

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea MAGISTRALE in ingegneria
ENERGETICA E NUCLEARE



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea MAGISTRALE

Modello per l'analisi energetico-ambientale di cogeneratori dotati di motore a combustione interna

Relatori

Prof. ANDREA CARPIGNANO

Prof. MAURO MONTRUCCHIO

Ing. EDOARDO CONTI

Candidato

FEDERICO RUFFINO

LUGLIO 2021

Sommario

Nel contesto di studio finalizzato al rilascio delle apposite autorizzazioni ambientali, ponendo l'attenzione sugli impianti di cogenerazione con motore a combustione interna e alimentati a gas naturale, vi è stato modo, grazie al contributo delle aziende installatrici, di raccogliere informazioni sulla scelta, sul funzionamento e sulle performance delle tecnologie adottate.

Ponendosi dal punto di vista dell'ente che rilascia le autorizzazioni ambientali, è nata l'esigenza di disporre di uno strumento che raccogliesse tutte le informazioni e dai parametri più significativi effettuasse un'analisi dell'impianto attenta alla tutela dell'ambiente e alle esigenze della popolazione con un'ottica di supporto al processo autorizzativo.

Il seguente elaborato si pone quindi l'obiettivo di creare un modello di analisi per impianti di cogenerazione con motori a combustione interna alimentati a gas naturale, che riassume ed esamina gli aspetti ambientali, normativi, tecnici ed economici.

La cogenerazione, inoltre, ricopre un ruolo importante nella transizione energetica, pertanto, è ragionevole dedicarle particolare attenzione.

Il modello mira ad ottenere un'analisi multicriterio indirizzata principalmente ad evidenziare gli aspetti che hanno impatto sull'ambiente e sulla collettività, senza valore normativo, sottolineando i vantaggi o gli svantaggi delle scelte impiantistiche adottate e consentendo un dialogo ben strutturato con il proponente.

Lo studio di alcuni impianti e l'interazione con alcune aziende installatrici hanno fornito delle basi solide per la creazione del modello.

L'elaborato, oltre a spiegare accuratamente il funzionamento del modello di analisi implementato, illustrerà alcuni esempi applicativi.

*“Non è la conoscenza, ma l’atto dell’apprendimento,
e non è il possesso, ma l’atto di arrivare alla meta
che ci garantisce il maggior godimento”
Carl Friedrich Gauss*

Indice

Elenco delle tabelle	VIII
Elenco delle figure	X
Acronimi	XIII
1 Introduzione	1
1.1 Motivazioni e obiettivi	2
1.2 Tipologie di impianti di cogenerazione in esame	4
1.3 Cogenerazione e transizione energetica	7
1.4 La tutela dell'ambiente e le esigenze della collettività	10
1.5 Contenuti	11
2 Ambiente e cogenerazione	13
2.1 Contesto ambientale della Città Metropolitana di Torino	13
2.1.1 Monossido di carbonio	15
2.1.2 Ossidi di azoto	16
2.1.3 Particolato Sospeso	18
2.2 Normativa ambientale	19
2.3 Principi generali	22
2.4 Criteri di applicazioni	24
2.5 Principali tecnologie cogenerative	25
2.5.1 Motori Alternativi a Combustione Interna	25
2.5.2 Turbine a gas	28
2.5.3 Turbine a vapore	29
2.6 Dimensionamento, funzionamento e aspetti economici	31
2.6.1 Modalità di esercizio	32
2.6.2 Aspetti economici	35
2.7 Emissioni	37
2.7.1 Selective Catalytic Reactor (SCR)	38

3	Il modello di analisi	44
3.1	Finalità e costruzione del modello di analisi	44
3.2	Questionario per la richiesta dati	47
3.3	Struttura e metodo di utilizzo	48
3.4	Gli output del modello	50
4	Parametri analizzati dal modello	55
4.1	Ambito ambientale	56
4.1.1	Emissioni di CO ₂ , NO _x , CO e PT : confronto con la produzione separata	56
4.1.2	Neutralità emissiva	62
4.1.3	Emissioni di ammoniaca	65
4.1.4	Gas naturale in sostituzione di altri combustibili	66
4.1.5	Efficientamento dello stabilimento e riduzione della potenza installata	67
4.1.6	Accesso ai dati emissivi	67
4.1.7	Certificazioni ambientali	68
4.1.8	Primary Energy Saving (PES)	68
4.1.9	Ricettori acustici	70
4.1.10	Consumo di acqua	70
4.2	Ambito ambientale	71
4.2.1	Tipo di autorizzazione necessaria	71
4.2.2	BAT-AEL NO _x (Tabella 25)	72
4.2.3	BAT-AEL CO (Tabella 25)	72
4.2.4	BAT-AEL NH ₃ (BAT 7)	73
4.2.5	Normativa particolato	73
4.2.6	Rendimento elettrico netto	74
4.2.7	Consumo totale di combustibile	74
4.3	Ambito Tecnico	75
4.3.1	Modalità di cogenerazione	75
4.3.2	Produzione termica in relazione al fabbisogno di stabilimento	76
4.3.3	Produzione elettrica in relazione al fabbisogno di stabilimento	76
4.3.4	Selective Catalytic Reactor	77
4.3.5	Stoccaggio di reagente per SCR	78
4.3.6	Ore di funzionamento dell'impianto	78
4.3.7	Ore di arresto programmato su ore di funzionamento	78
4.3.8	Rendimento termico ed elettrico	79
4.3.9	Disponibilità	79
4.4	Ambito Economico	80
4.4.1	Costo di investimento su kWel	80
4.4.2	Costo di manutenzione	81

4.4.3	Risparmio annuale	81
4.4.4	Certificati bianchi	82
4.4.5	Pay Back semplice	83
4.4.6	Internal Rate of Return	84
4.4.7	Costo di gestione SCR	84
5	Esempi di applicazione del modello di analisi	85
5.1	Impianto 1	86
5.2	Impianto 2	93
5.3	Risultati a confronto	101
6	Conclusioni	103
6.1	Utilità e punti di forza del modello di analisi	103
6.2	Limiti del modello e prospettive di miglioramento	105
A	Questionario richiesta dati	107
B	Analisi in formato tabulare	109
	Bibliografia	113

Elenco delle tabelle

3.1	Caratteristiche principali degli impianti studiati per la costruzione del modello.	47
4.1	Analisi qualitativa di inquinanti rispetto a produzione separata. . .	61
4.2	Analisi percentuali di inquinanti rispetto a produzione separata. . .	62
4.3	Analisi variazione emissioni ante e post cogenerazione.	65
4.4	Analisi emissioni di ammoniaca.	66
4.5	Analisi percentuali di inquinanti rispetto a produzione separata. . .	66
4.6	Analisi efficientamento.	67
4.7	Analisi accesso ai dati emissivi.	68
4.8	Analisi certificazioni ambientali.	68
4.9	Analisi risparmio di energia primaria.	69
4.10	Analisi presenza ricettori.	70
4.11	Analisi consumo di acqua.	71
4.12	Analisi tipo di autorizzazione.	71
4.13	Analisi BAT-AEL NO_x	72
4.14	Analisi BAT-AEL CO.	73
4.15	Analisi BAT-AEL NH_3	73
4.16	Analisi limiti Particolato.	73
4.17	Analisi BAT-AEL rendimento elettrico.	74
4.18	Analisi BAT-AEL consumo di combustibile.	75
4.19	Analisi dell'utilizzo della cogenerazione.	75
4.20	Analisi della produzione termica rispetto al fabbisogno.	76
4.21	Analisi della produzione elettrica rispetto al fabbisogno.	77
4.22	Analisi presenza di sistema di abbattimento degli NO_x	77
4.23	Analisi stoccaggio del reagente.	78
4.24	Analisi ore di funzionamento.	78
4.25	Analisi ore di fermo dell'impianto.	79
4.26	Analisi rendimento elettrico dal punto di vista tecnico.	79
4.27	Analisi rendimento termico dal punto di vista tecnico.	79
4.28	Analisi disponibilità dell'impianto.	80

4.29	Analisi costo di investimento.	81
4.30	Analisi costo di manutenzione.	81
4.31	Analisi € risparmiati su energia elettrica.	81
4.32	Analisi certificati bianchi.	83
4.33	Analisi Pay Back semplice.	84
4.34	Analisi Internal Rate of Return.	84
4.35	Analisi costo di gestione SCR.	84
5.1	Ambito ambientale impianto 1.	87
5.2	Ambito normativo impianto 1.	87
5.3	Ambito tecnico impianto 1.	88
5.4	Ambito economico impianto 1.	88
5.5	Ambito ambientale impianto 2.	94
5.6	Ambito normativo impianto 2.	94
5.7	Ambito tecnico impianto 2.	95
5.8	Ambito economico impianto 2.	95

Elenco delle figure

1.1	Diffusione degli impianti nel territorio nazionale e conseguente risparmio di energia primaria per zone [1].	1
1.2	Numero di unità installate tipologia di cogeneratore [1].	6
1.3	Energia primaria ripartita tra le varie tipologie di combustibile [1]. .	6
1.4	Mix energetico italiano (Tep) [2].	8
2.1	Disposizione delle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria [3].	14
2.2	Storico emissioni di NO_2 in due differenti stazioni [3].	17
2.3	Contributo di emissione di NO_x , percentuale per settore [4].	18
2.4	Produzione separata e cogenerazione, produzioni a confronto [7]. .	23
2.5	Cogenerazione con motore a combustione interna [7].	26
2.7	Motore a combustione interna, modello Jenbacher J624 [8].	27
2.6	Container per cogenerazione contenente motore a c.i. [8].	28
2.8	Risparmi di energia primaria per le varie tecnologie [7].	31
2.9	Diagramma di carico funzionamento a pieno carico [7].	34
2.10	Diagramma di carico funzionamento a pilotaggio termico [7]. . . .	34
2.11	Diagramma di carico funzionamento a pilotaggio elettrico [7]. . . .	35
2.12	Schema di un sistema SCR [9].	40
2.13	Andamento della riduzione di NO_x in funzione dell'ammoniaca immessa a confronto con l'ammonia slip [10].	41
3.1	Geolocalizzazione impianti osservati per la creazione del modello. .	46
3.2	Esempio spiegato di una linea della tabella di analisi.	50
3.3	Esempio di diagramma a ragnatela in output.	52
4.1	BAT-AEL emissioni di NO_x [13].	72
4.2	BAT-AEL rendimento elettrico netto [13].	74
4.3	Pay Back in funzione del rendimento termico [7].	83
5.1	Diagramma ambito ambientale impianto 1.	89
5.2	Diagramma ambito normativo impianto 1.	89
5.3	Diagramma ambito tecnico impianto 1.	90

5.4	Diagramma ambito economico impianto 1.	90
5.5	Diagramma analisi di sensitività.	92
5.6	Diagramma ambito ambientale impianto 2.	96
5.7	Diagramma ambito normativo impianto 2.	96
5.8	Diagramma ambito tecnico impianto 2.	97
5.9	Diagramma ambito economico impianto 2.	97

Capitolo 1

Introduzione

La produzione simultanea di energia termica ed elettrica mediante cogenerazione risulta oggi tra le più efficienti soluzioni impiantistiche in grado di ottimizzare la produzione di energia, ridurre i consumi di combustibile e le emissioni di inquinanti.

Gli impianti di cogenerazione, con potenze di targa che vanno dal MW alle decine di MW, hanno sostituito, parzialmente o per intero, parchi caldaie di stabilimenti ed hanno concesso alle aziende di ridurre l'acquisto di energia elettrica dalla rete e, in alcune circostanze, di vendere una quota di energia elettrica prodotta alla rete.

È possibile notare un'ampia diffusione di tecnologie cogenerative su tutto il territorio nazionale.

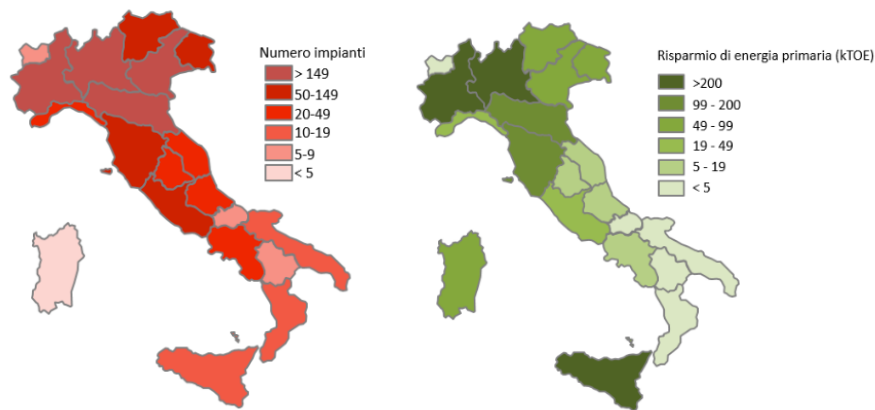


Figura 1.1: Diffusione degli impianti nel territorio nazionale e conseguente risparmio di energia primaria per zone [1].

Come illustrato dalle immagini, nel contesto della Città Metropolitana di Torino esiste un significativo numero di impianti, molti dei quali prima di entrare in

esercizio sono stati sottoposti ad un iter autorizzativo, gestito dall'ente, mirato a verificare il rispetto di determinati requisiti ambientali.

Ovviamente anche gli impianti di cogenerazione, come altre soluzioni per la produzione di energia, devono, se la taglia lo richiede, ottenere apposite autorizzazioni per l'esercizio. In particolare, la normativa ambientale, che approfondiremo in seguito, richiede il rilascio, per impianti all'interno di un certo range di potenza, della cosiddetta Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il rilascio di tale autorizzazione, in determinate circostanze dettate dal D.Lgs. n. 152/2006, è di competenza dell'ente provinciale o regionale, il quale dispone di un apposito nucleo (nucleo Autorizzazioni Integrate Ambientali) che valuta i requisiti delle soluzioni impiantistiche che richiedono autorizzazione, ne esamina gli aspetti tecnici e ne verifica la compatibilità con le imposizioni di legge per ciò che riguarda gli aspetti legati alla tutela dell'ambiente.

1.1 Motivazioni e obiettivi

Lo studio di un consistente numero di impianti presenti nel territorio della Città Metropolitana di Torino, ai fini delle procedure di autorizzazione, in collaborazione con l'ente, ha fatto sì che emergessero una serie di osservazioni legate alle scelte progettuali e alle ripercussioni sull'ambiente.

Avendo modo di osservare e confrontare più impianti, con le loro differenti caratteristiche, si è visto come alcuni impianti risultassero, rispettando la medesima normativa, più "virtuosi" rispetto ad altri in termini di impatto ambientale e sulla popolazione. Viceversa, alcuni impianti, adottando degli accorgimenti avrebbero potuto ridurre drasticamente il loro l'impatto sull'ambiente.

Si è notato come molti parametri, tipici degli impianti di cogenerazione, regolati o non da normativa, possano essere scelti in modo tale che l'impianto tuteli maggiormente gli interesse della collettività in termini di salvaguardia del territorio e della salute. Inoltre, esistono parametri puramente tecnici, indicativi delle performance di un impianto, per cui risulta utile comprendere se in fase di progettazione sono stati opportunamente valutati per massimizzare l'efficienza e ridurre i consumi.

Dalle osservazioni effettuate è emersa l'esigenza di un sistema di analisi che, individuati i parametri più descrittivi dell'impianto, sia in grado di analizzarne la scelta, in modo da capire se la soluzione per cui si è optato è la migliore in relazione alle esigenze della collettività o se vi è la possibilità, conoscendo i parametri ottimali di confronto, di migliorare la configurazione impiantistica adottata.

L'elaborato quindi, a seguito di una descrizione sulle tecnologie cogenerative, si pone l'obiettivo di ideare ed attuare uno strumento di analisi per una particolare tipologia di impianti di cogenerazione. L'analisi è indirizzata principalmente ad impianti alimentati a gas naturale con motore a combustione interna installati per

soddisfare i fabbisogni di un'utenza predefinita, generalmente uno stabilimento. Ci si concentra su questa tipologia di impianto in quanto, come vedremo in seguito, risulta una scelta impiantistica largamente diffusa.

Il modello di analisi che si propone utilizza un nuovo approccio rispetto a modelli di analisi multicriterio già esistenti. Infatti, molti metodi analizzano e confrontano più soluzioni impiantistiche contemporaneamente ed hanno la finalità di individuare la miglior soluzione. Il modello che verrà elaborato nel trattato invece, analizza un impianto per volta, raccogliendo tutti i parametri caratteristici e mostrando punti di forza e limiti di quell'impianto sempre in un'ottica di tutela dell'ambiente e rispetto delle esigenze della popolazione.

Il sistema di analisi che verrà costruito è fondato sullo studio minuzioso della tipologia di impianti in esame. La fase di apprendimento di tutte le informazioni necessarie per la creazione del modello è stata caratterizzata, oltre che dalla ricognizione di nozioni teoriche, dallo studio di 5 impianti presenti all'interno del territorio della Città Metropolitana di Torino. Lo studio degli impianti non si è limitato alla sola analisi dei documenti a disposizione, ma è stato ampliato dal dialogo diretto ed esaustivo con le aziende installatrici.

Lo strumento in questione non ha ovviamente ruolo vincolante, in quanto le imposizioni sono affidate esclusivamente alla normativa, ma serve a chi ne usufruisce per analizzare le condizioni dell'impianto ed osservare se vi è una caratteristica che, pur rispettando i criteri autorizzativi, può essere modificata per rendere l'impianto più virtuoso in termini di performance e impatto ambientale. Con impatto ambientale si farà riferimento in particolar modo all'effetto che ha l'impianto sulla componente atmosferica in quanto le emissioni prodotte implicano il maggior fattore di impatto. Verranno considerati anche i consumi di combustibile e i risparmi di energia primaria. Minore attenzione, invece, sarà posta sull'impatto acustico in quanto, per queste tecnologie, non determina gravi conseguenze.

Conclusa l'analisi si otterranno valutazioni sui diversi parametri ed un parere globale sull'impianto, che sarà identificato da una classe di qualità indicativa appunto della "qualità" della scelta impiantistica intesa come capacità dell'installazione di garantire l'utilizzo di alti standard impiantistici per la riduzione delle emissioni e l'aumento delle performance in modo da implicare le minime ripercussioni sulla collettività e sull'ambiente.

Una prima analisi verrà effettuata sulle emissioni (NO_x , CO, PT e CO_2), confrontando le emissioni prodotte da cogenerazione per soddisfare il fabbisogno di uno stabilimento e le emissioni prodotte da energia termica ed elettrica prodotte separatamente (caldaia e rete nazionale) per soddisfare il medesimo fabbisogno.

A seguito di questa fase che riguarda esclusivamente il cogeneratore, si valuteranno le emissioni dell'intero parco impianti a servizio dell'utenza prima e dopo l'installazione del cogeneratore. In questo modo si potrà osservare se la nuova installazione ha modificato positivamente o negativamente i tassi emissivi. Seguirà

l'analisi di altri parametri caratteristici.

L'analisi verrà effettuata mediante una tabella con opportuni pareri legati a scelte impiantistiche. I parametri scelti e le motivazioni dei pareri assegnabili verranno spiegati volta per volta.

Lo strumento quindi, raccogliendo parametri relativi all'ambito ambientale, normativo, tecnico ed economico si pone l'obiettivo di fornire, ad esempio all'ente che ne fa uso, delle indicazioni sugli aspetti che, in relazione alle ripercussioni sulla collettività, si potrebbero migliorare o che fanno di quell'impianto un "impianto virtuoso". Qualora si dovessero individuare dei parametri che, secondo l'analisi, risultano non in linea con le scelte che mirano alla tutela ambientale, l'ente può avviare un dialogo con il proponente. L'ente può indicare il parametro "critico" e può richiedere o suggerire al proponente delle soluzioni.

Il gestore dell'impianto, dopo aver ottenuto queste indicazioni, può poi decidere se attuare delle modifiche poiché è in grado di farlo e ritiene opportuno seguire una linea particolarmente rispettosa delle esigenze della popolazione oppure non è in grado di attuare modifiche in quanto, ad esempio, potrebbero causargli delle ripercussioni economiche negative.

Il modello di analisi è pensato affinché venga utilizzato dall'ente a cui viene sottoposto il progetto o il rinnovo di un'autorizzazione per una tecnologia del tipo in esame, il quale richiedendo tutti i parametri di interesse è in grado di effettuare un'analisi complessiva e fornire un parere non vincolante e disgiunto da quello legato prettamente alla procedura autorizzativa. L'ente, usufruendo di questo metodo di analisi come strumento di supporto può anche individuare eventuali anomalie e chiedere delucidazioni a riguardo all'azienda proponente.

Anche il proponente dell'impianto potrebbe peraltro usufruire di tale metodo di analisi per migliorare l'impianto tenendo conto di esigenze non considerate dalla normativa. Questa analisi però, non esime il proponente dal rispettare tutti i criteri necessari per ottenere la normale autorizzazione all'esercizio.

Il modello infine, per come è stato ideato, restituirà di tre tipi di output: un indicatore di "gradimento" per ogni parametro attribuito secondo opportuni criteri, un diagramma a ragnatela per ogni ambito che rende visibili gli aspetti determinanti dell'analisi e una classe di qualità complessiva dell'impianto frutto della combinazione di tutti i parametri analizzati che fornisce un'informazione globale sull'impianto.

1.2 Tipologie di impianti di cogenerazione in esame

Esistono diverse soluzioni cogenerative, che verranno discusse in un apposito capitolo. Gli impianti che prenderemo in considerazione nella nostra analisi sono impianti

di cogenerazione con motori a combustione interna alimentati a gas naturale in genere a servizio di un'utenza ben definita (stabilimenti industriali, ospedali, centri commerciali,...).

La transizione energetica è oggi una delle tematiche centrali delle politiche nazionali ed internazionali per la lotta ai cambiamenti climatici e, come vedremo nel paragrafo successivo, questa tipologia di impianti svolgerà, nel futuro prossimo, un ruolo importante nel panorama energetico nazionale.

Il modello di analisi è costruito principalmente per questo tipo di impianti poiché si tratta di una modalità impiantistica di cogenerazione molto diffusa. Sempre più aziende installano, privatamente o affidandosi a compagnie energetiche, questo tipo di impianto per soddisfare i fabbisogni del proprio stabilimento. Di conseguenza, gli enti preposti per il rilascio delle autorizzazioni ambientali si trovano molto spesso a dover autorizzare o a dover rinnovare le autorizzazioni per questa specifica tipologia di impianti.

Le potenze elettriche variano generalmente da pochi kWe alle decine di MWe con un'ampia disponibilità di taglie e ciò li rende adatti a soddisfare il fabbisogno di diversi tipi di stabilimenti. Inoltre, una serie di vantaggi rispetto ad altri tipi di impianti, rendono queste tecnologie cogenerative particolarmente convenienti in termini di performances e installazione.

Infatti, la maggior parte di questi motori, oltre ad avere alte efficienze elettriche e contenuti costi di investimento risulta anche di facile installazione. Vengono forniti all'azienda all'interno di container che contengono il motore a combustione interna, l'alternatore per la produzione di energia elettrica e tutti i sistemi di regolazione e monitoraggio della potenza. Il container è poi dotato degli appositi allacci per il rifornimento del combustibile e l'erogazione dell'energia. I sistemi risultano quindi molto compatti con tempi di installazione relativamente brevi.

Queste e altre caratteristiche, che approfondiremo in un apposito paragrafo, hanno favorito una massiccia diffusione di questo tipo di cogeneratori.

