, per la sua preziosa guida, la sua disponibilità e suoi consigli che mi hanno accompagnato lungo questo percorso. La sua esperienza e il suo supporto sono stati fondamentali per lo svolgimento del tirocinio e la stesura della tesi, oltre ad aver rappresentato per me un valido aiuto di crescita personale e tecnica.

Desidero inoltre ringraziare il mio relatore, il Professor Ferrari, per il tempo dedicato e per gli spunti preziosi che hanno arricchito il mio lavoro. Lo ringrazio anche per essere stato un ottimo professore e avermi fatto avvicinare al mondo impiantistico – industriale.

Un pensiero particolare va a tutti i miei amici, coi quali ho camminato, riso, scherzato, discusso e sorriso in questi anni di studio. Mi piacerebbe citare ognuno di voi per nome e ringraziarlo personalmente, ma i ringraziamenti si allungerebbero troppo. Tuttavia, meritate uno spazio almeno come gruppi di amici. Quindi, grazie mille a voi...

Ingegneri triennali, magistrali ed “Impiantisti per caso”

Con voi quest’avventura universitaria è iniziata, continuata e si è conclusa. Vi ringrazio per i momenti passati nelle aule di via Risorgimento e di via Terracini tra chiacchiere, studio e aperitivi. Vi sono grato per gli aiuti che mi avete dato, e ringrazio per le belle e sincere amicizie che sono nate tra noi, a tal punto che oggi posso chiamarvi amici e non semplicemente colleghi!

Dissociati

Un gruppo tutto al maschile a cui vanno i miei ringraziamenti per le serate in compagnia, le camminate tra i boschi e tutti i momenti condivisi. Vi ringrazio perché siete il gruppo con cui più ci siamo sorretti in questi anni di studio tra difficoltà e momenti di gioia per i traguardi raggiunti.

Educatori

Per tanti la GMG di Lisbona è stato un viaggio significativo, ma per me è anche l’inizio di un’amicizia inaspettata e tanto preziosa. Ringrazio per il tempo condiviso nella preparazione di questo evento, perché mi ha dato modo di conoscervi, scoprirvi e rimanere ammirato dalle belle persone che siete.

Vi ringrazio per essere stati un sottofondo presente e dolce in questi anni di magistrale, e anche perché con voi posso condividere un percorso di fede quotidianamente.

Don e seminaristi

Persone tutte diverse, ma tutte brillanti. Vi ringrazio per accompagnarmi da anni in un cammino di fede non sempre semplice e pieni di dubbi, per essere un punto di riferimento per noi educatori e per sostenerci nel lavoro coi nostri ragazzi.

Illi, Vitto e Simo

Insieme siamo “i fantastici quattro” delle superiori e a voi va un pensiero speciale. Infatti, siete quelle persone che so esserci, anche se siamo separati da miglia aeree, e ogni qual volta ci si ritrova è come se non ci fossimo mai allontanati. Ognuno di voi è speciale e ha tanti doni. Siate voi stessi sempre perché chi ha la fortuna di incontrarvi, rimarrà stupito e vi ammirerà.

E anche a tutti voi con cui, anche se non fate parte di un gruppo nello specifico, ho condiviso un pezzo di strada. Vi ringrazio per i bei momenti passati insieme e vi porto nel cuore.

Infine, il ringraziamento più sentito è per la mia famiglia, che con pazienza, affetto e fiducia ha sempre creduto in me, spronandomi nei momenti di difficoltà e gioendo con me nei successi. Senza di loro, questo traguardo non sarebbe stato possibile.

A tutti voi, il mio più sincero grazie.

Con affetto,

Brinta