Dal seguente grafico possiamo osservare il numero di unità installate e come i cogeneratori con motore a combustione interna rappresentino la tecnologia più adottata.

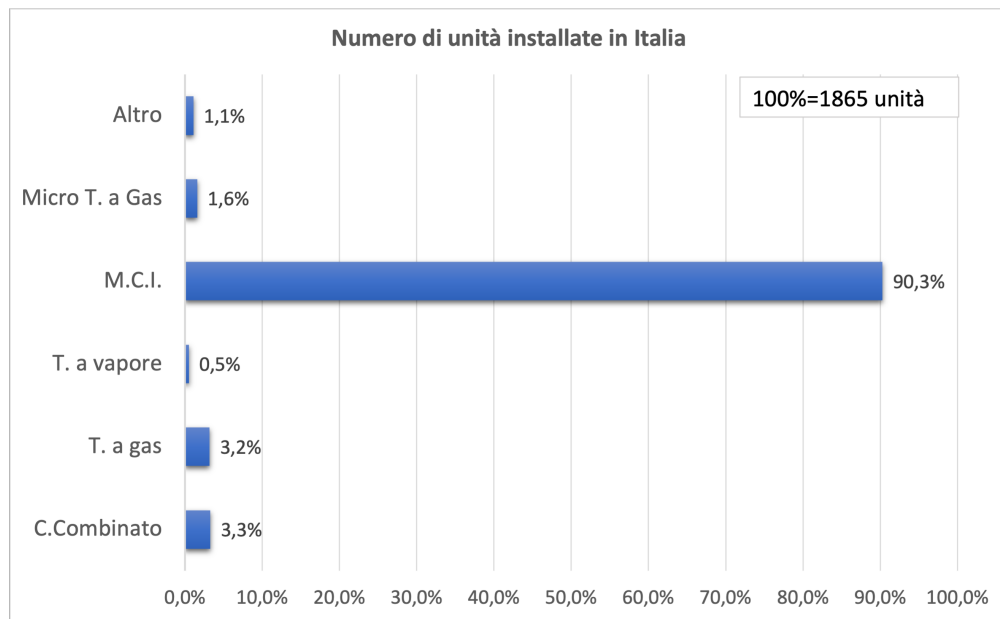


Figura 1.2: Numero di unità installate tipologia di cogeneratore [1].

Inoltre, il gas naturale rappresenta la principale fonte di energia primaria utilizzata per la produzione combinata.

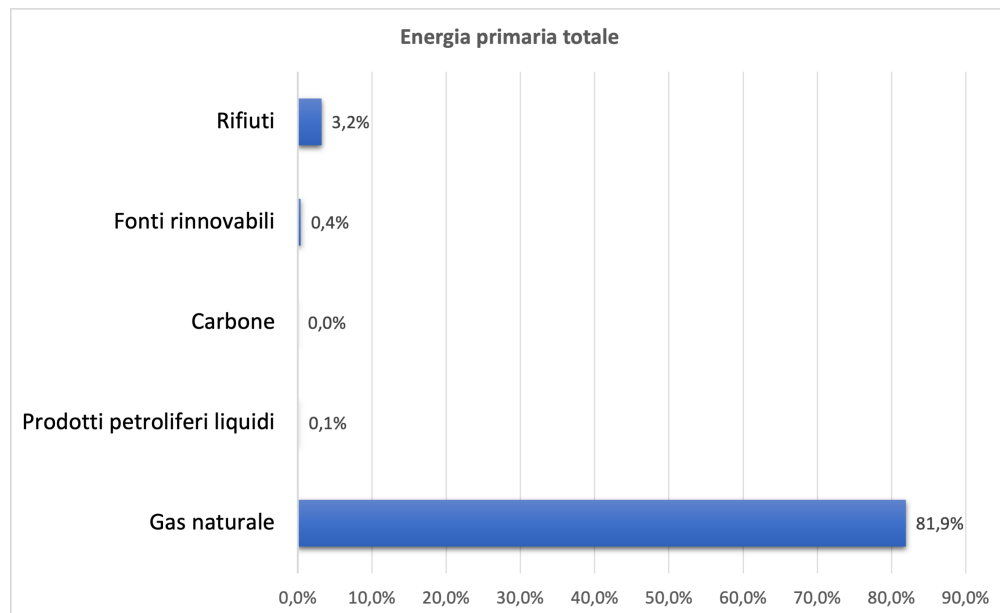


Figura 1.3: Energia primaria ripartita tra le varie tipologie di combustibile [1].

1.3 Cogenerazione e transizione energetica

La transizione energetica è oggi una delle tematiche centrali delle politiche nazionali ed internazionali per la lotta ai cambiamenti climatici che impone un impegno a livello globale per una progressiva e quanto più rapida decarbonizzazione di tutti i settori energetici. Se infatti si continuasse a crescere seguendo l'attuale traiettoria, i consumi di energia nel 2040 sarebbero del 38% più alti rispetto ad oggi, le emissioni di CO_2 risulterebbero superiori del 23% e l'incremento delle temperature globali potrebbe raggiungere livelli tali da rendere irreversibili gli impatti sull'ambiente, esponendo il pianeta e l'intera popolazione mondiale ad un rischio sistemico di eventi climatici catastrofici, con conseguenti effetti disastrosi sulla crescita economica, sulla stabilità sociale della popolazione e sugli equilibri geopolitici.

Tutti gli obiettivi – a livello nazionale, europeo e internazionale – sono estremamente ambiziosi e, oltre a richiedere una rapida transizione verso modelli di produzione e consumo completamente nuovi (e sostenibili) facendo leva sulle tecnologie che si stanno consolidando e sulle innovazioni che matureranno nel corso dei prossimi anni, necessitano di una mobilitazione di forze e risorse senza precedenti [2].

In questo contesto, in base alla nuova governance dell'Unione, ciascuno Stato membro ha provveduto a redigere entro dicembre 2018, una proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) per il periodo 2021-2030 che stabilisca le politiche finalizzate a raggiungere in modo efficace i target individuati a livello europeo [2]. Affinché si possano raggiungere gli obiettivi del PNIEC è indubbiamente necessario incrementare l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia, come fotovoltaico, idroelettrico ed eolico. Risulta interessante comprendere il ruolo della cogenerazione a gas naturale in questo contesto di transizione energetica.

Se osserviamo quanto esposto in uno studio effettuato da Terna e Snam dal titolo: "La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas", notiamo come varia il mix energetico nazionale italiano per i consumi di energia primaria dal 2000 al 2018 notiamo immediatamente un calo nel ricorso ai combustibili solidi non rinnovabili e un notevole incremento del contributo delle fonti rinnovabili con una crescita dell'11,4% rispetto al 2017. Per quanto riguarda il gas naturale, confrontando il consumo del 2000 con quello del 2018 notiamo come giochi un ruolo importante e che è passato dal 31% (2000) al 35% (2018) [2].

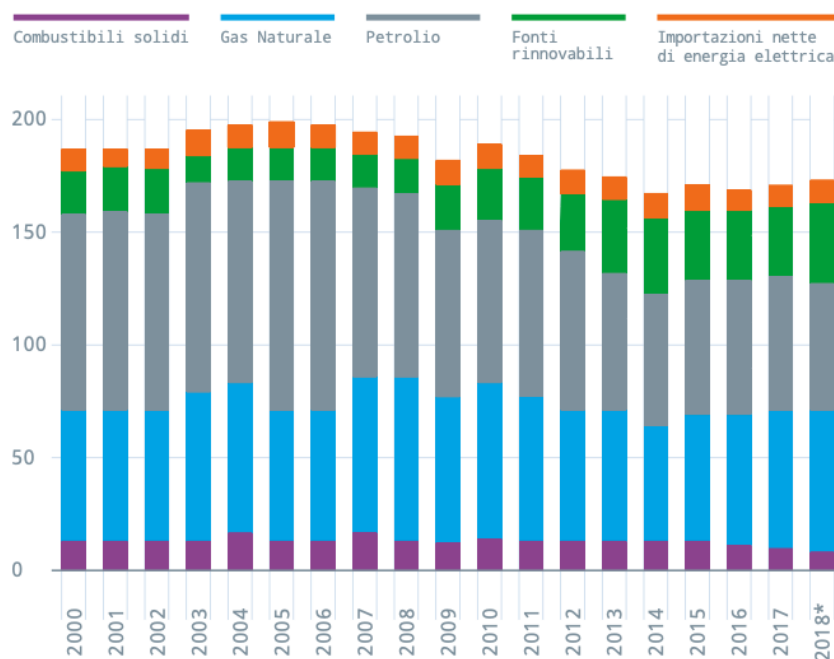


Figura 1.4: Mix energetico italiano (Tep) [2].

Il raggiungimento degli obiettivi di policy da parte dell'Italia necessita un lavoro coordinato e congiunto dei principali attori del mondo energetico italiano, per poter ottenere una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano. A tal fine Snam e Terna hanno elaborato il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2019), un documento propedeutico alla predisposizione e organizzazione dei piani di sviluppo delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale a livello nazionale [2].

Il Documento di Descrizione degli Scenari del 2019 sviluppa tre differenti panorami, tra loro contrastanti, su orizzonte temporale al 2040: uno scenario Business-As-Usual (BAU), che proietta i trend attuali ed è caratterizzato da uno sviluppo tecnologico incentrato esclusivamente sul merito economico; due scenari di sviluppo, Centralized (CEN) e Decentralized (DEC), che raggiungono i target 2030 di decarbonizzazione, quota Fonti Energetiche Rinnovabili ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO_2 di lungo periodo utilizzando una logica che minimizza i costi di decarbonizzazione e sviluppi tecnologici alternativi. Oltre a BAU, CEN e DEC è stato ricostruito uno scenario fondato integralmente sul PNIEC (attualmente nella sua versione preliminare trasmessa dal governo italiano), che è stato utilizzato come scenario di policy italiano al 2030.

L'obiettivo di contenere il riscaldamento globale ampiamente al di sotto di $2^\circ C$ obbliga il sistema energetico nazionale ad intraprendere un percorso efficace

e sostenibile di significativa decarbonizzazione in tutti i settori, implicando contemporaneamente utilizzo di energia sicura e che abbia costi ragionevoli sia per i consumatori che per il sistema produttivo. Gli scenari di sviluppo di Snam e Terna, che hanno l'obiettivo di rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione profonda nel lungo termine (-40% di CO_2 al 2030 e -65% al 2040), evidenziano l'importanza strategica quasi indispensabile del sistema gas. Inoltre, proprio secondo gli studi effettuati congiuntamente da Snam e Terna : "*Ci si attende poi una crescita della cogenerazione a gas naturale nei settori terziario e industriale. Grazie ad un significativo recupero di calore, questo tipo di tecnologia consente importanti risparmi di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore che superano il 20%.*" [2]

Dalle descrizioni di scenario elaborate da Snam e Terna si osserva come, a prescindere che il tipo di scenario forzi particolarmente l'installazione di fonti rinnovabili o meno, il gas naturale e la cogenerazione giocano un ruolo fondamentale nella transizione energetica, ed emerge anche come si andrà verso l'utilizzo di gas verdi e che questo tipo di combustibile inizierà ad insediarsi pesantemente tra circa 10-15 anni.

Infine, oltre alle previsioni vi è anche un dato certo legato al numero di installazioni. Oggigiorno molti stabilimenti optano per installare cogeneratori dotati di motore a combustione interna e alimentati a gas naturali proprio perché le alte efficienze raggiungibili permettono importanti riduzioni di energia primaria consumata e di anidride carbonica prodotta. Questi due importanti vantaggi li rendono il linea con la politica energetica nazionale che ne incentiva l'installazione.

Inoltre, la cogenerazione trova la sua massima efficacia e risulta particolarmente competitiva con le fonti rinnovabili in quelle situazioni in cui vi è richiesta simultanea di energia termica ed elettrica. In questo tipo di condizioni la cogenerazione risulta estremamente conveniente in quanto un solo impianto è in grado di soddisfare i diversi fabbisogno dell'utenza, mentre con altre fonti rinnovabili sarebbe necessario installare più soluzioni impiantistiche per soddisfare i fabbisogni e ciò comporterebbe installazioni più complicate e costi più elevati.

Infine, non bisogna trascurare il beneficio legato all'affidabilità di un impianto di cogenerazione rispetto ad altre fonti rinnovabili. Infatti, alcune utenze, come ad esempio ospedali o stabilimenti per la produzione di beni alimentari, hanno necessità di essere alimentati costantemente da una fonte energetica che non vari in base alle condizioni esterne.

I panorami futuri e il funzionamento della cogenerazione con gas naturale rispetto alle fonti rinnovabili ci mostrano come questo tipo di tecnologia sia destinata ad essere tra le modalità impiantistiche che non verranno sostituite nel breve periodo da fonti energetiche rinnovabili.

L'attualità di questo tipo di impianti e il fatto che si tratti di una tecnologia che non verrà sostituita nel breve termine da altre fonti di tipo rinnovabile motivano

ulteriormente la necessità di disporre di un modello che sia in grado di analizzare, ponendo l'attenzione sulla tematica ambientale e sulla tutela della popolazione, questo tipo di tecnologie sia in fase di presentazione di un nuovo progetto che in fase di rinnovo di un'autorizzazione.

1.4 La tutela dell'ambiente e le esigenze della collettività

Il tema della tutela dell'ambiente è sempre più attuale e dovrebbe essere posto alla base di qualsiasi scelta tecnologica ed impiantistica.

L'installazione di un impianto di cogenerazione risulta senza dubbio un'azione nella direzione del rispetto dell'ambiente, della riduzione dei consumi e delle emissioni di CO_2 . Per ottenere tuttavia, riduzioni di impatto ambientale significative è necessario che queste tecnologie operino al meglio delle loro possibilità, e da ciò deriva l'interesse di analizzare gli aspetti più significativi della tecnologia.

Inoltre, in tutti i contesti, ma in particolar modo in un contesto ambientale come quello della città metropolitana di Torino, caratterizzato da numerose fonti di emissioni ed una conformazione territoriale sfavorevole alla diffusione degli inquinanti, è importante tener conto degli effetti diretti e indiretti sulla popolazione.

Quando si mira ad una riduzione di emissioni, generalmente, ci si preoccupa molto di più di installare sistemi che originino ridotte emissioni di CO_2 in quanto l'anidride carbonica è un gas climalterante e l'emissione della stessa ha effetti a livello globale. Come noteremo, i motori che analizzeremo, riducono notevolmente le emissioni di CO_2 .

La componente atmosfera è quella decisamente più influenzata dalla presenza di un cogeneratore; pertanto, nel modello di analisi che verrà elaborato, particolare attenzione verrà posta sulle emissioni di inquinanti. L'impatto acustico e la produzione di rifiuti a differenza dell'impatto sulla qualità dell'aria, non giocano un ruolo così rilevante. Per quanto riguarda l'impatto acustico le limitazioni imposte dalla normativa insieme alle azioni di mitigazione sono in grado di ridurre notevolmente gli effetti e per tale motivo a questo aspetto verrà dedicata minore attenzione.

Dal punto di vista ambientale il fattore principale che determina l'installazione di un cogeneratore è la riduzione CO_2 . Molto spesso però, insieme ad una riduzione di CO_2 , si ha un'emissione di NO_x maggiore rispetto a quella che si avrebbe con altre tecnologie (pur rispettando i limiti normativi). Gli ossidi di azoto, il monossido di carbonio e il particolato, inquinanti tipicamente emessi da impianti di cogenerazione a gas naturale, non comportano effetti su scala globale, ma comportano importanti effetti su scala locale. Le emissioni di questi inquinanti

causano diverse problematiche legate alla salute della popolazione ed anche alla deturpazione del patrimonio storico e naturalistico.

Bisogna quindi porre particolare attenzione alle problematiche che possono emergere direttamente collegate al tema della qualità dell'aria, puntare ad emissioni quanto più basse possibili adottando opportuni sistemi di abbattimento o altre soluzioni quando possibile, identificando quelle situazioni in cui il progetto mira ad i soli interessi del privato e si limita a rientrare all'interno dei limiti di legge senza adottare soluzioni che lo renderebbero meno impattante.

L'aspetto ambientale e le esigenze della collettività sono il tema fondamentale della nostra analisi che comunque non può essere scorporato dagli aspetti tecnici, normativi ed economici.

È compito dell'ente essere garante del rispetto dell'ambiente e della tutela della salute pubblica e quindi porre particolare attenzione a questo tema.

1.5 Contenuti

L'elaborato è strutturato in 5 capitoli principali, al fine di fornire una panoramica completa, ne vengono di seguito riportate delle brevi descrizioni introduttive:

Capitolo 2 In questo capitolo si delinea il contesto dell'elaborato. Si specificherà il contesto territoriale in cui operiamo, la Città Metropolitana di Torino; le condizioni ambientali che lo caratterizzano in termini di concentrazioni di inquinanti osservando gli inquinanti presenti e il loro rapporto con le concentrazioni limite. Si evidenzieranno gli aspetti normativi, a livello europeo, nazionale e locale, legati alla nostra analisi in modo da fornire, a grandi linee, le informazioni normative per la tipologia di impianto osservata che risultano indispensabili. Infine, in questa fase si illustreranno i principi fondamentali della cogenerazione, le tecnologie cogenerative di maggior rilievo motivandone la scelta e le modalità di esercizio, si fornirà inoltre, qualche informazione sugli aspetti economici legati alla cogenerazione.

Tale capitolo, oltre a definire il tema principale dell'elaborato, ovvero la cogenerazione, è propedeutico all'analisi che verrà elaborata nei capitoli successivi in quanto approfondisce aspetti fondamentali della cogenerazione.

Capitolo 3 Questo capitolo spiega il funzionamento del modello di analisi, identificando le finalità e il criterio con cui viene effettuata l'analisi e specifica come vengono prelevati e trattati i singoli parametri. Nella descrizione del modello viene spiegato dettagliatamente il funzionamento descrivendo gli indici che possono essere assegnati e si illustra come vengono estrapolate e fornite le informazioni finali.

Infine, il capitolo 3, contiene la metodologia per il calcolo degli output del modello e ne specifica la forma.

Capitolo 4 Il capitolo 4 rappresenta il cuore del modello ovvero la Tabella di analisi con i relativi parametri. All'interno di questo capitolo vi è, parametro per parametro, la spiegazione accurata del dato considerato, il perché sia stato scelto e di come è opportuno assegnare un dato indice; per i parametri frutto di calcoli vengono spiegati dettagliatamente i passaggi da eseguire.

Questa fase dell'elaborato è supportata dallo studio di alcuni impianti di cogenerazione della tipologia esaminata ed è fondamentale per chi si approccia all'analisi poiché fornisce, oltre ai parametri di interesse, le indicazioni specifiche su come e perché attribuire pareri e indici. Dalla compilazione della tabella, seguendo le istruzioni del capitolo precedente è possibile estrapolare i risultati.

Capitolo 5 Contiene due esempi di applicazione del modello. Si applicherà il modello di analisi a due impianti della stessa tipologia con caratteristiche diverse e si otterranno i grafici e la classe di qualità per ogni impianto. Si confronteranno i risultati ottenuti per i due impianti evidenziando i punti di forza e gli svantaggi mostrati dall'analisi per ogni impianto.

Capitolo 6 Il capitolo 6 contiene le conclusioni dell'elaborato; si osserveranno i punti di forza e i limiti del modello, si farà anche cenno a possibili prospettive di miglioramento del modello di analisi.

Capitolo 2

Ambiente e cogenerazione

In questa sezione verranno affrontati gli aspetti legati alle problematiche ambientali relative alla produzione di energia mediante cogenerazione e gli aspetti tecnici, normativi ed economici che riguardano le tecnologie cogenerative.

Le informazioni che seguono oltre ad essere frutto di un lavoro di ricognizione presso diverse fonti sono principalmente originate da un dialogo diretto con diverse aziende installatrici, che ha permesso di cogliere degli aspetti riscontrati in fase di esercizio che spesso non emergono da progettazioni o previsioni.

2.1 Contesto ambientale della Città Metropolitana di Torino

La produzione di energia elettrica e termica finalizzata al soddisfacimento dei fabbisogni di una specifica utenza per mezzo di cogeneratori con motori a c.i. alimentati a gas naturale implica inevitabilmente delle ripercussioni sull'ambiente ed in particolar modo sulla componente atmosferica. Le ripercussioni, come vedremo, possono essere positive quando si ha una riduzione delle emissioni, come avviene nel caso della CO_2 , o negative quando si ha un incremento di emissione di inquinanti (ciò può avvenire per NO_x , CO e PT).

Le criticità legate alla qualità dell'aria rappresentano uno dei principali fattori di interesse per gli enti che devono supervisionare l'installazione di impianti. Obiettivo comune di tutti gli organi amministrativi territoriali preposti al rilascio di apposite autorizzazioni ambientali è quello di preservare e migliorare la qualità dell'aria, in quest'ottica opera il modello di analisi elaborato.

È opportuno ricordare che la tematica ambientale è centrale nella nostra analisi a prescindere dal contesto territoriale. Al fine di mostrare le criticità che si possono riscontrare descriviamo il contesto ambientale della Città Metropolitana di Torino.

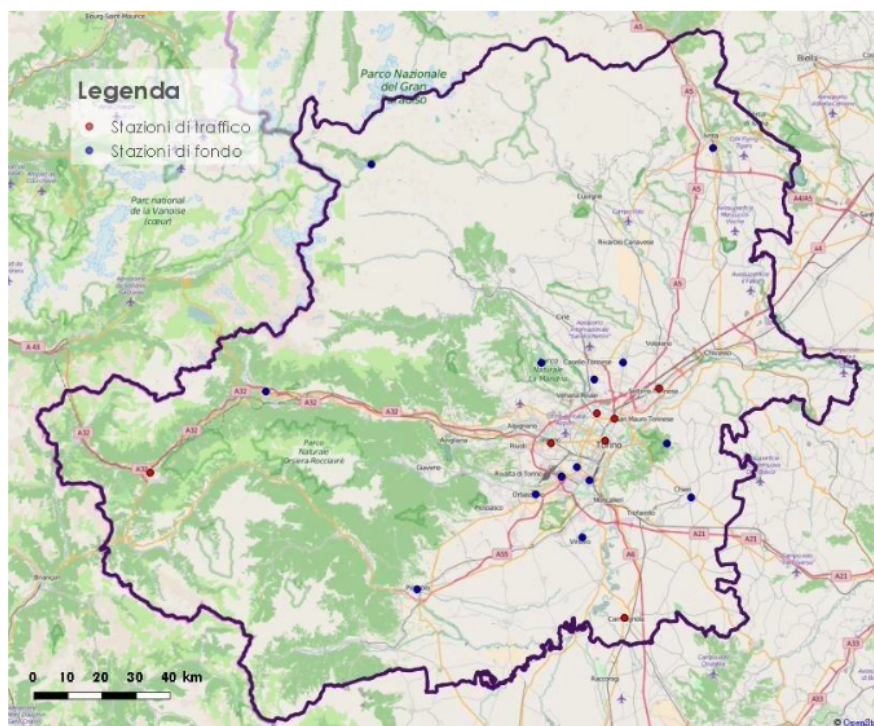


Figura 2.1: Disposizione delle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria [3].

Il monitoraggio della qualità dell'aria è di fondamentale importanza per tenere sotto controllo gli inquinanti e contrastare l'inquinamento atmosferico.

Ogni anno, all'interno dell'area territoriale della Città Metropolitana di Torino, grazie ad una rete metropolitana di monitoraggi, si raccolgono dati sugli inquinanti presenti che permettono di avere un quadro generale delle concentrazioni e del rispetto o del superamento dei limiti per la salute umana.

Come riportato nel Piano regionale della qualità dell'aria della regione Piemonte: *"In Piemonte, analogamente a quanto succede in tutto il bacino padano caratterizzato da una elevata stabilità atmosferica dovuta al contesto orografico, si verificano situazioni critiche su scala regionale per gli inquinanti che sono completamente o parzialmente secondari, ovvero non emessi come tali quali il particolato (PM10 e PM2,5), l'ozono (O_3) e il biossido di azoto (NO_2); per quest'ultimo i casi di superamento del valore limite annuale sono perlopiù localizzati in pochi grandi centri urbani, in particolare nelle stazioni da traffico "*. [4]

La relazione annuale sui dati rilevati dalla rete metropolitana di monitoraggio della qualità dell'aria descrive accuratamente il sistema di monitoraggio: *"La rete di monitoraggio della qualità dell'aria, operante sul territorio della Città Metropolitana di Torino e gestita da Arpa Piemonte, è composta da 18 postazioni fisse di proprietà pubblica, da 3 stazioni fisse di proprietà privata e da un mezzo mobile per la*

realizzazione di campagne di rilevamento della qualità dell'aria (Figura 2.1). Tutte le postazioni sono collegate attraverso linee telefoniche al centro di acquisizione dati e trasmettono con cadenza oraria i risultati delle misure effettuate, permettendo così un costante controllo dei principali fattori che influenzano la qualità dell'aria". [3]

La caratteristica dell'area padana risiede nelle avverse condizioni (conformazione orografica, condizioni climatiche, etc) di dispersione degli inquinanti atmosferici che dominano l'area e che determinano, in ambiti sia urbani sia rurali, livelli di fondo piuttosto elevati, ai quali si sommano i contributi dovuti alle sorgenti locali. [4]

Tra gli inquinanti monitorati ci soffermiamo particolarmente su monossido di carbonio, ossidi di azoto e particolato poiché sono quelli principalmente emessi da cogenerazione per cui è importante conoscerne le concentrazioni presenti sul territorio.

2.1.1 Monossido di carbonio

Per quanto riguarda il monossido di carbonio la principale fonte è rappresentata dai gas di scarico dei veicoli a benzina, soprattutto quando funzionano a regimi di motore al minimo ed in fase di decelerazione, condizioni che si riscontrano tipicamente nel traffico urbano intenso e rallentato. Il CO ha la proprietà di fissarsi all'emoglobina del sangue impedendo il normale trasporto dell'ossigeno nelle varie parti del corpo ed ha nei confronti dell'emoglobina un'affinità circa 220 volte maggiore rispetto all'ossigeno. Il composto che si genera (carbossi-emoglobina) è estremamente stabile. Gli organi più colpiti sono il sistema nervoso centrale ed il sistema cardiovascolare.

Come si può osservare nella relazione annuale sui dati rilevati dalla rete metropolitana di monitoraggio della qualità dell'aria: *"I dati relativi al 2019 evidenziano concentrazioni medie annuali comprese fra 0,4 e 0,7 mg/m³. Viene confermato il rispetto del limite di protezione della salute umana di 10 mg/m³, calcolato come media mobile trascinata su otto ore (D.Lgs. 155/2010). Il valore massimo della media calcolata su 8 ore è di 2,8 mg/m³ e si attesta ben al di sotto del valore limite.*

A partire dai primi anni '80 fino al 2008 le misurazioni di CO presentano concentrazioni medie, nelle stazioni in prossimità di aree trafficate, in nettissimo calo. Questa riduzione è dovuta allo sviluppo della tecnologia dei motori per autotrazione ad accensione comandata e all'introduzione del trattamento dei gas esausti tramite i convertitori catalitici". [3].

2.1.2 Ossidi di azoto

Riportiamo quanto descritto nella relazione annuale sulla qualità dell'aria: *"Gli ossidi di azoto (N_2O , NO , ed altri) sono generati in tutti i processi di combustione quando viene utilizzata aria come comburente e quando i combustibili contengono azoto come nel caso delle biomasse"*.

Il biossido di azoto è un gas tossico, risulta particolarmente irritante per le mucose, ed è annoverato tra le principali cause di specifiche patologie a carico dell'apparato respiratorio che implicano la diminuzione delle difese polmonari (bronchiti, allergie, irritazioni). Recenti studi effettuati dall'Organizzazione Mondiale della Sanità hanno riscontrato un forte legame tra eventi quali mortalità, ricoveri ospedalieri e sintomi respiratori, con l'esposizione a breve e lungo termine al NO_2 in concentrazioni pari o al di sotto degli attuali valori limite UE. Gli ossidi di azoto inoltre, contribuiscono alla formazione delle piogge acide e favoriscono il deposito e l'accumulo di nitrati nel suolo che possono provocare alterazione di equilibri ecologici e ambientali influenzando negativamente lo sviluppo di alcuni tipi di vegetazione [3].

Nel contesto della città metropolitana di Torino si osserva il superamento del valore limite per la protezione della salute in alcune stazioni (3 stazioni su 19). Le stazioni di monitoraggio che presentano un superamento del limite sono collocate in zone caratterizzate da flussi veicolari significativi.

Le concentrazioni di biossido d'azoto presentano un'elevata stagionalità, con valori elevati nei periodi invernali - caratterizzati da stabilità atmosferica - e valori contenuti nei periodi estivi, nei quali l'attività fotochimica risulta elevata. Le concentrazioni giornaliere mostrano valori massimi in prossimità delle sorgenti di emissione (ad esempio le grandi arterie stradali) ed in corrispondenza delle ore in cui il traffico è più intenso, per poi scendere nelle ore notturne.

Come illustrato nel piano regionale per la qualità dell'aria della regione Piemonte: *"Gli ossidi di azoto sono inquinanti con permanenza limitata in atmosfera (4-5 giorni), prima di essere rimossi con formazione di acido nitrico (HNO_3) e successiva ossidazione a nitrati. In particolari condizioni meteorologiche ed in presenza di concentrazioni elevate, possono diffondersi ed interessare territori situati anche a grande distanza dalla sorgente inquinante; diversamente, subiscono processi di trasporto a scala spaziale ridotta. Le concentrazioni registrate nelle singole stazioni sono pertanto fortemente condizionate dalle sorgenti presenti in prossimità delle stesse"* [4].

Se si osserva lo storico delle emissioni annue di NO_2 , dal 1991 al 2019, si nota una concentrazione che tende a diminuire. In generale il decremento del NO_2 non è equivalente a quello registrato per altri inquinanti quali, monossido di carbonio, benzene, piombo e in misura minore PM_{10} , per i quali la riduzione della concentrazione è risultata molto più consistente.

La diffusione dei veicoli diesel e i problemi legati alle emissioni prodotte da questo tipo di motori, che non è stata in grado di rispettare gli standard di omologazione nelle condizioni di guida reali, è sicuramente la causa primaria del permanere della situazione di criticità di questo inquinante [3]. Inoltre, anche le emissioni da impianti per la produzione di energia (elettrica e termica) rendono difficile il raggiungimento di soddisfacenti riduzioni delle concentrazioni di NO_x .

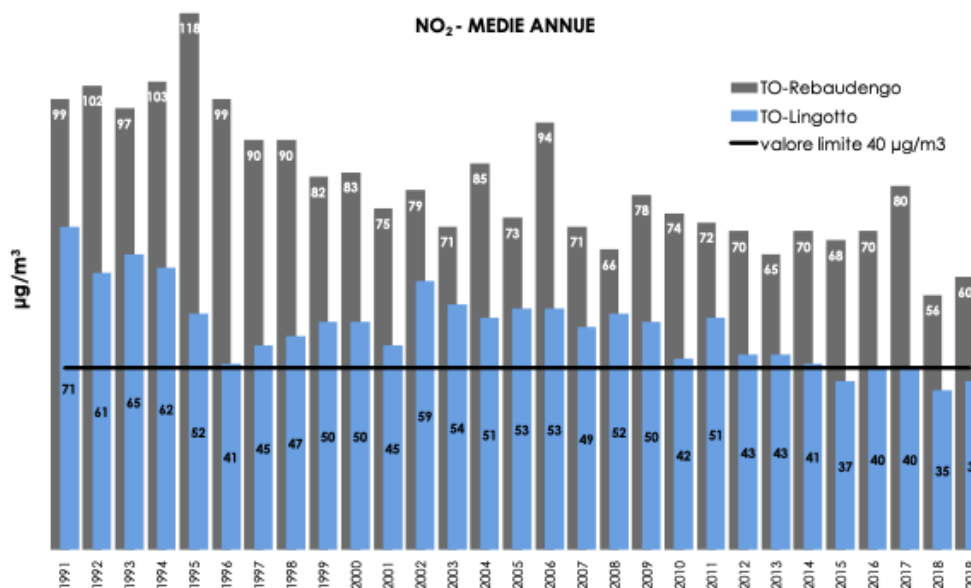


Figura 2.2: Storico emissioni di NO_2 in due differenti stazioni [3].

Fra le sorgenti emissive, il traffico veicolare è stato individuato come il principale responsabile dell'incremento dei livelli di biossido d'azoto nell'aria. Le altre fonti principali sono i processi di combustione industriale (combustione finalizzata anche alla produzione di energia elettrica e termica per l'industria) e gli impianti di riscaldamento [4]. È possibile infatti, identificare il contributo di ogni settore all'emissione di ossidi di azoto in atmosfera. Nel seguente grafico si può osservare il contributo in percentuale di ossidi di azoto emessi per ogni settore. Il settore "industria" tiene conto dei processi industriali ed in particolar modo a quelli legati alla produzione di energia.

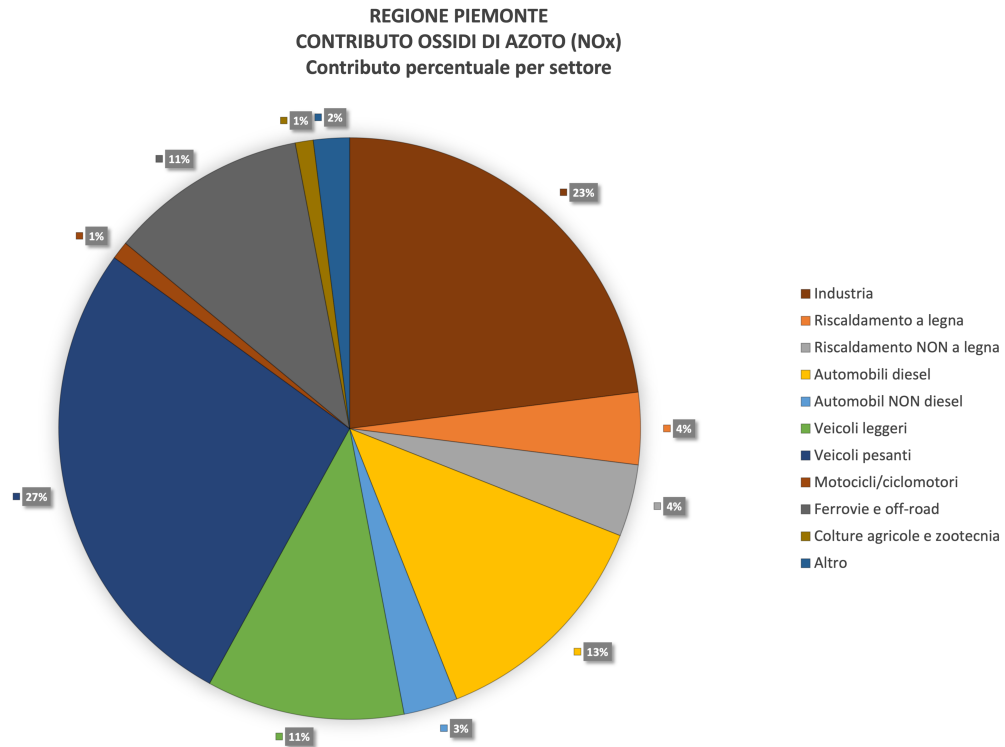


Figura 2.3: Contributo di emissione di NO_x , percentuale per settore [4].

Si osserva immediatamente, come anticipato, che le percentuali più importanti sono emesse dal traffico e dall'industria (produzione di energia). Osservando questo grafico ci rendiamo conto di come sia necessario ridurre quanto più possibile le emissioni di NO_x degli impianti poiché il contributo globale di emissione risulta significativo.

2.1.3 Particolato Sospeso

Il particolato sospeso è costituito dall'insieme di tutto il materiale non gassoso, generalmente solido, in sospensione nell'aria [3]. Gli studi epidemiologici hanno mostrato un legame tra le concentrazioni di polveri in aria e la manifestazione di malattie croniche alle vie respiratorie, in particolare malattie come bronchiti, asma ed enfisemi polmonari. A livello di effetti indiretti, inoltre, il particolato fine agisce da veicolo di sostanze ad elevata tossicità (spesso cancerogene), quali ad esempio gli idrocarburi policiclici aromatici e i metalli.

Il rischio per la salute umana legato alle sostanze presenti in forma di particelle sospese nell'aria dipende, oltre che dalla loro concentrazione, anche dalla dimensione delle particelle stesse. Le particelle di dimensioni inferiori costituiscono un pericolo

maggiore per la salute umana, in quanto sono in grado di penetrare in profondità nell'apparato respiratorio.

Le condizioni che favoriscono il permanere di situazioni di inquinamento da particolato si verificano soprattutto nel periodo invernale. La presenza di particolari condizioni meteorologiche: alta pressione, prolungata inversione termica, elevata stabilità atmosferica venti deboli e assenza di precipitazioni rendono difficoltosa la diffusione del particolato [4].

Dalla relazione annuale sulla qualità dell'aria per la Città metropolitana di Torino osserviamo che: *"I dati di particolato nel 2019 continuano a mostrare valori in diminuzione, sia per i valori medi annuali, sia per il numero di superamenti del valore limite di 24 ore. Il valore limite annuale (di 40 microg/m³ per il PM₁₀ e di 25 microg/m³ per il PM_{2,5}) è stato rispettato in tutte le stazioni del territorio della città metropolitana e nel restante territorio regionale, come avvenuto nel 2018.*

La meteorologia gioca un ruolo fondamentale nella modulazione delle concentrazioni di particolato atmosferico. Inoltre, la ragione del decremento delle concentrazioni è da attribuirsi, per quanto riguarda il settore industriale e la produzione energetica, all'introduzione di moderne tecnologie di riduzione delle emissioni e all'utilizzo di combustibili a minore impatto ambientale, oltre che alla delocalizzazione/chiusura delle industrie pesanti e alla riduzione dei precursori del particolato. Le riduzioni per il settore dei trasporti, invece, sono associate all'introduzione di norme progressivamente più rigorose relative alle tecnologie motoristiche, all'adozione di sistemi di riduzione delle emissioni e alla tipologia dei carburanti utilizzati" [3].

2.2 Normativa ambientale

La normativa sull'ambiente è di importanza fondamentale per la tutela ambientale. Il modello che verrà elaborato non può prescindere dalle imposizioni legislative che elencheremo, ma può soffermarsi su alcuni aspetti, che vedremo in seguito, che non emergono immediatamente dalle limitazioni di legge.

La normativa ambientale a cui si fa riferimento per l'autorizzazione all'esercizio di impianti a cogenerazione e secondo la quale opera l'ente è molto ampia e posta su più livelli: livello europeo, livello nazionale e livello locale (regionale).

A livello europeo, per i grandi impianti di combustione, si fa riferimento alla direttiva 2010/75/UE (Direttiva sulle Emissioni Industriali) che si applica alle attività elencate nell'allegato I, nel caso di interesse alle attività energetiche e negli impianti con potenza di combustione pari o maggiore a 50 MW [5].

Le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, le cosiddette BAT (BAT-AEL -BAT Associated Emission Level), fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per le installazioni di cui al capo 2 della direttiva 2010/75/UE e le

autorità competenti devono fissare i valori limite di emissione tali che, in condizioni di esercizio normali, non si superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT. Altra direttiva di interesse per la nostra analisi è la Direttiva Europea 2015/2193/UE sui medi impianti di combustione, recepita nell'articolo 273bis del D.Lgs. 152/2006.

A livello Nazionale si fa riferimento al D.Lgs. 152/2006 (Testo unico sull'Ambiente), recepimento, tra l'altro, della Direttiva Europea sulle emissioni industriali. Di particolare interesse per la nostra analisi è la parte quinta del D.Lgs. 152/2006, che contiene le norme in materia di AIA (artt. 269 e seguenti), di tutela dell'aria e di riduzione di emissioni in atmosfera (artt. 267 e seguenti).

L'autorizzazione alle emissioni fissa i valori limite e le prescrizioni di esercizio sulla base di un'apposita istruttoria che si basa sulle migliori tecniche disponibili, sui valori delle prescrizioni regionali e su una valutazione delle condizioni della qualità dell'aria nella zona interessata.

Si riportano di seguito, in forma sintetizzata, gli articoli del D.Lgs.152/2006 che sono di interesse ai fini della cogenerazione:

1. **Art. 29-bis Autorizzazione alle emissioni in atmosfera:** fornisce le indicazioni sugli impianti soggetti ad Autorizzazione Integrata Ambientale. "L'autorizzazione integrata ambientale è rilasciata tenendo conto di quanto indicato all'Allegato XI alla Parte Seconda e le relative condizioni sono definite avendo a riferimento le Conclusioni sulle BAT, salvo quanto previsto all'articolo 29 sexies, comma 9-bis, e all'articolo 29 octies. Nelle more della emanazione delle conclusioni sulle BAT l'autorità competente utilizza quale riferimento per stabilire le condizioni dell'autorizzazione le pertinenti conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, tratte dai documenti pubblicati dalla Commissione europea in attuazione dell'articolo 16, paragrafo 2, della direttiva 96/61/CE o dell'articolo 16, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE."(comma1);
2. **Art. 269 Autorizzazione alle emissioni in atmosfera,** " [...] per tutti gli stabilimenti che producono emissioni deve essere richiesta una autorizzazione ai sensi della parte quinta del presente decreto. L'autorizzazione è rilasciata con riferimento allo stabilimento. I singoli impianti e le singole attività non sono oggetto di distinte autorizzazioni [...]"(comma 1);
3. **Art. 271 Valori limite di emissione e prescrizioni per gli impianti e le attività:** stabilisce i valori limite ed individua le circostanze in cui l'individuazione dei valori limiti è affidata alla regione o alla provincia autonoma. I valori limite di emissione e le prescrizioni fissati sulla base dell'istruttoria autorizzativa devono essere non meno restrittivi di quelli previsti dagli Allegati I, II, III e V alla parte quinta del D.Lgs. 152/2006 e di quelli applicati per effetto delle autorizzazioni soggette al rinnovo. Tali valori sono espressi come

concentrazione con riferimento al funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, flusso di massa, fattore di emissione o percentuale di sostanze inquinanti nelle emissioni. Tutti i valori limite si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, intesi come i periodi in cui l'impianto è in funzione con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. L'autorizzazione stabilisce, per il monitoraggio delle emissioni di competenza del gestore, l'esecuzione di misure periodiche basate su metodi discontinui o l'utilizzo di sistemi di monitoraggio basati su metodi in continuo. In sede di rilascio, rinnovo e riesame delle autorizzazioni previste dal presente titolo l'autorità competente individua i metodi di campionamento e di analisi delle emissioni da utilizzare nel monitoraggio di competenza del gestore sulla base delle pertinenti norme tecniche CEN o sulla base delle pertinenti norme tecniche ISO o di altre norme internazionali o delle norme nazionali previgenti (comma 1, 2, 17).

Inoltre, secondo l'art 271 comma 16 gli impianti sottoposti ad autorizzazione integrata ambientale i valori limite e le prescrizioni di cui al presente articolo si applicano ai fini del rilascio di tale autorizzazione, fermo restando il potere dell'autorità competente di stabilire valori limite e prescrizioni più severi.

4. **Art. 273 Grandi impianti di combustione:** per grande impianto di combustione si intende un impianto di combustione con potenza termica nominale pari o superiore a 50MW (art.268); l'art. 273 ne precisa l'individuazione in diverse casistiche e rimanda all'allegato II per i limiti di emissione. Si considerano come un unico grande impianto di combustione più impianti di combustione di potenza termica pari o superiore a 15 MW e la somma delle cui potenze è pari o superiore a 50 MW che sono localizzati nello stesso stabilimento e le cui emissioni risultano convogliate o convogliabili. Non sono considerati, a tali fini, gli impianti di riserva che funzionano in sostituzione di altri impianti quando questi ultimi sono disattivati.
5. **Art. 273-bis Medi impianti di combustione:** per medio impianto di combustione si intende un impianto di combustione con potenza termica nominale compresa tra 1MW e 50MW (art.268); l'art. 273-bis individua le varie casistiche in cui si hanno medi impianti di combustione. Per i medi impianti di combustione ubicati in installazioni di cui alla Parte Seconda i valori limite di emissione e le prescrizioni di esercizio degli allegati I e V alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/2006.
6. **Art. 274 Raccolta e trasmissione dei dati sulle emissioni di grandi e medi impianti di combustione**

Nell'osservare i limiti di emissione degli inquinanti ci si soffermerà particolarmente su CO_2 , CO, NO_x e particolato poiché inquinanti tipici delle tecnologie cogenerative in esame. L'anidride carbonica sebbene climalterante, non è considerata un inquinante e non è soggetta a valore limite, ma le emissioni di CO_2 sono gestite tramite il sistema dell'Emission Trading, Direttiva 2003/83/CE. La direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo del 13 ottobre 2003 infatti, istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella comunità al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica.

A livello nazionale, per completezza, è opportuno citare il D.Lgs. 115/2008 che introduce delle semplificazioni in fase autorizzativa per gli impianti di cogenerazione da fonti convenzionali, il D.Lgs. 387/2003 che introduce delle semplificazioni in fase autorizzativa per gli impianti di cogenerazione da fonti rinnovabili ed infine il D.Lgs. 59/2013 che regola il rilascio dell'Autorizzazione Unica Ambientale (AUA) per i medi impianti di combustione (ex art. 69).

Infine, a livello locale, la Regione, nel nostro caso la Regione Piemonte, predispone una normativa che tenendo conto delle caratteristiche territoriali impone dei limiti in funzione dei tipi di tecnologia, della taglia e del combustibile utilizzato. I limiti imposti dalla normativa regionale possono risultare più stringenti rispetto a quelli del D.Lgs. 152/2006 qualora le condizioni di qualità dell'aria locali richiedano delle forti limitazioni alle emissioni di inquinanti.

La Regione Piemonte, con Delibera del Consiglio regionale del 25 Marzo 2010, n. 364, ha approvato il Piano regionale per la qualità dell'aria ai sensi della legge regionale 7/04/2000, n. 43 che fornisce le disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico.

2.3 Cogenerazione: principi generali

La cogenerazione consiste nella produzione combinata di due diverse forme di energia mediante un unico processo di conversione. La produzione combinata di elettricità e calore è un'idea ben consolidata che risale alla fine del XIX secolo [6].

Il nostro trattato, come detto in fase introduttiva, si concentrerà sulle tecnologie cogenerative dotate di motore a combustione interna alimentati a gas naturale a servizio di utenze ben definite. Si è ritenuto utile riassumere le caratteristiche delle principali tecnologie cogenerative, i criteri di installazione, le modalità di funzionamento e gli aspetti economici.

Il principio che sta alla base è piuttosto semplice ed intuitivo: recuperare ed utilizzare il calore di scarto implicato nella conversione termoelettrica. In questo modo, il calore di scarto, ad alta o bassa temperatura in base alla situazione impiantistica, viene riconvertito in effetto utile.

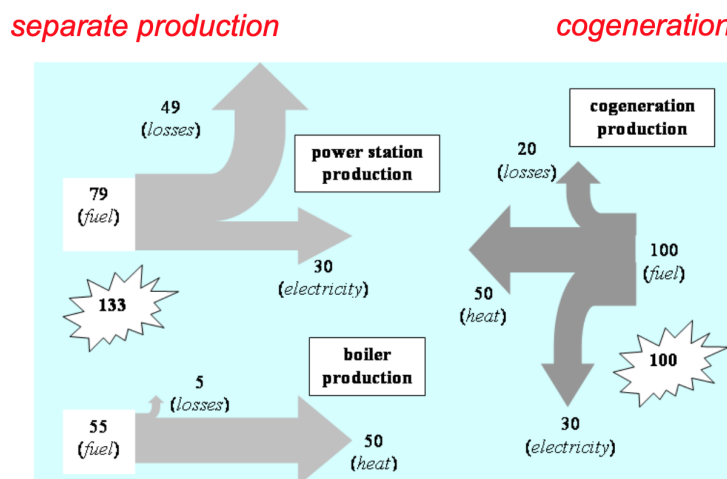


Figura 2.4: Produzione separata e cogenerazione, produzioni a confronto [7].

In ogni centrale termoelettrica circa la metà dell'energia primaria in ingresso non viene convertita in energia elettrica ed è teoricamente disponibile come energia termica quindi per cogenerazione. L'enorme disponibilità termica delle centrali termoelettriche fa sì che questo potenziale possa essere sfruttato molto raramente, ovvero qualora nei pressi della centrale vi sia la presenza di industrie che possano usufruirne o per alimentare reti di teleriscaldamento.

La soluzione più efficace è produrre energia elettrica localizzata dove è presente anche una significativa domanda di energia termica, parleremo in questo caso di cogenerazione diffusa.

La cogenerazione diffusa oggi è possibile anche grazie allo sviluppo di sistemi di cogenerazione più piccoli e meno costosi che permettono alle aziende di soddisfare quasi autonomamente i propri fabbisogni energetici installando nel sito dello stabilimento un impianto di cogenerazione. Sempre più aziende infatti, adottano una soluzione cogenerativa per soddisfare le esigenze energetiche dei propri stabilimenti. Ciò permette loro di utilizzare sistemi più efficienti, di essere autonomi dal punto di vista energetico e di avere un minore impatto ambientale.

I vantaggi legati a questo tipo di soluzioni impiantistiche sono molteplici, alcuni di questi sono ad esempio:

1. Riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto alla produzione separata utilizzando i reflui termici che normalmente andrebbero dispersi e riduzione delle perdite elettriche legate al trasporto e alla distribuzione;
2. Riduzione dell'impatto ambientale, in particolar modo a livello globale (non sempre a livello locale);

3. Risparmio economico sull'ammontare delle fatture per l'acquisto di energia elettrica (aumento di spesa per il combustibile, ma importanti riduzioni di spesa per l'energia elettrica) [7].

Spesso le utenze industriali hanno necessità, per esigenze di lavorazione, anche di energia frigorifera. L'energia frigorifera può essere ottenuta da cogenerazione utilizzando delle macchine frigorifere ad assorbimento che utilizzano parte del calore prodotto dal motore per produrre energia frigorifera. Quando si ha la produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera si parla di trigenerazione.

La trigenerazione è una configurazione impiantistica ancor più efficiente poiché oltre a sfruttare un'ulteriore quota di energia termica prodotta riduce drasticamente l'energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare le classiche macchine frigorifere.

L'output generato da produzione combinata andrà quindi ad interagire con i carichi dell'utenza, con la rete, poiché eventuali eccessi di energia elettrica vengono venduti alla rete, e con l'ambiente esterno. Infatti, in alcune circostanze parte del calore non può essere utilizzato e viene dissipato in ambiente.

Le configurazioni impiantistiche adottate mirano a soddisfare la maggior parte del fabbisogno dello stabilimento. La richiesta energetica, che sia termica o elettrica, non è però sempre costante o direttamente compatibile con la taglia del motore installato, per cui nei siti dell'impianto vi è spesso la presenza di caldaie per l'integrazione di energia termica e il collegamento con la rete elettrica.

2.4 Criteri di applicazione

Affinché la cogenerazione sia una scelta efficace e conveniente è necessario osservare ben precisi requisiti per una corretta applicazione della tecnologia. È buona pratica, preliminarmente alle constatazioni da effettuare sull'installazione di un sistema di cogenerazione, ridurre quanto più possibile i consumi energetici dello stabilimento rendendolo più efficiente. Ridotti i consumi ci si concentra sull'ottimizzazione della produzione di energia adottando tecnologie cogenerative.

La possibilità di adottare una soluzione cogenerativa è dettata infatti dalle condizioni dei carichi termici ed elettrici, i quali devono essere contemporanei e stabili per almeno 3000-4000 ore l'anno.

Affinché l'installazione sia quanto più appropriata possibile è necessaria un'approfondita analisi di fattibilità e progettazione che tenga conto accuratamente delle richieste energetiche dell'utenza osservando attentamente i diagrammi di carico e le curve di durata. Ottenute queste principali informazioni si può procedere poi con il dimensionamento ottimale.

I carichi dell'utenza che favoriscono l'installazione di un sistema cogenerativo sono:

1. Carichi termici ed elettrici "in fase";

2. Carichi elettrici e soprattutto termici caratterizzati da durata annua significativa;

Risultano invece sfavorevoli le condizioni in cui:

1. Carichi termici ed elettrici "sfasati" poiché richiederebbero l'utilizzo di sistemi di accumulo complessi e costosi;
2. Carichi termici o elettrici di brevi durate durante l'anno [7].

Le utenze più idonee a questo tipo di installazione sono diverse, come ad esempio ospedali, stabilimenti industriali (cartiere, produttori di generi alimentari, industria chimica, etc.), ma possono usufruirne anche alberghi o grandi centri commerciali polifunzionali ed altri tipi di utenze. Ad oggi i più grandi limiti di questi impianti sono legati principalmente ai costi di investimento e manutenzione piuttosto elevati e a problematiche tecnologiche. Infatti, le tecnologie cogenerative sono caratterizzate da forti economie di scala, per cui il costo aumenta al diminuire della potenza nominale mentre l'efficienza elettrica diminuisce. Da qui la necessità di sostegni economici ed incentivi che possano rendere la soluzione cogenerativa economicamente competitiva con altre tecnologie di produzione.

2.5 Principali tecnologie cogenerative

Effettuate tutte le valutazioni sui carichi termici si valuta la tecnologia cogenerativa da adottare. Esistono diverse configurazioni impiantistiche che sfruttano diversi meccanismi per produrre i vettori energetici di interesse.

Per la produzione di energia elettrica e termica (e frigorifera) in cogenerazione le principali tecnologie adottate sono:

1. Motori alternativi a combustione interna;
2. Turbine a gas;
3. Turbine a vapore;
4. Cicli Combinati;

Ogni tecnologia comporta delle diverse implicazioni che descriveremo dettagliatamente.

2.5.1 Motori Alternativi a Combustione Interna

I cogeneratori che sfruttano motori a combustione interna, come si è visto, sono tra i più diffusi e saranno oggetto del nostro trattato.

È bene ribadire che questo tipo di tecnologie, soprattutto se alimentate a gas naturale, come detto in precedenza, oltre a risultare molto attuali, secondo le stime effettuate da Terna e Snam giocano un ruolo importante verso la transizione energetica. Il trend di utilizzo della tecnologia nei prossimi anni è confermato dal rapido aumento di installazioni verificatosi nell'ultimo periodo.

Il motore a combustione interna è solitamente alimentato da gas naturale o da gasolio, una volta messo in moto è collegato ad un alternatore per la produzione di energia elettrica. L'energia termica invece la si ottiene recuperando il calore dalla macchina.

I motori a c.i. forniscono calore a bassa ed alta temperatura. Il calore a bassa temperatura (dai 70 ai 95 °C) viene estratto dal motore con olio refrigerante, il calore ad alta temperatura (intorno ai 180/200 °C), che rappresenta in genere la quota più significativa viene invece recuperato dai fumi adottando ad esempio degli scambiatori di calore a tubi di fumo per la produzione di vapore. Il calore ad alta temperatura è generalmente quello più richiesto ed utilizzato dagli stabilimenti, mentre quello a bassa temperatura viene spesso utilizzato per l'acqua calda sanitaria o per alimentare chiller ad assorbimento, ma in diverse casistiche non può essere sfruttato e viene dissipato in ambiente. Di seguito riportiamo un'immagine descrittiva del tipo di soluzione con motore a combustione interna che viene adottata per soddisfare i fabbisogni di stabilimento [7].

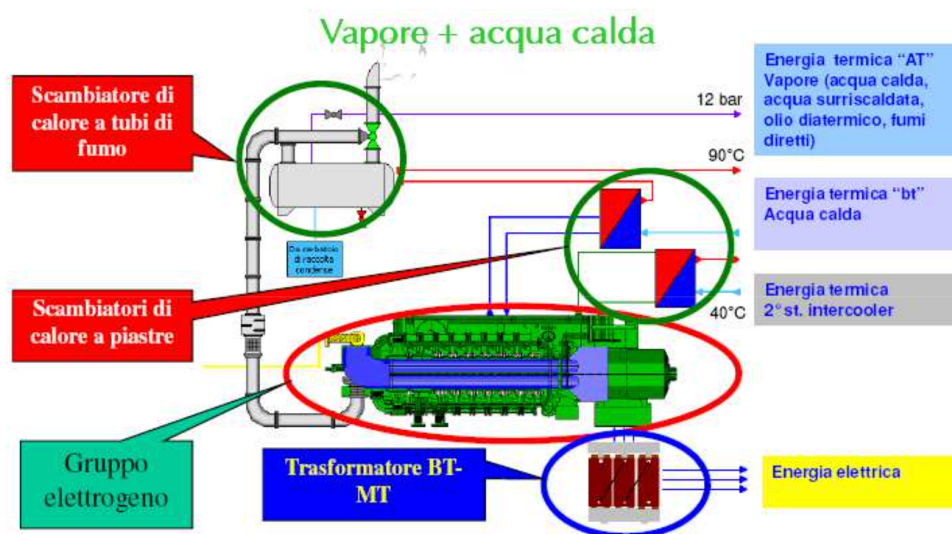


Figura 2.5: Cogenerazione con motore a combustione interna [7].

I vantaggi dei motori a combustione interna sono molteplici:

1. Vi è una vasta disponibilità commerciale di taglie, da decine di kWe a decine di MWe, ciò permette ai progettisti di poter adottare la taglia più opportuna;

2. I motori a combustione interna presentano un'elevata efficienza elettrica (35-45%) soprattutto se paragonati ad altre tecnologie;
3. Pur raggiungendo il massimo dell'efficienza lavorando a carico nominale mostrano un buon comportamento a carico parziale, ciò permette, anche se limitata, una certa possibilità di regolazione della potenza;
4. I transitori di accensione e spegnimento relativamente brevi danno la possibilità, pure non essendo un'azione ottimale, di accensioni e spegnimenti giornalieri;
5. Presentano un indice elettrico piuttosto elevato, dove l'indice elettrico è il rapporto tra energia elettrica e energia termica disponibile;
6. Il costo di investimento risulta relativamente contenuto, dell'ordine dei 1500-2000 €/kWe.

A questi vantaggi si somma il fatto che, oggi, queste soluzioni vengono fornite in una forma estremamente compatta e di facile installazione. Infatti, i motori con alternatore e sistemi di recupero del calore vengono forniti dall'installatore in un container (Figura 2.6) che viene posizionato nel sito dello stabilimento. Il container oltre ad isolare il motore contiene anche tutti i sistemi di monitoraggio e gestione della potenza e una volta collegato con la fornitura di combustibile, con la rete elettrica e con le immissioni termiche all'utenza è pronto per funzionare.

Come detto in precedenza, all'interno di container come quello in figura è contenuto il motore a combustione interna, l'alternatore e i sistemi di monitoraggio e controllo. Nella parte superiore si possono osservare le canne fumarie, ma possiamo in genere trovare anche ventilatori per la dissipazione del calore che non viene sfruttato e la caldaia a tubi di fumo che estrae il calore dai fumi del motore.

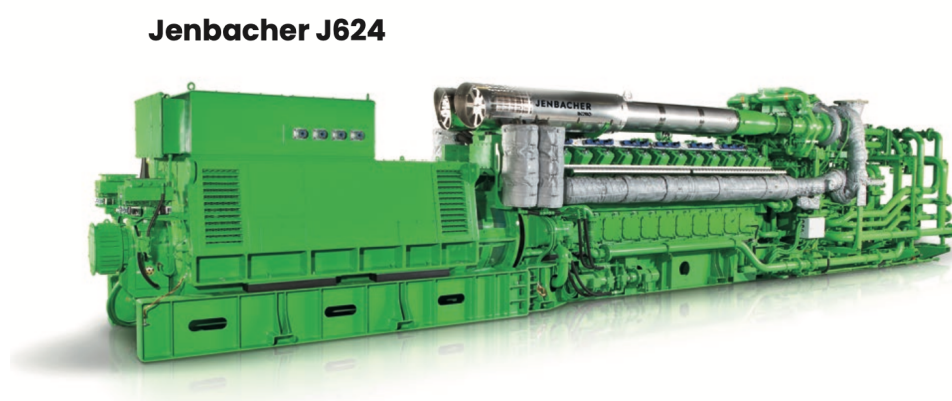


Figura 2.7: Motore a combustione interna, modello Jenbacher J624 [8].



Figura 2.6: Container per cogenerazione contenente motore a c.i. [8].

Gli inconvenienti legati ai motori a combustione interna sono dovuti all'assenza di taglie superiori ai 20 MW elettrici, al fatto che la maggior parte dei refluì termici siano disponibili a bassa temperatura. Inoltre, le emissioni di inquinanti (soprattutto NO_x e CO) non sono trascurabili e di costi di manutenzione risultano piuttosto elevati. Proprio la manutenzione, infatti, risulta impegnativa rispetto ad altre tecnologie. I motori a c.i. a causa dell'usura delle candele di altri logoramenti dovuti alla combustione necessita una maggiore manutenzione programmata e quindi l'arresto ogni 2000 ore circa.

2.5.2 Turbine a gas

La turbina a gas permette di produrre una quantità di energia termica pari circa al doppio della quantità di energia elettrica, pertanto presenta rendimenti elettrici tipicamente più bassi rispetto a quelli dei motori a combustione interna, mentre presenta rendimenti termici più elevati. Il rendimento globale delle due tecnologie è comunque simile. Tra i vantaggi annoveriamo:

1. Una vasta disponibilità commerciale con taglie che superano i 250MW;
2. Un elevato rapporto potenza/peso;
3. Un'elevata affidabilità;
4. I reflui termici sono disponibili interamente ad alta temperatura (a differenza dei motori a c.i.);
5. I costi di acquisto e manutenzione sono relativamente contenuti.

Le turbine a gas però, oltre ad avere efficienze elettriche molto modeste, non consentono il funzionamento ad intermittenza, riducono drasticamente la loro efficienza quando operano a carico parziale, le prestazioni sono sensibili alla temperatura esterna e possono richiedere la compressione del metano che comporta una penalizzazione dell'efficienza elettrica.

Alcune soluzioni possono essere adottate per migliorare le performance delle turbine a gas. La potenza termica disponibile può essere incrementata rispetto a quella recuperabile dai fumi per mezzo della post combustione. Oppure, parte del vapore può essere iniettata in camera di combustione permettendo un controllo delle emissioni di NO_x e una aumento della produzione elettrica. Generalmente le turbine a gas vengono sfruttati in impianti di cogenerazione che devono far fronte ad un fabbisogno prevalentemente termico.

2.5.3 Turbine a vapore

La cogenerazione mediante turbine a vapore è la soluzione oggi meno adottata negli impianti di piccola e media taglia. Vengono principalmente utilizzate in situazione i cui vi è una grande richiesta di vapore per lavorazioni di stabilimento (ad esempio potrebbe riscontrarsi una certa utilità di questa tecnologia nel caso delle cartiere). Oggi però è una soluzione sempre meno utilizzata in quanto presenta grosse difficoltà in fase di regolazione ed inoltre non consente un semplice arresto, lo spegnimento infatti richiede cicli molto lunghi che implicano un aumento dei consumi. Agli inconvenienti che la rendono oggi una tecnologia poco popolare si aggiunge il fatto che l'uso del vapore riduce l'efficienza elettrica, in misura tanto maggiore quanto più alta è la temperatura a cui si deve erogare il vapore.

Le turbine a vapore hanno però una serie di aspetti che le rendono, per alcune applicazioni, estremamente convenienti. Tra i vantaggi legati all' utilizzo di una turbina a vapore per cogenerazione abbiamo:

1. Una vasta disponibilità commerciale con taglie che variano dai 500 kWe alle decine di MWe;
2. Un elevato rapporto calore/potenza;

3. I reflui prodotti sono disponibili anche ad alta temperatura;
4. I costi di acquisto e manutenzione sono contenuti;
5. Offrono la possibilità di utilizzare qualsiasi combustibile poiché la combustione è esterna.

Nonostante oggi non sia tra le tecnologie più in voga per soddisfare i fabbisogni di piccole e medie utenze ha comunque importanza soprattutto in campo industriale in presenza di importanti usi tecnologici del vapore.

Le turbine a vapore trovano largo impiego nei cicli combinati che sono caratterizzati da elevati rendimenti elettrici (50-55%), ma si tratta di impianti più complessi che di norma si utilizzano per potenze elettriche superiori ai 50 MWe.

Esistono anche altre tecnologie e altre soluzioni impiantistiche che si prestano alla cogenerazione come ad esempio le microturbine o le celle a combustibile, ma non risultano ancora competitive con le tecnologie descritte e sono soluzioni ancora in fase di sviluppo. Le tecnologie pocanzi descritte, motori a c.i., turbine a gas e turbine a vapore, sono le più attuali sia in termini di unità installate sia in termini di evoluzione tecnologica.

Come già detto più volte la cogenerazione mira ad una riduzione dell'energia primaria necessaria per soddisfare i fabbisogni. Nel grafico che segue il confronto tra i risparmi di energia primaria per le diverse tecnologie in funzione dei rendimenti termici ed elettrici.

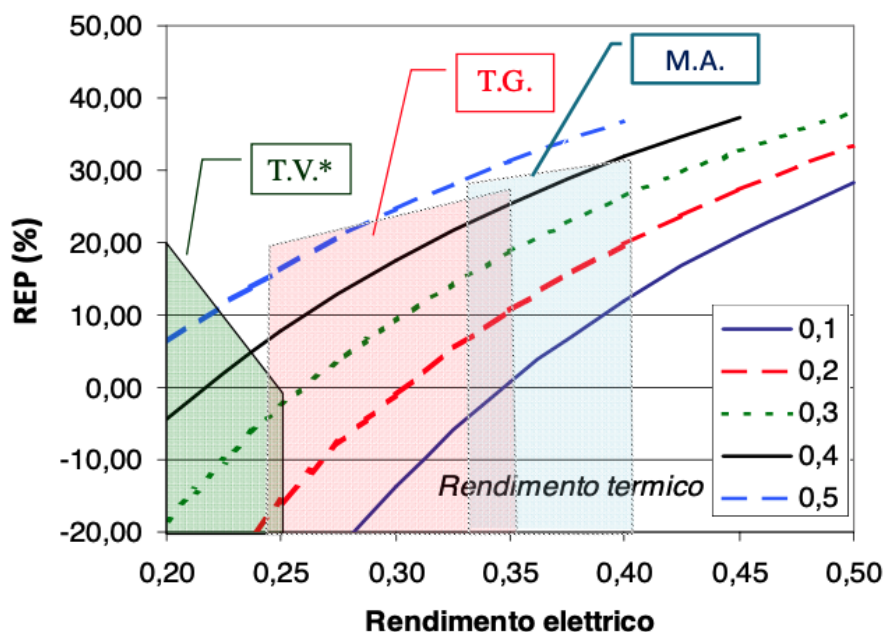


Figura 2.8: Risparmi di energia primaria per le varie tecnologie [7].

2.6 Dimensionamento, funzionamento e aspetti economici

La fase di dimensionamento della tecnologia è sicuramente tra le fasi progettuali più delicate. Infatti, la scelta della taglia ha grosse implicazioni sul soddisfacimento dei fabbisogni e sui costi di investimento e di gestione.

Al fine di scegliere la soluzione migliore si deve avere un quadro dettagliato del fabbisogno elettrico e termico (e frigorifero).

Dal dialogo con alcune aziende che installano e gestiscono impianti per conto di stabilimenti, si è visto come non tutte le utenze hanno un quadro chiaro dei consumi con annesso monitoraggio degli stessi.

Per un dimensionamento ottimale bisogna quindi conoscere accuratamente i diagrammi di carico e le curve di durata, i livelli di temperatura delle richieste di energia termica e i contratti di fornitura dei vettori energetici e cercare di limitare quanto più possibile le eccedenze termiche ed elettriche.

Le prime installazioni cogenerative, agli albori dell'insediamento di queste tecnologie, seguivano dei criteri di progettazione e dimensionamento molto cautelativi. Inizialmente si preferiva sottodimensionare leggermente gli impianti rispetto al fabbisogno elettrico ed eventualmente colmare le mancanze prelevando da rete. In

questo modo il CAPEX risultava inferiore e di conseguenza l'investimento meno rischioso. Questo approccio molto conservativo risolveva, inoltre, il problema che i consumi effettivi potessero essere minori di quelli previsti.

Col tempo ci si è accorti che non è vantaggioso sottodimensionare gli impianti rispetto al consumo medio del cliente per poi prelevare da rete e si è osservato come i dimensionamenti ottimali possano risultare una condizione intermedia tra le fluttuazioni di carico del cliente.

Oggi, invece, il mercato elettrico sta chiedendo ai consumatori finali, attraverso appositi programmi di TERN, di "aiutare" la rete nazionale. Nascono così le UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste).

Tramite le UVAM la capacità inespressa cioè la potenza che i motori potrebbero erogare ma che non erogano perché operano ad un carico minore, viene valorizzata con un valore che raggiunge i 30 mila euro al MW. Anche seguendo quest'ottica rimane fondamentale non sovradimensionare l'impianto, poiché trovandosi costretto a lavorare a carichi più bassi di quelli nominali, l'impianto avrà rendimenti minori ed emissioni molto più significative.

Inoltre, tra i motivi che inducono alla scelta di un impianto di cogenerazione vi è quello della sostenibilità ambientale. Sostenibilità che si traduce nella capacità dell'impianto di risparmiare energia primaria e quindi depauperare meno risorse per soddisfare uno stesso fabbisogno. A tener conto di questo risparmio è il Primary Energy Saving (PES) che verrà descritto accuratamente nel capitolo 4.

Questo parametro confronta l'energia primaria necessaria per produrre da cogenerazione rispetto ad un sistema di riferimento, assumendo come riferimento un sistema di produzione separata. Affinché la cogenerazione sia conveniente dal punto di vista del consumo di energia primaria è necessario che il PES sia maggiore di zero. Quindi, in un contesto progettuale, bisogna porre particolare attenzione a questo fattore poiché identifica quegli impianti che contribuiscono positivamente al risparmio di risorse. Il risparmio di energia primaria comporta un vantaggio anche dal punto di vista economico in quanto vi è la possibilità di ottenere incentivi in proporzione al risparmio di energia primaria apportato.

2.6.1 Modalità di esercizio

Rimane quindi di fondamentale importanza conoscere i trend di fabbisogno termico elettrico e frigorifero. È estremamente utile conoscere i dati su grafici orari (con informazioni ora per ora) poiché alcune aziende sono in grado di attuare una gestione degli impianti molto puntuale ottimizzando ora per ora in base al carico.

Bisogna anche conoscere:

1. La necessità di vapore saturo o surriscaldato;
2. Se in caso di spegnimento di emergenza è presente una centrale di backup;

3. La necessità di freddo e a che temperature;
4. La necessità di operare in isola;
5. Le ore/anno in cui il fabbisogno deve essere soddisfatto;
6. I picchi di richiesta di potenza.

Identificati i fabbisogni, la loro entità e la loro distribuzione temporale va scelta la modalità di esercizio dell'impianto. In base alle esigenze dell'utenza il cogeneratore può operare secondo diverse modalità.

In base al rapporto con la rete distinguiamo:

1. **Funzionamento in isola:** in questa modalità l'impianto è isolato dalla rete. Comporta il grande vantaggio di poter rendere l'utenza indipendente dal fornitore e dal distributore di energia, però implica delle difficoltà legate alla rigidità nel dimensionamento poiché la potenza erogata deve essere sempre pari a quella richiesta. In alcune circostanze questa modalità di esercizio viene espressamente richiesta da stabilimenti che non possono interrompere l'uso di energia e quindi vanno in isola in casi di guasti con la rete. L'impianto di cogenerazione generalmente però non viene installato con la finalità di funzionare come sistema di emergenza in quanto i cogeneratori con motori a c.i. per accendersi ed arrivare a potenza nominale hanno tempi dell'ordine dei 10-15 minuti;
2. **Funzionamento in parallelo con la rete esterna:** in questa modalità l'impianto risulta collegato alla rete. Permette maggiore flessibilità nel dimensionamento e nella fase esercizio, inoltre, permette di utilizzare la rete come sistema di accumulo e di backup. Il collegamento con la rete implica però la necessità di stabilire rapporti con fornitori e gestori della rete.

Invece in base al criterio di soddisfacimento della potenza abbiamo:

1. **Funzionamento a pieno carico:** il cogeneratore opera a potenza costante, ciò implica rendimenti molto elevati (in quanto si lavora a valori nominali), ma anche possibili eccedenze termiche e elettriche.

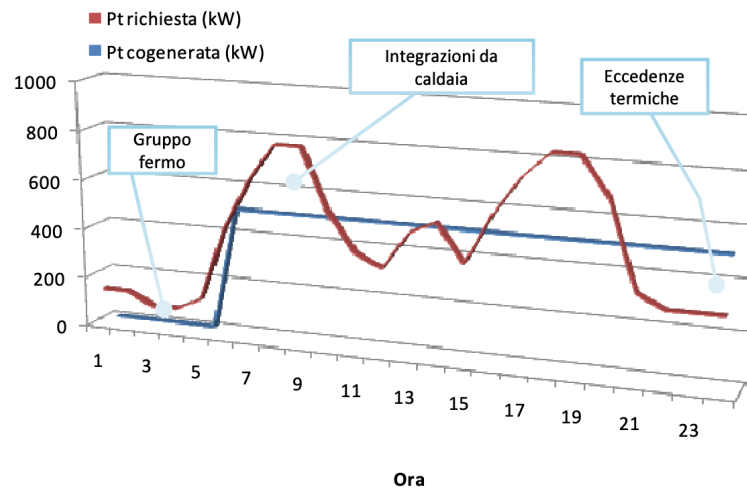


Figura 2.9: Diagramma di carico funzionamento a pieno carico [7].

2. **Funzionamento a pilotaggio termico:** la potenza del cogeneratore viene dettata dalla richiesta di potenza termica richiesta dall'utenza ($P_{t,cog} \leq P_{t,ric}$). Tale soluzione origina elevate efficienze termiche, ma la regolazione risulta più complessa e il rendimento elettrico è inferiore inoltre, possono verificarsi eccedenze elettriche.

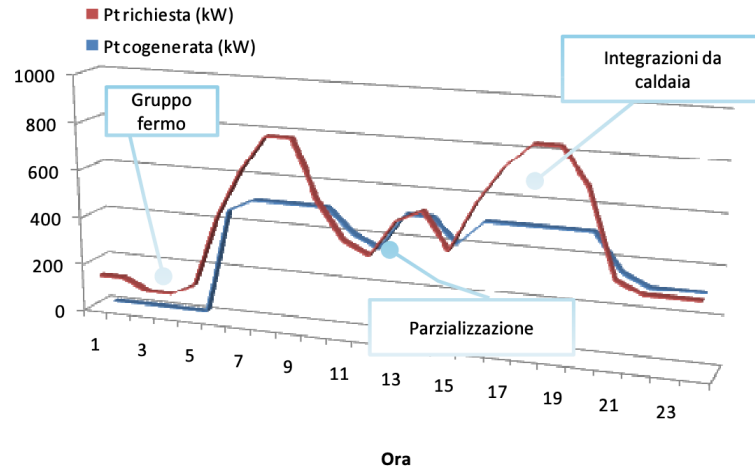


Figura 2.10: Diagramma di carico funzionamento a pilotaggio termico [7].

3. **Funzionamento a pilotaggio elettrico:** la potenza del cogeneratore viene dettata dalla potenza elettriche richiesta dall'utenza ($P_{e,cog} \leq P_{e,ric}$). Il beneficio di questa soluzione è dato dall'autoconsumo totale dell'energia elettrica

prodotta a discapito però di una regolazione più complessa, di un rendimento elettrico minore e di possibili eccedenze termiche.

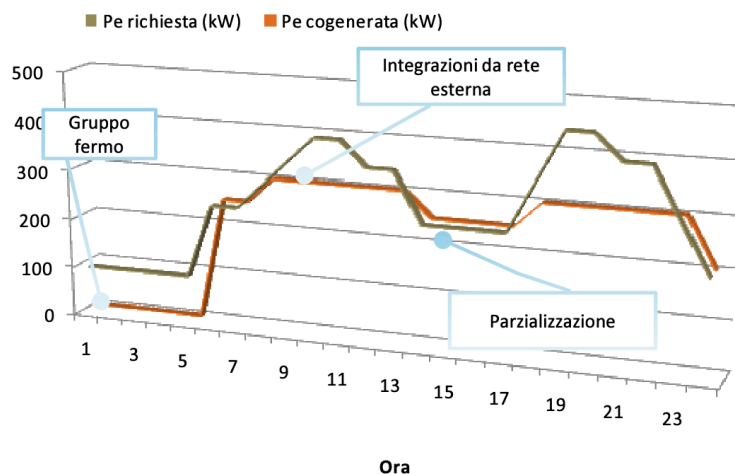


Figura 2.11: Diagramma di carico funzionamento a pilotaggio elettrico [7].

L'esercizio dell'impianto è poi fortemente dettato dalla gestione. La gestione dell'impianti, grazie a sistemi automatici di monitoraggio e controllo, è cambiata radicalmente. In passato era necessario un cospicuo numero di operatori per gestire un singolo impianto, mentre oggi la tecnologia permette ad una singola persona di gestire più impianti.

Sistemi di rilevazione continui e interventi di regolazione pressoché istantanei permettono di ottimizzare quanto più possibile i consumi e di ridurre al minimo le emissioni.

2.6.2 Aspetti economici

Nella valutazione delle configurazioni impiantistiche da adottare un forte peso nella scelta è attribuito all'aspetto economico. Per cui è necessario, preliminarmente, fare un confronto tra costi di esercizio con e senza cogenerazione, fare una stima dell'investimento che l'installazione richiede e calcolare gli indici di redditività al fine di individuare, se esiste, una soluzione che sia ottimale anche dal punto di vista economico.

I costi fissi legati ad un sistema di cogenerazione sono dovuti alla fornitura di combustibile, alla fornitura di energia elettrica di integrazione, alle imposte di auto-consumo e agli oneri di manutenzione e gestione. I ricavi invece si ottengono dalla vendita di eventuali eccedenze elettriche alla rete, cessione di eventuali eccedenze

termofrigorifere e dagli incentivi, i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica che giocano un ruolo fondamentale nel rientro dell'investimento.

Affinchè chi deve soddisfare il proprio fabbisogno elettrico installi un sistema cogenerativo è necessario che il costo dell'energia elettrica (se il cogeneratore appartiene ad un gestore di energia) o il prezzo legato al consumo del combustibile sommato agli oneri di esercizio e manutenzione (se il proprietario dello stabilimento è anche il gestore del cogeneratore) sia inferiore rispetto al costo dell'energia elettrica prelevata da rete.

Esistono casistiche in cui l'installazione di una tecnologia cogenerativa non risulta economicamente conveniente. Ciò può avvenire, ad esempio, in stabilimenti molto energivori che prelevano grandi quantità di energia elettrica dalla rete ad un tasso agevolato con cui la cogenerazione non può competere, oppure in situazioni in cui la logistica di installazione prevede ingenti spese legate al posizionamento, a ripristini strutturali o a insonorizzazioni che rendono il costo di investimento eccessivamente elevato.

L'analisi economica risulta quindi molto complessa, deve tenere conto di diversi aspetti molti dei quali legati alle fluttuazioni dei mercati, a tassi di interesse e a tassi di rischio. Per avere però un'idea immediata, anche se semplificata, della convenienza economica di un impianto di cogenerazione esistono alcuni parametri caratteristici:

1. Di fondamentale interesse è la differenza del costo dell'energia elettrica: tiene conto della differenza tra il costo dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione ed un costo dell'energia elettrica di riferimento (il costo di quella fornita dalla rete) in relazione alla potenza elettrica del cogeneratore e alle ore di funzionamento. Un valore negativo implica un costo dell'energia elettrica da cogenerazione più elevato rispetto al costo di energia dalla rete e quindi sconsigliato, viceversa tanto è più grande la differenza tanto è migliore, in termini economici, la soluzione;
2. Il Pay Back semplice: da informazione sul tempo (in anni) di ritorno dell'investimento. Questo dato, denominato semplice, poiché al proprio interno non contiene tassi di interesse ed altri termini rappresentativi delle variazioni di costo legate alle variazioni temporali. Generalmente si mira ad installare impianti con tempi di rientro dell'investimento non superiore ai 3 anni.
3. Valore Attuale Netto (Net Present Value): è la somma algebrica tra il costo di investimento e il cash flow valutato sull'intera vita dell'impianto tenendo conto di un certo tasso di interesse. Questo fattore tiene conto invece delle fluttuazioni dei costi con un apposito fattore di annualità. Affinchè un progetto sia economicamente conveniente l'NPV deve essere maggiore di zero. Inoltre, consente di confrontare impianti costi di investimento simili orientando la scelta verso le soluzioni con l'NPV più alto.

Come accennato in precedenza, nella convenienza economica dell'impianto, giocano un ruolo importante i Titoli di Efficienza Energetica, senza i quali molte installazioni risulterebbero economicamente svenienti. I Titoli di Efficienza Energetica sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica. Un TEE equivale ad una tonnellata equivalente di petrolio.

2.7 Emissioni

Le emissioni di inquinanti prodotte da cogenerazione sono principalmente l'anidride carbonica (CO_2), il monossido di carbonio (CO), l'anidride solforosa (SO_2), gli ossidi di azoto e gli idrocarburi incombusti.

L'elevata efficienza dei sistemi di cogenerazione e l'incremento dell'uso di gasolio a basso tenore di zolfo e gas naturale hanno portato nel tempo una drastica riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo [9]. Le emissioni significative, nei motori alimentati con gasolio o gas naturale, sono principalmente la CO_2 , il monossido di carbonio, gli ossidi di azoto e il particolato. L'emissione di ossidi di zolfo è legata esclusivamente alla composizione del combustibile e non può essere ridotta tramite misure di progettazione e regolazione del motore, invece, può essere rimossa dai gas esausti attraverso l'applicazione di un'unità di desolforazione. Le emissioni di NO_x e CO possono essere ridotte attraverso un'accurata progettazione ed un controllo delle condizioni di combustione. Allo stesso tempo il controllo delle emissioni tramite aggiustamenti delle condizioni di combustione può compromettere l'efficienza dell'impianto. Una delle maggiori sfide dei produttori è quella di progettare sistemi in grado di minimizzare la produzione di ossidi di azoto e monossido di carbonio in modo da tutelare la qualità dell'aria e rispettare la legislazione ambientale, senza per questo compromettere le performance e i costi dell'impianto.

In genere i piccoli impianti di cogenerazione sono equipaggiati all'origine con catalizzatori di tipo ossidativo, in grado di assicurare l'abbattimento del monossido di carbonio. Per ridurre gli NO_x invece, si impiegano soluzioni di tipo SNCR: soluzione semplice ma poco efficace che consiste nell'immissione diretta di ammoniaca all'interno della camera di combustione, oppure di tipo SCR che consiste nell'addizione di ammoniaca o suoi precursori nei gas di scarico. Quest'ultima tipologia di sistema di abbattimento verrà affrontata più nel dettaglio in seguito.

Per quanto riguarda il particolato si ricorre innanzi tutto ad un'accurata messa a punto dei motori. Per ridurre quanto più possibile l'emissione di particolato può essere conveniente riconsiderare la scelta di combustibile, infatti alcuni combustibili, come il gas naturale, generano quantità di particolato quasi trascurabili. Nel caso in cui tali rimedi non siano praticabili, per ridurre l'emissione si dovrà ricorrere

all'impiego di particolari tecniche basate sulla combustione delle particelle, le quali, una volta trattenute su un substrato ceramico o metallico in forma spugnosa, potranno essere ossidate termicamente in diversi modi. L'utilizzo di questi rimedi non è privo di inconvenienti e non consente di risolvere totalmente il problema [9]. Gli impianti che tratteremo sono alimentati a gas naturale e pertanto le emissioni di particolato risultano bassissime e non necessitano di attuare pratiche di riduzione del particolato.

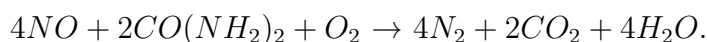
Per quanto riguarda la CO_2 , sappiamo che dipende dal combustibile bruciato per produrre una determinata quantità di energia termica ed elettrica. Nel caso della cogenerazione si ha un'emissione di CO_2 significativamente inferiore rispetto alla produzione separata poiché per soddisfare gli stessi fabbisogni viene bruciata una quantità di combustibile inferiore. La CO_2 , a differenza degli altri inquinanti emessi da cogenerazione, è un gas climalterante. Negli ultimi anni il tema del cambiamento climatico è diventato di fondamentale importanza, e le politiche nazionali e internazionali si sono poste l'obiettivo di ridurre quanto più possibile le emissioni di gas serra. Le politiche di contenimento dei cambiamenti climatici hanno quindi incentivato tutte quelle tecnologie che agiscono nella direzione di una riduzione delle emissioni di gas climalteranti. La cogenerazione, con la sua convenienza in termine di emissioni di CO_2 , ha trovato largo impiego per l'attuazione di politiche di riduzione dei gas serra, ciò ne ha favorito una massiccia diffusione.

2.7.1 Selective Catalytic Reactor (SCR)

Gli ossidi di azoto sono tra gli inquinanti più pericolosi a livello locale e spesso le tecnologie cogenerative devono installare dei sistemi di abbattimento per tutelare la salute pubblica e per rientrare all'interno dei limiti normativi.

Con l'espressione NO_x si intende una miscela di NO ed NO_2 . Alle alte temperature tipiche delle combustioni, tale miscela è costituita almeno per il 95% (molare) da NO. Il sistema SCR è il più efficace tra i sistemi di abbattimento degli ossidi di azoto e fa affidamento sulla reazione degli NO_x con ammoniaca ed ossigeno per generare N_2 ed H_2O , in presenza di un catalizzatore [9].

Essendo l'ammoniaca un reagente piuttosto scomodo da maneggiare, lo si sostituisce spesso con l'urea in soluzione acquosa (in genere al 40%). L'urea si decompone alle alte temperature generando radicali NH_2 , come fa d'altronde anche l'ammoniaca. La reazione complessiva fra urea ed ossidi di azoto (nel seguito rappresentati unicamente come NO, visto che è la specie di gran lunga preponderante) è la seguente:



Le efficienze di abbattimento raggiungibili possono spingersi teoricamente oltre il 98%, ma quelle di progetto, ed effettivamente riscontrabili, oscillano in genere fra l'80 ed il 90%.

I catalizzatori attualmente utilizzati sono a base di ossidi metallici (TiO_2 , WO_3 , e soprattutto ossido di vanadio V_2O_5). Per una maggiore stabilità sia termica che strutturale, tali componenti attivi costituiscono il rivestimento di materiale ceramico di supporto, conformato a nido d'ape ed analogo al riempimento strutturato dei letti rigenerativi spesso abbinati ai combustori termici.

Come tutti i catalizzatori, quelli della SCR sono soggetti a disattivazione progressiva nel tempo, solitamente vengono garantiti per 2 anni di esercizio pur avendo durate reali maggiori.

La temperatura ottimale di funzionamento è compresa fra i 330 e i 430°C, con un massimo della resa intorno ai 380°C. A temperature più elevate si accelera il processo di disattivazione del catalizzatore mentre a temperature più basse può diventare significativa la concentrazione di ammoniaca residua.

Il dimensionamento dell'SCR è un aspetto della progettazione particolarmente delicato. I fumi della combustione infatti, costretti a passare attraverso mezzi porosi affinché avvengano le reazioni, sono soggetti ad una forte perdita di pressione. È importante prevedere questa perdita di pressione in modo tale che il motore non risulti oppresso dall'installazione dell'SCR.

Il parametro fondamentale cui è legata l'efficienza di abbattimento è il tempo τ di permanenza dei fumi all'interno del letto catalitico. Dal punto di vista progettuale si preferisce però basarsi sulla cosiddetta velocità spaziale VS ($Nm^3/h/m^3$), che, essendo pari al rapporto fra la portata gassosa normalizzata e il volume del catalizzatore, è inversamente proporzionale al tempo di permanenza τ . È ovvio che, più che dal volume del catalizzatore, l'efficienza dipenda dalla sua superficie attiva. Detta AS la superficie specifica (m^2/m^3), ovvero il rapporto fra area catalitica attiva e volume del letto, il parametro fondamentale è la cosiddetta velocità areale VA ($Nm^3/h/m^2$) = VS/AS. L'uso di VA è però poco comune, ed il punto di partenza progettuale è di norma un certo valore di VS, riferito ad un ben preciso tipo e conformazione di catalizzatore. La superficie specifica AS, per i blocchi di catalizzatore a nido d'ape, è funzione essenzialmente della larghezza dei canalini di passaggio del gas. Il diametro idraulico D di questi ultimi varia in genere fra 3 e 9 mm, con spessore t delle pareti di separazione di 0,6-1 mm (il passo è poi pari alla somma dei due termini). AS varia all'incirca da 400 a 1.000 m^2/m^3 . I diametri più piccoli sono riservati a fumi puliti (ad es. turbine a gas), senza rischi di intasamento, quelli più grandi a fumi sporchi (caldaie a carbone).

Per i motori diesel si usano in genere passi di 4-5 mm, cui corrispondono valori di AS dell'ordine di 650-850 m^2/m^3 . La velocità spaziale utilizzata nel campo dei motori diesel è di 3.000-10.000 $Nm^3/h/m^3$, con i valori più frequenti compresi fra 5.000 e 7.000 $Nm^3/h/m^3$. Questi ultimi corrispondono a catalizzatore con AS nel

campo 650-850 m²/m³, efficienze dell'ordine del 90-95%, concentrazioni di NO_x in ingresso di circa 2.000 mg/Nm³, concentrazione residua (slip) di ammoniaca dell'ordine di 5-10 mg/Nm³, basso contenuto di zolfo nel combustibile, temperatura dei fumi di circa 330°C. In particolare VS diminuisce (e il volume del letto aumenta) al crescere della resa desiderata, della concentrazione iniziale di NO_x , del contenuto di zolfo e al diminuire della temperatura (sotto i 380°C) e della concentrazione residua prefissata di NH_3 .

Per quanto riguarda il consumo di reagente, la reazione avviene in condizioni molto vicine a quelle stechiometriche. Generalmente il consumo è pari a circa 1,05 volte quello stechiometrico, valutato considerando gli NO_x come costituiti tutti da NO: si tiene così conto fra l'altro della bassa percentuale di NO_2 nei fumi, che consuma un quantitativo doppio di urea rispetto ad NO.

Lo stoccaggio dell'ammoniaca può risultare complicato in quanto l'ammoniaca è un pericoloso reagente, spesso si preferisce utilizzare l'urea. L'urea viene quindi iniettata e nebulizzata a monte del reattore SCR. Un'apposita pompa regola l'iniezione di urea. Nel caso in cui l'emissione è costante, come avviene ad esempio per il gas naturale, la regolazione dell'urea risulta semplice in quanto viene erogata una quantità circa costante. Nel caso di altri combustibili, come ad esempio bio combustibili o oli ottenuti dal grasso animale, le concentrazioni di NO_x nei fumi variano durante l'esercizio. Nasce quindi l'esigenza di un sistema capace di immettere tanta urea quanta ne serve affinché avvenga la reazione completa con gli ossidi di azoto.

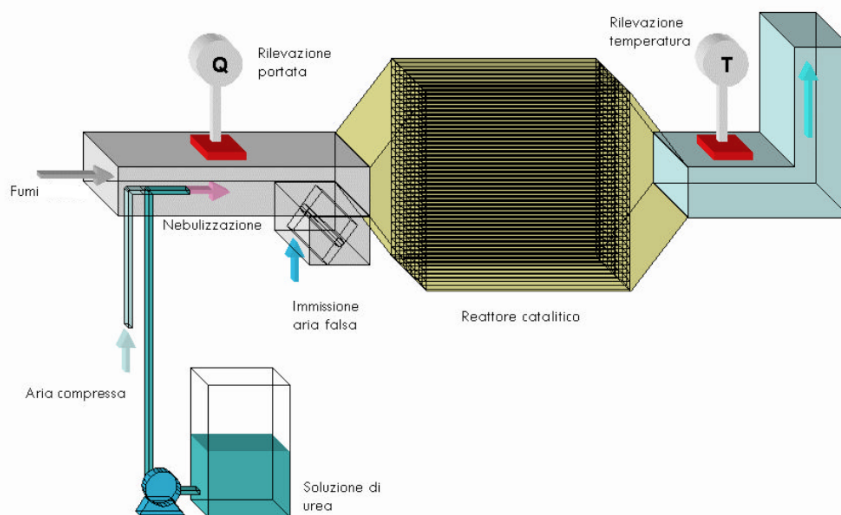


Figura 2.12: Schema di un sistema SCR [9].

La regolazione dell'SCR è fondamentale per ottenere elevate performances di

abbattimento e per evitare di immettere nell'ambiente quantità di ammoniaca. In linea di principio più urea si immette nel reattore e maggiore sarà la quantità di ossidi di azoto eliminata dai fumi. Tuttavia, l'aumento di emissione abbattuta non cresce linearmente con la quantità di urea immessa, ma segue una curva che raggiunge un massimo di immissione. Superato un certo valore di urea (o NH_3) immessa l'effetto utile diminuisce e oltre al minore abbattimento di inquinante l'urea non reagisce completamente evaporando, originando il cosiddetto fenomeno dell'ammonia slip, e quindi immettendo in atmosfera ammoniaca. Oltretutto per valori eccessivi di urea, l'ammoniaca può anche depositarsi sui catalizzatori riducendo ulteriormente l'efficienza di abbattimento. Il seguente grafico mostra come varia la riduzione di NO_x e il verificarsi del fenomeno dell'ammonia slip (come quantità di ammoniaca emessa) al variare dell'ammoniaca iniettata. Si nota un punto di massimo per la curva che descrive la riduzione degli NO_x mentre il fenomeno dell'ammonia slip diventa sempre più significativo con il crescere dell' NH_3 immessa.

Generalmente le quantità di ammoniaca emesse a causa degli SCR sono molto basse, concentrazioni dell'ordine dei $5 \text{ mg}/Nm^3$, ma mai pari a zero.

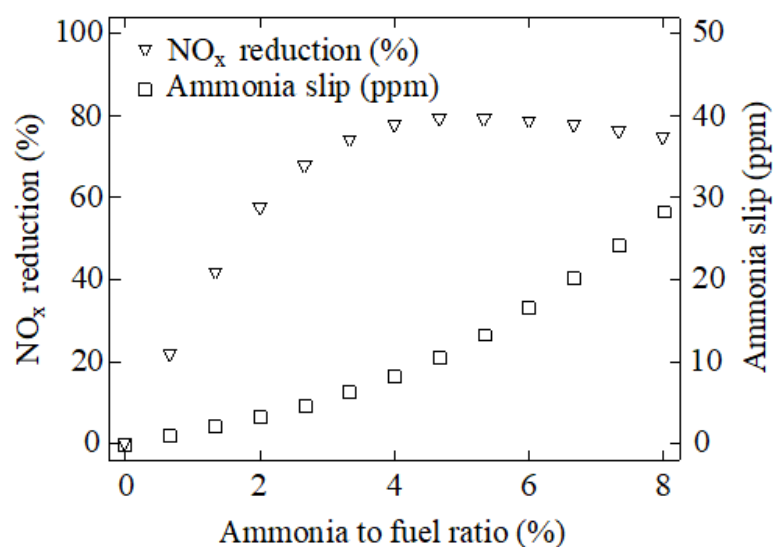


Figura 2.13: Andamento della riduzione di NO_x in funzione dell'ammoniaca immessa a confronto con l'ammonia slip [10].

Identificare la quantità esatta da iniettare in caso di emissione costante risulta quindi fondamentale, esistono degli appositi collaudi che consentono di settare i flussi in maniera corretta. Nel caso in cui l'emissione di NO_x non è costante si utilizzano opportuni sistemi di regolazione che variano la quantità di urea da introdurre nel reattore.

Esempio di sistema di regolazione per emissioni di NO_x variabili Ad esempio, nel caso in cui si usa olio combustibile ricavato da grasso animale il sistema di regolazione e dosaggio è complesso. Si riporta di seguito quanto illustrato in una relazione tecnica sul controllo della portata di urea in un SCR a cura dell' Ing. Ritorto. "Una possibile configurazione prevede una sonda di prelievo del campione di fumi, per la misurazione del tenore di NO_x e la regolazione del dosaggio dell'urea, è posta a valle del reattore SCR. I fumi prelevati dalla sonda suddetta vengono suddivisi, a valle dell'apposita pompa di estrazione, in due flussi indirizzati a due celle elettrochimiche per la misurazione di NO , la misura di NO_2 non è necessaria ai fini del controllo, perché il biossido costituisce una frazione trascurabile, minore del 5%, degli NO_x totali. Il segnale in uscita dalle due celle è inviato al controllore del sistema di dosaggio dell'urea. Più esattamente il segnale utilizzato dal controllore è per 5' quello trasmesso da una cella e per i 5' seguenti quello trasmesso dall'altra. Per circa 1', prima dell'inversione del segnale, le misurazioni delle due celle vengono confrontate e la differenza fra le due letture utilizzata per ricavare un fattore di correzione (minore di 1). Dopodiché il valore più alto dei due misurati viene moltiplicato, prima di utilizzarlo ai fini del controllo, per il fattore suddetto, mentre il valore più basso è moltiplicato per il reciproco del fattore stesso. Se il fattore correttivo si discosta eccessivamente da 1, ovvero se la differenza fra le due letture è maggiore di un valore prefissato (dell'ordine di 10-20 ppm), significa che una delle due celle necessita di taratura o di sostituzione. Tale accorgimento pone rimedio, tra l'altro, alla carenza più significativa del sistema di misurazione a celle elettrochimiche. Il segnale così elaborato viene confrontato dal regolatore con il set-point impostato (ovvero con la concentrazione di NO_x desiderata) e la differenza è utilizzata per variare, ad intervalli di tempo t_1 prefissabili (dell'ordine di 40 sec), la frazione temporale Y per cui deve restare aperta la valvola temporizzata di dosaggio. Sulla mandata della pompa è previsto un regolatore di pressione con abbinato manometro e, a valle, una valvola temporizzata di tipo on-off che resta aperta per una frazione Y del tempo t_1 e chiusa per la frazione $1 - Y$.

Il regolatore di pressione mantiene costante la pressione stessa (letta al manometro) aprendo quanto basta una derivazione di by-pass che ricircola la soluzione pompata al serbatoio di stoccaggio. Il flusso indirizzato al reattore SCR perviene ad una sonda inserita nel condotto dei fumi a monte del reattore stesso e recante all'estremità terminale l'ugello di iniezione dell'urea. Sulla testata della sonda è alimentata pure dell'aria compressa, per miscelarsi al liquido e svolgere azione di atomizzazione dello stesso. In questo modo le concentrazioni di valle restano praticamente costanti (pari all'incirca al set-point) a prescindere dal valore di quelle a monte e quindi risultano completamente decorrelate rispetto alle portate variabili di urea, che sono sostanzialmente proporzionali alle concentrazioni di monte" [11].

L'installazione di un SCR implica però una serie di costi non trascurabili in fase di analisi economica. Il costo di installazione dell'SCR pesa per circa il 6-10% sul

costo dell'impianto, a questo vanno aggiunti i costi di esercizio e di manutenzione. Durante l'esercizio infatti, vi è la necessità di approvvigionarsi di urea o ammoniaca che ha un costo di circa 0.20-0.30 euro al litro, e considerando che richiedono portate dell'ordine dei 5-10 litri/ora, in un anno si raggiungono cifre significative. Molto più costosa è invece la manutenzione, che comprende la revisione periodica dei sistemi di stoccaggio e frequenti ricambi di ugelli spruzzatori, componenti attraversate dai fumi e componenti di regolazione, affinché venga garantita la massima efficienza dello strumento.

Alcune aziende, esperienti nella progettazione ed installazione di cogeneratori, riescono a colmare il maggior costo dovuto all'SCR con i maggiori rendimenti. La presenza di un efficace sistema di abbattimento degli NO_x permette di far lavorare i motori a potenze più vicine a quelle nominali, poiché le emissioni vengono comunque abbattute, ed in questo modo a rendimenti più elevati che implicano favorevoli ripercussioni economiche. In altri casi, la necessità di installare un SCR può rendere estremamente sconsigliato l'investimento.

L'adozione di un sistema di abbattimento degli NO_x può essere frutto di un'imposizione normativa, di una valutazione in termini di performance o di una scelta sensibile alle esigenze dell'ambiente. In ogni caso gli NO_x , giocano un ruolo fondamentale per la salute delle popolazioni nei pressi degli stabilimenti, perciò è bene intraprendere, quando ve ne è la possibilità, tutte le azioni possibili per limitarne l'emissione.

Capitolo 3

Il modello di analisi

Il trattato, come introdotto in precedenza, analizza tecnologie cogenerative dotate di motorie a combustione interna e alimentate a gas naturale, atto ad osservare i singoli parametri in funzione delle loro ripercussioni sull'ambiente e sulla collettività. È stato per questo elaborato un apposito modello di analisi multicriterio.

Il modello di analisi raggruppa ed esamina ogni parametro in input, confrontandolo con risultati frutto di calcoli o con dati estrapolati dall'esperienza e dallo studio pregresso sulle tecnologie cogenerative in esame.

I parametri caratteristici del cogeneratore vengono richiesti con un apposito questionario che copre tutte le esigenze di dati del modello. Ottenuti i dati è possibile applicare il modello.

3.1 Finalità e costruzione del modello di analisi

Come specificato nell'introduzione, l'attualità del tipo di impianti in esame e l'utilizzo previsto negli anni a venire motivano la necessità di dedicare particolare attenzione a queste tecnologie.

La collaborazione con la Città Metropolitana di Torino ha fatto sì che emergesse la necessità di uno strumento che fosse in grado di raccogliere tutti i dati di un impianto e di analizzarli in modo da fornire un approccio di analisi, finalizzato a tutelare l'ambiente e le esigenze della popolazione, che si potesse applicare a tutti gli impianti di cogenerazione dotati con motore a combustione interna e alimentati a gas naturale.

Il modello di analisi elaborato risulta quindi particolarmente innovativo in quanto non ne esistono di simili ed è costruito su misura per la tipologia di impianto in esame. Alcuni modelli di valutazione più generici sono finalizzati al confronto di più soluzioni impiantistiche mentre il modello che si propone è finalizzato all'analisi di

una singola soluzione impiantistica per volta osservandone i parametri caratteristici e paragonandoli con dati impiantistici di confronto.

Il modello di analisi ideato è applicabile alle tecnologie indipendentemente dalle caratteristiche infatti, alcuni dei parametri analizzati sono stati opportunamente normalizzati per renderli indipendenti da fattori variabili come ad esempio la taglia dell'impianto.

Lo strumento di analisi funge da supporto all'ente nella fase di rilascio delle apposite autorizzazioni ambientali, fornendo un quadro generico di tutti i parametri principali e dando la possibilità a chi ne usufruisce di osservare se la scelta di un determinato dato è stata effettuata nell'ottica di salvaguardare l'ambiente e gli interessi della collettività. Il modello di analisi si pone l'obiettivo di far scaturire un dialogo critico tra l'ente e il proponente, partendo proprio da quei parametri da cui, a seguito dell'analisi, sono emerse delle criticità.

L'obiettivo che si pone il modello è piuttosto ambizioso, in quanto i parametri che determinano implicazioni a livello ambientale o che possono avere ripercussioni sulla popolazione sono molteplici ed inoltre alcuni parametri possono risultare più significativi di altri.

La costruzione del modello è risultata particolarmente laboriosa poiché si è cercato di creare un modello quanto più corretto possibile che non sminuisse o sopravvalutasse, senza opportune motivazioni, le soluzioni impiantistiche adottate.

La fase più delicata della costruzione del modello è stata l'estrapolazione delle informazioni che permettessero di fornire i termini di confronto per il modello. Questa fase è stata caratterizzata dallo studio di 5 impianti di cogenerazione con motore a c.i. alimentati a gas naturale situati nel territorio della Città Metropolitana di Torino installati da 4 importanti aziende. Le aziende in questione sono: Cogenio (EnelX), Edison-Fenice, Olon . Matini&Rossi. Di seguito si riporta un'immagine indicativa della geolocalizzazione degli impianti nel territorio della Città Metropolitana di Torino.

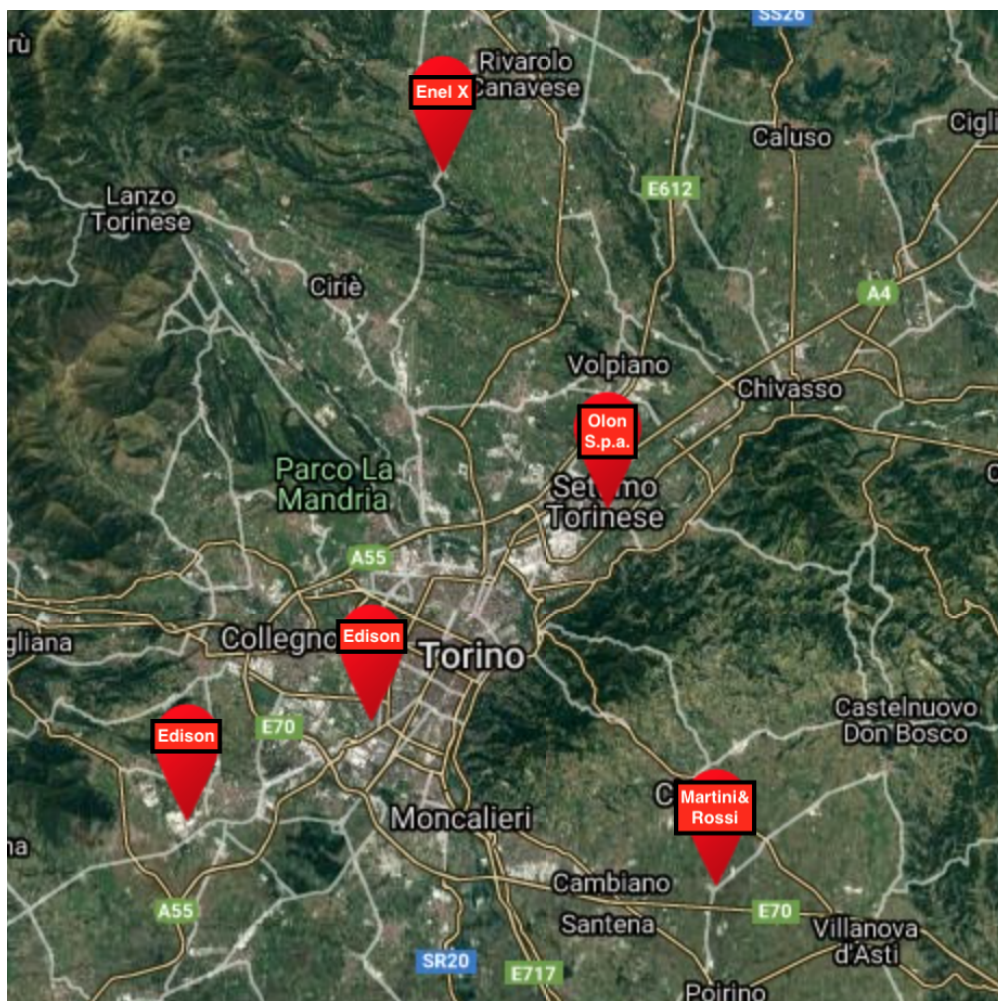


Figura 3.1: Geolocalizzazione impianti osservati per la creazione del modello.

Il campionario di 5 impianti pur non essendo estremamente vasto è risultato molto vario ed in grado di fornire tutte le informazioni necessarie per l'implementazione del modello. Infatti, gli impianti, anche se tutti della stessa tipologia, presentano periodi di installazione differenti e caratteristiche di targa e di funzionamento diverse, fattore importante se si vuole creare un modello quanto più generale possibile.

La prima fase dello studio di questi impianti si è effettuata partendo dai documenti depositati presso l'ente in quanto richieste per le procedure di AIA. Per l'analisi che si propone però si è ritenuto necessario dover ottenere ulteriori informazioni per cui ci si è spinti oltre la sola analisi dei documenti e si è aperto un dialogo con ciascuna delle aziende installatrici. Il dialogo, estremamente costruttivo, ha fornito una serie di informazioni e punti di vista essenziali per la nostra analisi ed

estremamente pratici.

Di seguito riportiamo le principali caratteristiche degli impianti osservati.

	Fenice*	Fenice*	Cogenio	Olon Spa	Martini&Rossi
	<i>Torino Mirafiori</i>	<i>Rivalta</i>	<i>Front canavese</i>	<i>Settimo Torinese</i>	<i>Chieri</i>
Potenza in ingresso [MW]	51,5	12,6	7,57	7,645	2,88
Potenza Elettrica [MW]	23,6	5,8	3,36	3,33	1,203
Potenza Termica [MW]	7,8	5,859		3,28	1,2672
Potenza Frigorifera [MW]	2,5	1,8	–	–	–
Rendimento globale [%]	61	84,6	84,23	86,5	67,8
Ore di funzionamento	8000	8760	7775	8100	5000
NO _x (15%O ₂) [mg/Nm ³]	25	95	93,75	93,75	93,75
CO (15%O ₂) [mg/Nm ³]	100	120	112,5	112,5	112,5
NH ₃ (15%O ₂) [mg/Nm ³]	<10	–	<5	<5	–
SCR	√	X	√	√	X

* Attualmente in fase di AIA

Tabella 3.1: Caratteristiche principali degli impianti studiati per la costruzione del modello.

Unendo le nozioni teoriche sulla cogenerazione con lo studio dei documenti degli impianti sopracitati si dispone di un ampio numero di informazioni, ma l'elemento che fornisce maggiore solidità alla nostra analisi è senza dubbio dato dal dialogo con le aziende installatrici.

Dalle molteplici informazioni ottenute è stato poi possibile comprendere i dati realmente significativi ed utilizzarli opportunamente, normalizzandoli ove necessario, affinché il modello potesse essere applicabile ad impianti con taglie e caratteristiche diverse.

Conoscendo il comportamento degli aspetti ambientali, tecnici, normativi ed economici degli impianti di cogenerazione in esame siamo in grado di elaborare un'analisi in grado di evidenziare i principali parametri di interesse ed indicare se il dato analizzato è in linea con scelte impiantistiche che privilegiano la tutela dell'ambiente e della salute pubblica.

3.2 Questionario per la richiesta dei dati

A seguito della ricognizione delle informazioni, si sono individuati tutti i parametri di interesse che elencheremo in seguito. In fase di studio i parametri sono stati ottenuti, come accennato nel precedente paragrafo, dallo studio dei documenti depositati presso l'ente e da apposite richieste alle aziende installatrici. Per semplificare la fase

di ricognizione dei dati è stato elaborato un apposito questionario che, una volta presentato all'azienda proponente, richiede tutti i parametri e le informazioni necessarie per implementare l'analisi di quello specifico impianto.

I parametri che compaiono nel modello e che analizzeremo attentamente in seguito sono complessivamente 44, alcuni frutto di calcoli ed altri direttamente posti sotto analisi. Tutti i dati necessari all'ente, immaginando l'ente pubblico come gestore dell'analisi, vengono quindi raccolti tramite un apposito questionario.

Il questionario contiene richieste relative alla progettazione, all'esercizio e al contesto dell'impianto di cogenerazione; dovrà essere funzionale al modello di analisi e richiedere tutti quei parametri che sono stati scelti e quelli che risultano indispensabili per implementare i calcoli previsti dal modello.

Si riporta all'interno dell'Appendice A un prototipo di questionario in grado di soddisfare le esigenze del modello di analisi.

3.3 Struttura e metodo di utilizzo

Al fine di organizzare i parametri in base alla loro natura l'analisi si suddivide in quattro ambiti: ambito ambientale, ambito normativo, ambito tecnico e ambito economico. I parametri vengono quindi raggruppati per ogni ambito in base alla pertinenza.

La suddivisione in ambiti permette di separare i parametri in base al contesto su cui maggiormente influisco. Per tale scopo si è scelto di individuare un ambito che contenesse tutti quei parametri che hanno effetti diretti sull'ambiente come ad esempio le emissioni ed è stato nominato ambito ambientale. L'ambito ambientale contiene i parametri relativi alle emissioni di inquinanti, al combustibile utilizzato, all'efficientamento, all'accesso ai dati emissivi alle certificazioni ambientali e ai risparmi di energia primaria. I dati elencati sono tutti legati alla tutela dell'ambiente, in particolar modo, dallo studio degli impianti, si è visto come le emissioni variano notevolmente in funzione di scelte progettuali, diventa quindi interessante comprendere il comportamento degli inquinanti emessi dall'impianto considerato.

Dato che esiste un'ampia normativa ambientale dedicata agli impianti di produzione di energia e quindi anche agli impianti di cogenerazione è stato previsto anche un ambito normativo che raccoglie tutti quei parametri che possono essere confrontati con la normativa. Ricordiamo che in questo ambito non si fa riferimento ai limiti normativi, ma piuttosto ci si sofferma sui range delle BAT-AEL, il rispetto dei limiti normativi è una condizione che prescinde la nostra analisi. L'ambito normativo identifica il tipo di autorizzazione a cui è sottoposto l'impianto e confronta le concentrazioni di NO_x , CO, PT, NH_3 , il rendimento elettrico e il consumo di combustibile con i range contenuti nelle BAT. Essendo le BAT le migliori tecniche

disponibili è interessante osservare come si comportano questi parametri rispetto ai valori minimi e massimi indicati nelle BAT.

Gli aspetti tecnici giocano un ruolo fondamentale nell'analisi in quanto le performance o altre scelte progettuali influenzano direttamente o indirettamente le ripercussioni del progetto su ambiente e popolazione. Per tale motivo tutti i parametri tecnici vengono raggruppati nell'ambito tecnico. Ad esempio si analizza la quantità di energia (elettrica e termica) prodotta in relazione al fabbisogno dello stabilimento, la presenza di un sistema di abbattimento degli NO_x , le ore di funzionamento e le ore di arresto programmato. È necessario anche essere al corrente della presenza di un sistema di abbattimento degli NO_x poiché ha ripercussione diretta sulle emissioni. Inoltre, è necessario sapere la tipologia di stoccaggio che lo accompagna in quanto una maldestra gestione dello stoccaggio può avere gravi ripercussioni sull'ambiente.

Infine, nell'ambito economico, sono raccolti alcuni parametri indicativi della convenienza economica dell'impianto. Questo ambito non è di particolare interesse per l'analisi, ma si è ritenuto opportuno citare alcuni parametri in quanto la convenienza economica è per l'investitore la principale condizione affinché si installi un impianto.

Gli ambiti e i parametri al loro interno necessitano un'accurata descrizione, pertanto, verranno dettagliatamente illustrati nel capitolo successivo.

Ogni parametro all'interno dell'ambito viene esaminato singolarmente all'interno di una tabella e gli viene attribuito un parere. Il parere, o indice di gradimento, è in forma verbale e può essere del tipo: "Molto bene", "Bene", "Male" o "Molto male". L'analisi in forma tabulare contiene, come vedremo con attenzione nel prossimo capitolo, per ogni parametro, la condizione affinché venga assegnato un determinato parere. Inoltre, nell'ottica di analisi multicriterio, all'indicatore di qualità "verbale" viene attribuito un indicatore numerico secondo una precisa scala che va da un valore minimo (attribuito a Molto male) ad un valore massimo (attribuito a Molto bene).

La scala di valori dell'indicatore numerico varia opportunamente per ogni parametro. In questo modo, l'indicatore verbale ci informa in quale tra le quattro situazioni di gradimento si colloca il singolo parametro, l'indice numerico ci serve, invece, in fase di analisi globale poiché non tutti i vantaggi o gli svantaggi dei parametri hanno la stessa importanza.

L'adozione, volta per volta, della scala degli indici numerici è arbitraria, è frutto però di rilevanti considerazioni sull'interferenza del singolo parametro sulla qualità globale dell'impianto.

Ad esempio l'assenza di una certificazione ambientale (non obbligatoria) otterrà indice verbale "Molto Male" e anche un altro dato analizzato come l'immissione di grandi quantità di NO_x potrebbe ottenere indice verbale "Molto Male", ma per la

prima condizione "Molto Male" equivarrà a 0,4 mentre nella seconda, molto più grave se si guarda il contesto generale "Molto Male" equivarrà a 0.

Infine, in fase di analisi globale dei dati, viene moltiplicato il valore della loro valutazione per un apposito peso. Quindi a fianco di ogni parametro sarà presente un peso per cui dovrà essere moltiplicato l'indice assegnato, che ha la funzione di rafforzare o diminuire l'interesse dell'analisi nei confronti di quel parametro.

La scelta del peso per cui si moltiplica l'indice attribuito al parametro è dettato dai parametri su cui vuole soffermarsi l'analisi. Ad esempio, considerando che l'analisi mira ad osservare i parametri in un'ottica di individuare criticità che abbiano impatto sull'ambiente, un peso maggiore viene attribuito ai parametri relativi alle emissioni.

Di seguito riportiamo lo schema per un singolo parametro della tabella:

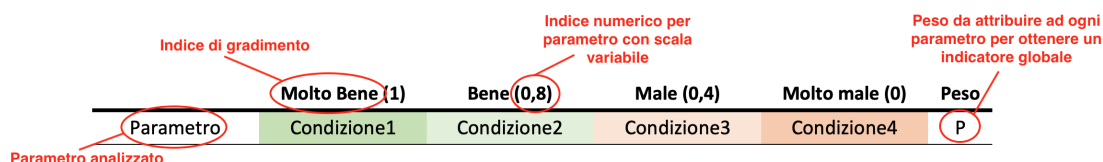


Figura 3.2: Esempio spiegato di una linea della tabella di analisi.

Possiamo notare come ad ogni indice di gradimento sia assegnato un indice numerico secondo una scala variabile in base al parametro analizzato. La scala è attribuita in base alle informazioni a nostra disposizione e l'indice ha il compito di mostrare il parametro in un diagramma a ragnatela. La scala varia in maniera tale che parametri diversi per caratteristiche e per implicazione sull'ambiente appaiano in posizioni tali da necessitare la medesima attenzione. Approfondiremo questo aspetto nella descrizione degli output.

I pesi invece, finalizzati ad un riassunto globale dell'analisi, sono arbitrari, ma attribuiti secondo uno specifico criterio generare: peso 1 per i parametri in esame, peso maggiore di 1 per i parametri di particolare interesse per l'analisi e peso molto minore di 1 per i parametri che hanno solo un ruolo descrittivo.

3.4 Gli output del modello

L'analisi, affinché possa essere realmente efficace, deve essere in grado di fornire un'informazione utile a chi ne usufruisce e di immediata comprensione. A tale scopo si generano degli output riguardanti il singolo parametro, il singolo ambito ed infine l'intero impianto.

In particolare dall'analisi si otterrà:

1. Per ogni parametro un indicatore verbale di qualità che darà un'informazione riguardante esclusivamente il dato considerato. Ciò permette di osservare se la scelta di quel determinato parametro è la migliore possibile o, confrontandolo con gli opportuni criteri, se tra le possibili opzioni è la peggiore o una via di mezzo. Tale informazione non tiene conto però di come il parametro si colloca nel contesto dell'analisi e se il suo contributo positivo o negativo influenza pesantemente o debolmente l'analisi globale dell'impianto. Avremo quindi, come primo output, un elenco di parametri caratteristici con a fianco un indicatore di gradimento assegnato in base alle condizioni in cui si trova il parametro. Questo risultato, apparentemente banale, risulta essere molto importate per l'ente, poiché ottiene un quadro generale della situazione impiantistica individuando quei parametri che presentano criticità. Ottenuto questo risultato chi ne usufruisce può effettuare un'osservazione critica del risultato ottenuto individuando i parametri di interesse. A tale scopo introduciamo i successivi output.
2. Per ogni ambito, sfruttando gli indici numerici attribuiti a ciascun indice verbale, otterremo una rappresentazione grafica di tipo diagramma a ragnatela. Il diagramma mostrerà tutti i parametri contenuti in ogni ambito in maniera intuitiva affinché si possano osservare immediatamente quei parametri che comportano un effetto negativo.

Il diagramma ottenuto conterrà nella parte più esterna tutti i valori che in fase di analisi hanno ottenuto un indicatore di qualità alto, mentre tutti i valori che si avvicinano alla parte centrale sono quelli che hanno ottenuto un indicatore basso. Nel grafico inoltre, verrà identificata un'area che rappresenta la zona di "attenzione". Ovvero, i parametri che, con il loro basso indice, ricadono all'interno dell'area di attenzione (individuata dalla zona del grafico colorata in rosso) sono quelli che comportano un decremento della qualità dell'ambito e quindi devono essere presi in considerazione al fine di indicare al proponente la presenza di parametri discordanti con l'obiettivo di tutela dell'ambiente e della collettività.

L'ente in fase di analisi, che individua i punti all'interno della zona di attenzione, quindi i parametri più critici, chiede al proponente spiegazioni in merito.

Le criticità individuate, se non in contrasto con la normativa, non possono impedire il rilascio dell'autorizzazione, ma consentono all'ente di mostrare le problematiche riscontrate al proponente che può descrivere un'iniziativa, finalizzata alla risoluzione delle criticità, che ritiene applicabile, in linea con questo approccio.

Riportiamo, a titolo esemplificativo, un possibile diagramma che si potrebbe ottenere dall'analisi per il solo ambito ambientale:

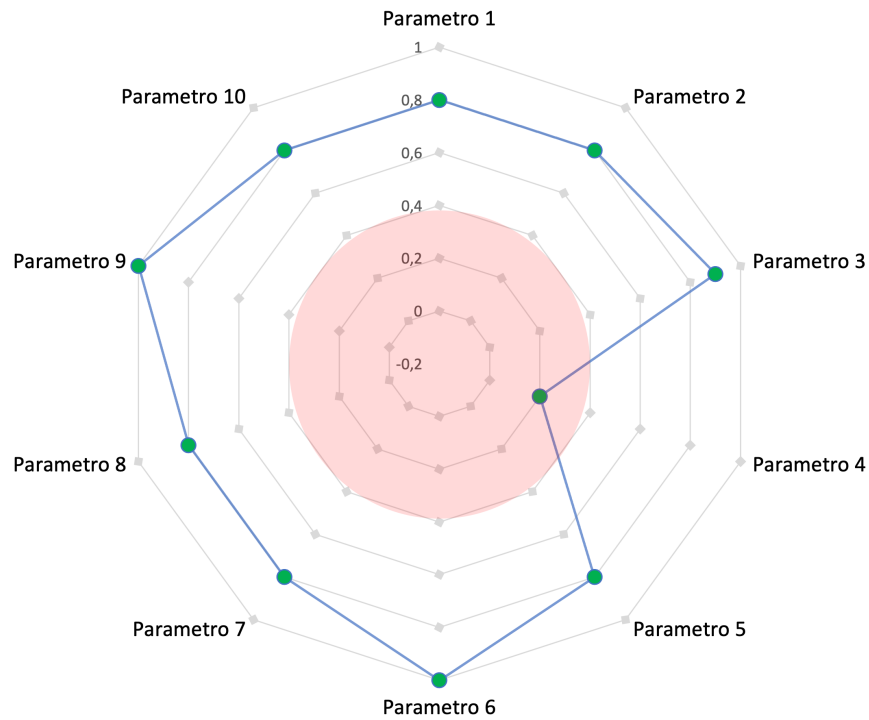


Figura 3.3: Esempio di diagramma a ragnatela in output.

Dalla Figura 3.2 è possibile osservare come tutti i parametri, identificati dai punti in verde, sono disposti secondo gli indici attribuiti in base al parere verbale (indici che indichiamo con I). I punti relativi ai parametri che più si avvicinano alla zona centrale in rosso sono quelli a cui è stata data una valutazione più negativa e quindi necessitano una maggiore attenzione.

Questo tipo di diagramma lo si otterrà per ogni ambito con i suoi rispettivi parametri.

3. Per tutti i parametri, differenziati nei rispettivi ambiti, si otterrà un indicatore di qualità globale (I_g) e di conseguenza una classe di qualità dell'impianto.

L'indicatore globale si ottiene facendo la media pesata degli indicatori numerici per ogni ambito.

Ambito ambientale, normativo e tecnico hanno la medesima importanza mentre l'ambito economico verrà ridotto di un opportuno peso.

L'indice per ogni ambito è calcolato nel seguente modo, dove I è l'indice numerico attribuito al parametro e P è il peso per cui va moltiplicato, in

questo modo si ottiene, per ogni ambito la media pesata.

$$I_{ambito} = \frac{\left(\sum_{\#npar} I * P \right)}{\left(\sum_{\#npar} P \right)} \quad (3.1)$$

Facendo un'ulteriore media pesata tra i 4 indici, penalizzando l'ambito economico in quanto risulta per noi di interesse marginale, otteniamo un indice globale.

$$I_g = (I_{amb} \cdot 0.3) + (I_{norm} \cdot 0.3) + (I_{tec} \cdot 0.3) + (I_{eco} \cdot 0.1) \quad (3.2)$$

La scelta dei pesi per cui si moltiplicano gli indici di ogni ambito è arbitraria ed in particolare finalizzata a ridurre l'importanza dell'ambito economico che, come detto in precedenza, non è di nostro interesse. Inoltre, a seguito di un'analisi di sensitività del modello si è dimostrato come modificando i valori per cui viene moltiplicato l'indice di ogni ambito, nel caso in cui l'impianto ha delle caratteristiche, per il punto di vista dell'analisi, con punteggi elevati, l'indice globale non varia sensibilmente. Quindi i pesi per cui si moltiplicano in questa fase non "sporcano" la valutazione globale di un impianto che è di per sé progettato secondo quelli che sono per l'analisi i migliori requisiti.

Viceversa, se un impianto presenta molte criticità in un ambito queste saranno tanto più evidenti in base al peso che si attribuirà. Questa fase consente, a chi usufruisce dello strumento, di direzionare l'analisi verso uno o più ambiti in base alle esigenze. Per come è stato pensato lo strumento i pesi relativi agli ambiti sono attribuiti affinché il risultato ponga l'attenzione sugli aspetti relativi alle ripercussioni su ambiente e popolazione che sono principalmente rappresentati nell'ambito ambientale, nell'ambito normativo e in quello tecnico.

L'indicatore globale viene poi confrontato con un range. In base al range in cui ricade viene attribuita una "classe di qualità" che varia tra A, B e C.

Se $0,7 < I_g \leq 1$ CLASSE A

Se $0,5 < I_g \leq 0,7$ CLASSE B

Se $I_g \leq 0,5$ CLASSE C

La classe di qualità A indica che gli indici complessivamente forniscono un parere positivo e che quindi l'impianto in esame ha applicato opportunamente tutte le soluzioni progettuali in linea con le esigenze a cui pone attenzione l'analisi.

La classe di qualità B indica che una parte, contenuta ma non trascurabile, dei parametri esaminati riporta indici bassi. In linea teorica è quindi possibile apportare delle migliorie.

L'ente può richiedere proposte di miglioramenti tenendo conto del fatto che il margine di miglioramento non sarà elevatissimo, ma comunque di interesse per la collettività, e quindi il proponente ne valuterà la convenienza.

La classe di qualità C indica che un cospicuo numero di parametri analizzati ha ottenuto indici bassi, ciò implica che molti aspetti devono essere rivisti e l'ente può intervenire richiedendo spiegazioni che giustifichino i dati peggiori ed azioni per migliorarne la qualità.

La classe di qualità non dà indicazioni sui fattori che abbassano la qualità dell'impianto, ma fornisce un'indicazione globale, che se molto positiva (classe A) conclude l'analisi. Nel caso in cui la classe dovesse essere B o C allora particolare attenzione si dovrà prestare ai diagrammi a ragnatela per identificare i parametri d'interesse.

Capitolo 4

Parametri analizzati dal modello

Il modello di analisi introdotto e spiegato fin ora si concretizza nella compilazione di una tabella di analisi.

Nel seguente capitolo si introdurranno i quattro ambiti dell'analisi, si illustrerà la relativa tabella e i parametri che vengono analizzati nel modello.

Per ogni parametro della tabella verrà fornita una dettagliata spiegazione che riguarderà la scelta del parametro, l'assegnazione dell'indice di gradimento verbale con relativo indice numerico (I) ed il peso (P) che avrà nell'elaborazione dell'indice globale. Inoltre, verrà mostrata la sezione corrispondente della tabella evidenziando volta per volta gli indici numerici legati agli indici di gradimento e il peso per cui verrà moltiplicato l'indice numerico in fase di analisi globale.

Nel caso in cui il parametro da inserire nella tabella di valutazione sia frutto di calcoli matematici, come avviene ad esempio nel caso delle emissioni, questi verranno accuratamente descritti.

La descrizione della tabella, parametro per parametro, e la descrizione dei calcoli necessari per la compilazione hanno la finalità di rendere più agevole, a chi ne usufruisce, l'utilizzo del modello. È bene specificare che i pesi inseriti all'interno dell'analisi, finalizzati ad ottenere un risultato globale, sono arbitrari, ma vengono attribuiti seguendo volta per volta un criterio e motivando il peso. Il criterio generale che è stato seguito assegna peso 1 a tutti i parametri, peso (debolmente) maggiore di 1 a tutti i parametri che hanno un interesse maggiore nella nostra analisi e quindi implicano maggiori ripercussioni sull'ambiente e sulla collettività, infine, un peso molto minore di 1 a tutti quei parametri che nell'analisi hanno una finalità principalmente informativa e aiutano a definire il contesto dell'impianto. Più il peso è minore di 1 e minore è l'importanza che quel parametro avrà in fase di analisi globale. I pesi poco minori di uno verranno opportunamente motivati.

Si riporta all'interno dell'Appendice B la tabella che riassume i parametri, le condizioni e gli indici.

4.1 Ambito ambientale

Il primo ambito che andremo ad illustrare è quello ambientale.

Per le finalità della nostra analisi, che opera nell'ottica di tutela dell'ambiente e del territorio, rappresenta indubbiamente un ambito particolarmente importante.

In quest'ambito si individuano tutti quei parametri che hanno ripercussioni dirette e indirette sull'ambiente e/o sulla popolazione.

4.1.1 Emissioni di CO_2 , NO_x , CO e PT : confronto con la produzione separata

Le emissioni prodotte sono uno degli aspetti principali della prima fase dell'analisi in quanto hanno un legame diretto con la qualità dell'aria.

Affinché l'impianto possa entrare in esercizio deve rispettare i limiti imposti dalla legge, per cui non è interesse dell'analisi il rispetto dei limiti, ma una condizione che prescinde dalle nostre valutazioni. Risulta però interessante comprendere quanto, in termini di emissione di inquinanti, sia conveniente utilizzare la cogenerazione rispetto alla produzione separata per il caso di volta in volta in esame.

È ben noto che la cogenerazione viene scelta soprattutto per la sua capacità di ridurre le emissioni di CO_2 , ma è nostro interesse quantificare l'entità della riduzione e osservare anche il comportamento degli altri inquinanti generalmente emessi, che, come visto dal contesto ambientale, giocano un ruolo tutt'altro che trascurabile.

Nell'analisi delle emissioni prodotte da cogenerazione la prima osservazione la si fa confrontando le emissioni prodotte dalla tecnologia cogenerativa in esame con le emissioni che si produrrebbero se producessimo separatamente energia termica ed elettrica per soddisfare il medesimo fabbisogno. Da questo confronto è possibile ottenere un dato qualitativo, di quanto il solo cogeneratore, possa risultare conveniente o sconveniente rispetto alla produzione separata.

Per produzione separata si intende il soddisfacimento del fabbisogno termico tramite caldaie e il soddisfacimento del fabbisogno elettrico tramite il prelievo di energia dalla rete. Il confronto sarà effettuato per gli inquinanti caratteristici degli impianti di cogenerazione alimentati a gas naturale: CO_2 , NO_x , CO e Particolato (PT).

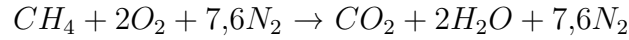
Per il calcolo delle emissioni prodotte da cogenerazione risulta necessario conoscere, la potenza in ingresso, i Nm^3 di CH_4 bruciati in un anno, la portata di fumi

(15% O_2), le ore di funzionamento, il rendimento elettrico, il rendimento termico e le concentrazioni previste dai proponenti e quelle limite degli inquinanti (15% O_2).

Il calcolo della CO_2 emessa da cogenerazione può essere effettuato utilizzando il Fattore di Emissione di CO_2 (reperibile in appositi documenti) oppure riferendosi alla reazione di combustione.

In questo caso si è preferito partire dalla reazione di combustione. Per comodità ipotizziamo che la miscela di gas naturale sia composta al 100% da metano, ipotesi tanto più valida quanto più basse sono le concentrazioni di altri idrocarburi, in caso contrario è necessario semplicemente modificare la reazione di combustione.

Nel caso di combustione di metano con aria:



Come risulta immediato osservare dalla reazione di combustione da una mole di CH_4 si ottiene una mole di CO_2 . Conoscendo, quindi, la quantità di metano bruciata in un anno dal cogeneratore e il peso molecolare dell'anidride carbonica ricaviamo la quantità di CO_2 emessa

$$m_{CO_2}[\frac{g}{anno}] = \dot{m}_{CH_4} \cdot 1000/22,414 \cdot PM_{CO_2} \quad (4.1)$$

In questo modo ricaviamo le tonnellate di CO_2 all'anno prodotte da cogenerazione per soddisfare un dato fabbisogno termico ed elettrico.

Per il calcolo delle tonnellate all'anno di NO_x , CO e PT si procede calcolando la portata dei fumi secchi emessi dal cogeneratore al 15% di ossigeno oppure prendendola dai dati forniti dall'installatore e la si moltiplica per la concentrazione limite o per quella prevista dell'inquinante considerato. Si ipotizza, in questo modo, che l'impianto emetta alla concentrazione limite o a quella prevista. Possiamo ottenere quindi le tonnellate annue di inquinanti nel caso in cui il cogeneratore emetta alle concentrazioni limite e nel caso in cui emetta alle concentrazioni previste dal progetto (che possono essere inferiori o uguali a quelle limite.)

$$[\frac{mg}{h}]_{inquinante} = \dot{m}_{fs} \cdot C_{i,lim} \quad oppure \quad [\frac{mg}{h}]_{inquinante} = \dot{m}_{fs} \cdot C_{i,prev} \quad (4.2)$$

Otteniamo la portata di inquinante che moltiplicata per le ore di funzionamento ci fornisce la quantità di inquinante emessa in un anno. In conclusione avremo le tonnellate all'anno di CO_2 , NO_x , CO e PT prodotte da cogenerazione ottenuti considerando una volta i valori limite e una volta i valori previsti.

Per quanto riguarda la produzione separata invece, i due contributi, termico ed elettrico, verranno prodotti da due sorgenti differenti.

Dai rendimenti del cogeneratore conosciamo la quota di potenza elettrica e la quota di potenza termica necessaria al soddisfacimento delle esigenze dell'utenza.

Ipotizzando di produrre potenza termica con una caldaia con rendimento 0,9, dividiamo per tale valore la potenza termica erogata da cogeneratore in modo tale da conoscere la potenza bruciata in caldaia. Analogamente, immaginando che l'energia elettrica venga prelevata dalla rete, dividiamo la quota di potenza prodotta da cogenerazione per il rendimento elettrico del parco elettrico nazionale (circa 44,2%) ottenendo così la potenza “bruciata” a monte della rete. I valori utilizzati come valori di riferimento per il rendimento termico ed il rendimento elettrico sono forniti dal Regolamento delegato (UE) 2015/2402.

$$P_{in,cal} = \frac{P_{t,cog}}{\eta_{t,rif}} \quad P_{in,rete} = \frac{P_{e,cog}}{\eta_{e,rif}} \quad (4.3)$$

Ottenute queste potenze si ricava, dividendo per il potere calorifico e sommando i due risultati, la portata di metano necessaria e, come fatto precedentemente la si converte, utilizzando il peso molecolare della CO_2 , in portata di anidride carbonica da cui otteniamo le tonnellate annue di CO_2 emesse da produzione separata.

$$m_{CH_4} \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{P_{in}}{pci} \quad (4.4)$$

$$\dot{m}_{CH_4tot} = \dot{m}_{CH_4t} + \dot{m}_{CH_4el} \quad (4.5)$$

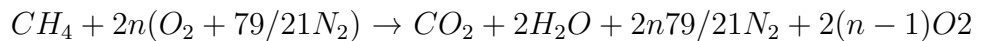
È possibile osservare come la produzione di energia elettrica dalla rete implichi lo sfruttamento di una quota ridotta della potenza fornita in ingresso. Questo aspetto è quello che permette generalmente alla cogenerazione di emettere una quantità di CO_2 di gran lunga minore rispetto alla produzione separata. Il prelievo di energia elettrica da rete, con rendimento circa del 50% , implica una produzione quasi doppia di CO_2 .

Per il calcolo degli altri inquinanti (NO_x , CO, PT) emessi da produzione separata si seguono due approcci diversi per caldaia e rete nazionale.

Per la produzione termica, conoscendo la potenza bruciata in caldaia possiamo calcolare, per mezzo della reazione di combustione con eccesso d'aria, la portata di fumi secchi (con il 3% di ossigeno, tenore di ossigeno tipico delle caldaie).

Il calcolo della portata dei fumi secchi è effettuato nel seguente modo:

1. Partendo dalla reazione di combustione del metano nel caso di reazione con eccesso d'aria n



Si ipotizza che il combustibile in esame sia metano puro. Generalmente però, anche se in piccole percentuali, sono presenti anche altri idrocarburi quindi questa ipotesi risulta valida in caso di basse percentuali di altri idrocarburi. Nel

caso in cui il combustibile sia una miscela di metano e altri combustibili gassosi che pur presenti in quantità minore hanno un peso rilevante nella miscela bisogna modificare opportunamente la reazione e, banalmente, adattare i seguenti calcoli alla nuova reazione.

2. Conoscendo la percentuale di ossigeno nei fumi ($O_{fs}=0,03$ per le caldaie) è possibile calcolare l'eccesso d'aria n

$$n = \frac{O_{fs} - 2}{2O_{fs}(\frac{79}{21}) + 2O_{fs} - 2} \quad (4.6)$$

3. Ottenuto l'eccesso d'aria si ricava il volume dei fumi secchi

$$V_{fs} = 1 + 2(n - 1) + (\frac{79}{21})2n \quad (4.7)$$

4. Moltiplicando il volume dei fumi secchi per la portata di combustibile otteniamo la portata di fumi secchi

$$\dot{V}_{CH_4} = \frac{P_{in}}{pci} \quad \dot{V}_{fs} = \dot{V}_{CH_4} \cdot V_{fs} \quad (4.8)$$

Moltiplicando la portata dei fumi per la concentrazione limite (in questo caso consideriamo la sola concentrazione limite) dell'inquinante considerato, fornita dalla normativa per le caldaie (3% O₂) otteniamo la portata di inquinante e da qui le tonnellate/anno per ogni inquinante esaminato prodotto da caldaia in produzione separata. Per ottenere le emissioni totali da produzione separata, ad ognuno di questi valori andrà sommata la quota di inquinante associata alla produzione di energia elettrica.

Per la produzione elettrica, non conoscendo la fonte che genera elettricità in quanto proviene dalla rete e quindi non potendo calcolare la portata dei fumi si fa uso di opportuni Fattori di Emissione (tipicamente forniti da report Ispra).

I fattori di emissione sono definiti come la quantità di inquinante per unità di energia, nel caso in esame si utilizzano:

$$FE_{NOx} = 165 \frac{mg}{kWh} \quad FE_{CO} = 93 \frac{mg}{kWh} \quad FE_{PT} = 2,91 \frac{mg}{kWh}$$

Moltiplicando i fattori di emissione per la potenza elettrica otteniamo la portata di inquinante che una volta moltiplicata per le ore di funzionamento ci fornirà la quantità di inquinante emessa in un anno.

Sommando il contributo di inquinante prodotto da caldaia con quello prodotto da rete e ripetendo l'operazione per tutti gli inquinanti otteniamo le tonnellate di inquinante emesse all'anno dalla configurazione in produzione separata.

Nel caso in cui si ha trigenerazione i calcoli per la parte della cogenerazione rimangono invariati in quanto la quota termica necessaria per la produzione frigorifera è una quota di quella in ingresso al cogeneratore. Per quanto riguarda la produzione separata si ipotizza che l'alternativa non muti il sistema di produzione di potenza frigorifera, quindi lo stesso chiller utilizzato nell'assetto trigenerativo viene usato anche in produzione separata. La conseguenza di questa assunzione è che ci permette di non modificare l'approccio poiché non implica modifiche nei fabbisogni termici ed elettrici, in questo caso il fabbisogno termico soddisferà le richieste di acqua calda/vapore e di energia frigorifera. Se nella soluzione cogenerativa la potenza termica copre il fabbisogno di caldo e di freddo, la stessa potenza deve essere soddisfatta da caldaie che producono calore per il chiller ad assorbimento.

Adesso è possibile confrontare i dati ottenuti.

Oltre a capire se si è in direzione di un miglioramento o un peggioramento è utile valutare la differenza (positiva o negativa) in termini percentuali, perciò definiamo:

$$\Delta Emissione\% = -\frac{M_{sep} - M_{cog}}{M_{sep}} \cdot 100 \quad (4.9)$$

dove M indica le t/anno di inquinante, il segno meno davanti ci indica che un valore percentuale negativo corrisponde ad una riduzione.

Questa fase dell'analisi fa riferimento alle emissioni previste dal proponente per l'impianto di cogenerazione (minori o uguali della concentrazione limite).

Dall'analisi dei dati ricavati con i passaggi appena descritti si possono scorporre due diverse informazioni. La prima più qualitativa che ci dice se il cogeneratore emette, per un determinato inquinante, quantità maggiori o minori rispetto alla produzione separata in condizioni di funzionamento o limite. In questa fase si terrà conto sia dell'emissione limite del cogeneratore che di quella prevista dal proponente. La seconda informazione che otteniamo invece è più quantitativa, e la si ottiene con la differenza percentuale di emissione rispetto a separata, in questo caso le emissioni da cogenerazione sono riferite alle concentrazioni previste in fase di progetto. Per quanto riguarda l'anidride carbonica non abbiamo dei valori limite per cui ci limiteremo ad osservare se quella prodotta da cogenerazione è minore rispetto a quella proveniente da produzione separata.

In fase di analisi avremo quindi:

1. **Molto bene** se calcolando le emissioni basandosi sulle concentrazioni limite degli inquinanti il cogeneratore emette una minore quantità di inquinante rispetto alla produzione separata. Parere estremamente positivo in quanto, la concentrazione limite è la massima a cui può emettere il cogeneratore, per cui se con tale concentrazione emette quantità inferiori rispetto alla produzione separata il beneficio è massimo;

2. **Bene** se calcolando le emissioni basandosi sulle concentrazioni degli inquinanti previste in fase di progettazione il cogeneratore emette una minore quantità di inquinante rispetto alla produzione separata. Condizione favorevole, ma meno della precedente poiché significa che l'impianto è in grado di emettere meno della soluzione separata ma emettendo a concentrazioni inferiori di quelle imposte dalla normativa;
3. **Male** se calcolando le emissioni basandosi sulle concentrazioni limite degli inquinanti il cogeneratore emette una maggiore quantità di inquinante rispetto alla produzione separata;
4. **Molto male** se calcolando le emissioni basandosi sulle concentrazioni reali degli inquinanti il cogeneratore emette una maggiore quantità di inquinante rispetto alla produzione separata. Questa è la situazione peggiore in quanto è indicativa del fatto che l'impianto di cogenerazione non è realmente in grado di emettere meno della soluzione con produzione separata e rappresenta lo zero della scala di valutazione per questi parametri.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,3)	Molto male (0)	
<i>CO₂ da Cogenerazione < CO₂ da prod. separata</i>	sì	//	//	no	1,1
<i>NO_x da Cogenerazione < NO_x da prod. separata</i>	sì, sull'emissione limite	sì, sull'emissione prevista	no, sull'emissione limite	no, sull'emissione prevista	1,1
<i>CO da Cogenerazione < CO da prod. separata</i>	sì, sull'emissione limite	sì, sull'emissione prevista	no, sull'emissione limite	no, sull'emissione prevista	1,2
<i>PT da Cogenerazione < Emissioni PT da prod. separata</i>	sì, sull'emissione limite	sì, sull'emissione prevista	no, sull'emissione limite	no, sull'emissione prevista	1,1

Tabella 4.1: Analisi qualitativa di inquinanti rispetto a produzione separata.

Analizzando la differenza percentuale invece, avremo che un risultato in percentuale negativo ci indica che il nostro impianto emette un flusso di inquinanti in una percentuale minore rispetto alla produzione separata, tanto sarà maggiore in valore assoluto con segno meno davanti la percentuale negativa tanto più positivo sarà il parere. Viceversa, valori positivi indicano che l'impianto di cogenerazione emette più della produzione separata, più alta sarà la percentuale e peggiore sarà il parere.

I range di percentuale sono frutto dei risultati di una serie di impianti campionati.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0)	Peso
ΔNO_x	-50%< ΔNO_x <-10%	-10%< ΔNO_x <0%	0%< ΔNO_x <10%	ΔNO_x >10%	1,1
ΔCO	-50%< ΔCO <-10%	-10%< ΔCO <0%	0%< ΔCO <10%	ΔCO >10%	1,1
ΔPT	-50%< ΔPT <-10%	-10%< ΔPT <0%	0%< ΔPT <10%	ΔPT >10%	1,1

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,3)	Molto male (0)	Peso
ΔCO_2	ΔCO_2 <-20%	-20%< ΔCO_2 <0%	0%< ΔCO_2 <5%	ΔCO_2 >5%	1,2

Tabella 4.2: Analisi percentuali di inquinanti rispetto a produzione separata.

Un peso maggiore è stato attribuito all'analisi del ΔCO_2 in quanto la riduzione di anidride carbonica, come ribadito più volte, ha un'importanza a livello globale. Gli altri inquinanti sono comunque caratterizzati da un peso maggiore di 1. Da questa fase dell'analisi è possibile notare se la soluzione adottata, pur rispettando i criteri normativi, è una soluzione migliore o peggiore, dal punto di vista delle singole emissioni rispetto alla produzione separata. Nel momento in cui ci si accorge che uno dei pareri è fortemente negativo ci si può chiedere se la condizione emersa è quindi migliorabile. Quest'analisi delle emissioni non tiene conto del contesto impiantistico dell'intero stabilimento ma si sofferma sulla sola produzione da cogeneratore.

4.1.2 Neutralità emissiva

Per avere un'idea della variazione in termini di emissioni che comporta l'installazione di un cogeneratore è opportuno rapportarlo al contesto impiantistico globale in cui si colloca. Generalmente, infatti, la produzione termica da cogenerazione sostituisce in parte o totalmente quella da caldaie e la produzione elettrica da cogenerazione evita il prelievo di energia elettrica dalla rete. Risulta estremamente interessante capire la variazione, in termini di tonnellate annue di inquinanti, che comporta la soluzione cogenerativa parallelamente alle eventuali modifiche di fabbisogno. Con il termine neutralità emissiva si vuole indicare quella soluzione (ideale) in cui introducendo un sistema di cogenerazione le emissioni annuali rimangono invariate.

Il raggiungimento della neutralità emissiva è legato al fabbisogno dello stabilimento ed è una conseguenza del dimensionamento dell'impianto di cogenerazione e delle emissioni che prevede di produrre.

In sintesi, vogliamo osservare se la nuova soluzione adottata per soddisfare le esigenze dell'utenza implica un'emissione di inquinanti maggiore, minore o uguale rispetto alla configurazione impiantistica precedente.

Per effettuare questa valutazione bisogna conoscere nel dettaglio la configurazione impiantistica ante cogenerazione e post cogenerazione. Anche in questo caso ci

soffermeremo sulle emissioni di CO_2 , CO, NO_x e PT in quanto sono quelle più “alterabili” dalla presenza di un cogeneratore.

Ante Cogenerazione Ai fini del calcolo delle emissioni ante cogenerazione dobbiamo conoscere il fabbisogno termico ed elettrico dello stabilimento e la soluzione impiantistica adottata per soddisfare tale fabbisogno. Tipicamente il fabbisogno elettrico viene soddisfatto prelevando energia elettrica da rete mentre quello termico tramite caldaie. Bisogna quindi conoscere il numero di caldaie installate, i rispettivi rendimenti e le concentrazioni di inquinante emesse (concentrazioni limite). Il calcolo delle t/anno è effettuato in maniera analoga al caso precedente (confronto cog. prod separata).

Implementando i calcoli otterremo le tonnellate all’anno di CO_2 , NO_x , CO e PT del contesto impiantistico, collegato all’utenza considerata, prima dell’installazione del cogeneratore.

Post Cogenerazione L’inserimento di un impianto di cogenerazione introduce una modifica nella quantità di inquinanti emessi. Per valutare l’entità di questa modifica risulta necessario conoscere:

1. Il nuovo fabbisogno elettrico e termico, poiché potrebbe essere diminuito a seguito di un processo di efficientamento dell’impianto, aumentato per necessità di produzione o potrebbe essere rimasto invariato;
2. La taglia, i rendimenti termico ed elettrico, e le concentrazioni (previste) di inquinanti del cogeneratore;
3. La taglia, i rendimenti e le concentrazioni (limite) di inquinanti delle caldaie operanti ove ce ne fossero.

Generalmente il cogeneratore sostituisce totalmente o in parte il prelievo di energia elettrica da rete e ciò comporta un’importante riduzione di CO_2 . Molto raramente il cogeneratore soddisfa esattamente il fabbisogno termico ed elettrico dell’impianto per cui vi è molto spesso la necessità di caldaie che coprono la quota mancante per soddisfare il fabbisogno termico o di prelevare energia elettrica dalla rete per l’integrazione del fabbisogno elettrico.

Nella nuova soluzione avremo verosimilmente una quota di potenza termica prodotta da cogenerazione, una quota di potenza termica prodotta da caldaie, una quota di energia elettrica prodotta da cogenerazione e (anche se non sempre) una quota di energia elettrica prelevata dalla rete.

1. Per il calcolo della CO_2 si risale alla quantità di metano consumata per ogni singola quota, da cui si ricava la quantità di anidride carbonica emessa in

un anno per singola quota. Dalla somma dei singoli contributi si ottiene la anidride carbonica emessa annualmente dalla soluzione impiantistica con cogeneratore.

2. Per gli altri inquinanti (NO_x , CO e PT), analogamente a quanto fatto prima si ricava la portata di fumi che fuoriesce dalle caldaie e dal cogeneratore e la si moltiplica per le opportune concentrazioni di inquinanti.
3. A queste si sommano le tonnellate all'anno di NO_x , CO e PT ottenute per la produzione elettrica da rete con opportuni fattori di emissione.

Implementando i calcoli otterremo le tonnellate all'anno di CO_2 , NO_x , CO e PT del contesto impiantistico, collegato all'utenza considerata, dopo l'installazione del cogeneratore.

Per avere un risultato che permetta il confronto tra più soluzioni impiantistiche caratterizzate da diverse taglie di potenza, nel caso in cui si ha una variazione del fabbisogno, risulta utile definire un fattore di emissione per l'ante cogenerazione e uno per la situazione emissiva post cogenerazione.

Il fattore di emissione globale viene definito come la quantità di inquinante all'anno diviso il rispettivo fabbisogno energetico totale dell'utenza in un anno.

Nel caso di inquinanti diversi della CO_2 bisogna tenere conto che hanno effetti locali, per cui nella prima configurazione le emissioni di NO_x , CO e PT dovuti all'energia elettrica prelevata da rete sono emessi in centrale elettrica, generalmente lontana dallo stabilimento, e quindi non influenzano la qualità dell'aria locale. Per cui in questo caso è più opportuno calcolare il fattore di emissione senza considerare il contributo dovuto all'energia elettrica prelevata da rete. Quindi per NO_x , CO e PT:

$$FE_{inq}^{ante} = \frac{t_{datermico}}{kW h_t} \quad (4.10)$$

Per la CO_2 e per il post cogenerazione avremo invece:

$$FE_{CO_2}^{ante/post} = \frac{t_{datermico} + t_{daelettrio}}{kW h_t + kW_{teq}} \quad FE_{inq}^{post} = \frac{t_{datermico} + t_{daeletttrico}}{kW h_t + kW_{teq}} \quad (4.11)$$

Il fattore così ottenuto è indipendente dai fabbisogni, ma si concentra sui tassi emissivi del parco impianti. È possibile valutare la differenza tra i fattori di emissione ante e post cogenerazione:

$$\Delta FE_{inq} = FE_{inq}^{post} - FE_{inq}^{ante} \quad (4.12)$$

Il passaggio ai fattori di emissione ci consente di valutare anche le casistiche in cui vi è un aumento di fabbisogno da parte dell'utenza. L'aumento di fabbisogno implica

l'installazione di maggiore potenza e ciò comporta maggiori quantità di inquinante, ma per poter valutare se l'inserimento di un nuovo sistema cogenerativo è in linea con i tassi di emissioni precedenti ci si preoccupa di valutare che l'introduzione del sistema cogenerativo non incrementi eccessivamente il fattore di emissione.

1. $\Delta FE_{inq}=0$ Neutralità! La soluzione Ante cogenerazione e Post cogenerazione introducono, a parità di fabbisogno, la stessa quantità dell'inquinante considerato
2. $\Delta FE_{inq}<0$ La soluzione impiantistica post installazione di un cogeneratore garantisce emissioni minori rispetto alla condizione impiantistica precedente.
3. $\Delta FE_{inq}>0$ La soluzione impiantistica post installazione di un cogeneratore introduce quantità di inquinanti maggiori rispetto alla condizione impiantistica precedente.

In caso di fabbisogno invariato, ovviamente, la valutazione del beneficio o peggioramento risulta più immediata.

Avremo quindi: Come è possibile osservare nel caso delle emissioni vengono

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
Neutralità NOx	$\Delta FE<0$	$\Delta FE=0$	$\Delta FE>0$	$\Delta FE>>0$	1,1
Neutralità CO	$\Delta FE<0$	$\Delta FE=0$	$\Delta FE>0$	$\Delta FE>>0$	1,1
Neutralità CO2	$\Delta FE<0$	$\Delta FE=0$	$\Delta FE>0$	$\Delta FE>>0$	1,2
Neutralità PT	$\Delta FE<0$	$\Delta FE=0$	$\Delta FE>0$	$\Delta FE>>0$	1,1

Tabella 4.3: Analisi variazione emissioni ante e post cogenerazione.

attribuiti dei pesi superiori ad 1, questa scelta è dettata dal fatto che è interesse dell'analisi dare particolare importanza agli inquinanti. Inoltre, si può notare che i parametri legati alla CO_2 hanno un peso ancor più alto in quanto essendo un gas climalterante i suoi effetti sull'ambiente hanno conseguenze a livello globale.

4.1.3 Emissioni di ammoniaca

Per quanto riguarda le emissioni di NH_3 invece, l'analisi è meno dettagliata in quanto si hanno prevalentemente se si ha la presenza di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto. Per cui nell'analisi, l'emissione di ammoniaca a livello ambientale, se nulla verrà valutata come un fattore molto positivo, se ridotta verrà comunque valutata positivamente, se eccessiva riceverà un parere negativo. In genere l'eccesso di ammoniaca è frutto di una cattiva gestione dell'SCR, ma le concentrazioni di NH_3 emesse superano raramente i 10 mg/Nm^3 .

Essendo un inquinante necessita attenzione da parte dell'analisi, ma dato che la concentrazione è legata all'installazione di un sistema mirato a diminuire le emissioni, il peso attribuito è leggermente inferiore ad 1.

	Molto bene (1)	Bene (0,7)	Male (0,2)	Peso
Concentrazione NH ₃	[NH ₃] =0 mg/Nm ³	0<[NH ₃] <10 mg/Nm ³	[NH ₃] >10 mg/Nm ³	0,9

Tabella 4.4: Analisi emissioni di ammoniaca.

4.1.4 Gas naturale in sostituzione di altri combustibili

Nell'analisi che si sta effettuando risulta utile tenere conto del combustibile che l'impianto utilizza e confrontarlo con la situazione precedente all'installazione del cogeneratore. Se l'impianto di cogenerazione alimentato a gas naturale sostituisce un precedente impianto alimentato con un altro combustibile meno puro, questa modifica, inevitabilmente, comporterà un beneficio in termini ambientali per la collettività tanto maggiore quanto maggiore è il miglioramento del combustibile. Ad esempio, se l'impianto dovesse sostituire un parco caldaie alimentate a BTZ, ciò costituirebbe un fattore molto positivo. Anche nel caso in cui la cogenerazione sostituisce un impianto funzionante a gasolio si avrà un contributo positivo. Se si sostituisce invece una soluzione precedente alimentata a gas con un nuovo impianto di cogenerazione alimentato a gas il parere sarà debolmente negativo.

Un contributo negativo lo si ha se si ha un nuovo consumo di gas, anche se inevitabile, introduce una nuova emissione e di conseguenza un fattore negativo per l'ambiente e la popolazione.

L'installazione di un cogeneratore rimane, a prescindere del combustibile che sostituisce, una scelta innovativa e attenta alle esigenze ambientali, pertanto, la scala associata agli indici di gradimento non raggiunge valori estremamente bassi.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0,5)	Peso
Gas naturale in sostituzione di altri combustibili	Sostituisce BTZ	Sostituisce gasolio	Precedentemente gas naturale	Nuovo consumo	0,8

Tabella 4.5: Analisi percentuali di inquinanti rispetto a produzione separata.

La scala dei valori che fungono da indici parte da un valore superiore a zero poiché un nuovo consumo è tra le 4 ipotesi la peggiore, ma al tempo stesso non è globalmente un fattore estremamente peggiorativo ed inoltre è quasi sempre frutto di esigenze dell'utenza.

Il peso attribuito è inferiore ad un in quanto la sostituzione del combustibile non è sempre frutto di una scelta progettuale, infatti se ad esempio si sostituisce un impianto già alimentato a gas naturale con un cogeneratore si ottiene un indice basso, ma in fase di analisi globale, non essendo un parametro che dipende esclusivamente dall'installatore, questo indice avrà un peso inferiore rispetto ad altri.

4.1.5 Efficientamento dello stabilimento e riduzione della potenza installata

Generalmente prima dell'istallazione di un impianto di cogenerazione si attuano interventi di efficientamento e riduzione dei consumi. Se in seguito all'efficientamento dell'impianto la potenza da fornire tramite cogenerazione si è ridotta, significa che si è ridotta la potenza in ingresso e quindi il consumo di combustibile. La riduzione della taglia comporta benefici di carattere economico ed ambientale, per cui il parere sarà ampiamente positivo.

Se invece non si ha l'efficientamento e la riduzione dei consumi dell'impianto, si avrà un maggiore consumo di combustibile e conseguentemente più alte quantità di inquinanti.

La condizione peggiore si ha quando non viene effettuato nessun tipo di efficientamento da parte dell'utenza e contemporaneamente vi è un aumento della richiesta di potenza.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
<i>Efficientamento di stabilimento</i>	Si e potenza diminuita	Si e potenza uguale	No e potenza diminuita o uguale	No e potenza aumentata	1

Tabella 4.6: Analisi efficientamento.

4.1.6 Accesso ai dati emissivi

Tutti i dati che vengono raccolti dai dispositivi di monitoraggio vengono poi organizzati e presentati periodicamente agli enti di competenza. La disponibilità di questi dati gioca un ruolo importante per la salvaguardia dell'ambiente. Infatti, mediante i parametri di monitoraggio l'ente preposto al controllo può garantire che l'impianto rispetti i limiti normativi. Inoltre, l'azienda che permette di consultare i propri dati emissivi rispecchia un'immagine di trasparenza. La possibilità di accedere facilmente ai dati emissivi, inoltre, facilita il monitoraggio delle emissioni sul territorio.

A tal proposito va dato un parere molto positivo se i dati emissivi sono facilmente reperibili e rintracciabili dal pubblico, un parere positivo (bene) se i dati sono reperibili ma solo mediante accesso privato. Invece, se i dati vengono forniti solo annualmente, con un report, in parere sarà negativo o fortemente negativo qualora i dati dovessero essere addirittura incompleti.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,3)	Molto male (0)	Peso
<i>Accesso ai dati emissivi</i>	Su sito internet con accesso al pubblico	Su sito internet con accesso a privati	Invio report annuale	Invio report annuale carente di informazioni	1

Tabella 4.7: Analisi accesso ai dati emissivi.

4.1.7 Certificazioni ambientali

Il possesso di una certificazione ambientale è garanzia di rispetto ed interesse verso la tematica ambientale e la tutela del territorio. La registrazione EMAS (Eco Management and Audit Scheme) indica la conformità di un'impresa a quanto disposto dal regolamento europeo n.1221/2009. Questo regolamento mira a favorire una gestione più razionale degli aspetti ambientali delle organizzazioni sulla base non solo del rispetto dei limiti di legge, ma anche:

1. del continuo miglioramento delle proprie prestazioni ambientali;
2. dell'attiva partecipazione dei dipendenti;
3. della trasparenza con le istituzioni e il pubblico.

La iso 14001 è una certificazione come l'EMAS, valida a livello mondiale, ma a differenza della precedente non richiede la redazione della dichiarazione ambientale pubblica quindi. La mancanza di una certificazione ambientale implicherà un parere negativo all'interno dell'analisi.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,0)	Peso
<i>Certificazioni ambientali</i>	EMAS	ISO 14001	nessuna	1

Tabella 4.8: Analisi certificazioni ambientali.

4.1.8 Primary Energy Saving (PES)

Affinché la tecnologia installata risulti vantaggiosa dal punto di vista dell'energia primaria spesa è necessario che il Primary Energy Saving (PES) sia maggiore di 0.

Il PES ci dà indicazione della percentuale di energia che utilizzando uno specifico impianto di cogenerazione è stata risparmiata, rispetto alla produzione classica di energia [12].

La formula per il calcolo e del PES è la seguente:

$$PES = 1 - \frac{P_{in}}{\frac{P_e}{\eta_e^{rif}} + \frac{P_t}{\eta_t^{rif}}} \quad (4.13)$$

P_{in} rappresenta la potenza complessivamente fornita dal combustibile, P_e e P_t rappresentano rispettivamente la potenza elettrica e la potenza termica.

η_e^{rif} rappresenta il rendimento del sistema di produzione di energia elettrica di riferimento, nel nostro caso la rete elettrica nazionale. È possibile ottenere questo rendimento dall'apposito regolamento Europeo 2015/2402 che individua i valori del rendimento termico ed elettrico di riferimento da adottare in base alle casistiche in esame.

η_t^{rif} è il rendimento del sistema di produzione di energia termica di riferimento.

La cogenerazione risulta conveniente e ottiene conseguentemente parere positivo se $PES > 0$.

Parliamo di cogenerazione ad altro rendimento, quando il PES è maggiore del 10%.

Il risparmio di energia primaria essendo un parametro fortemente legato alla tutela dell'ambiente è di particolare interesse nella nostra analisi e per questo gli viene attribuito un peso maggiore di 1

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Molto male (0)	Peso
<i>PES</i>	<i>PES > 10%</i>	<i>PES > 0</i>	<i>PES < 0</i>	1,1

Tabella 4.9: Analisi risparmio di energia primaria.

La condizione $PES < 0$ in linea teorica non dovrebbe mai verificarsi, in quanto chi decide di installare una tecnologia cogenerativa, oltre a voler introdurre una soluzione sostenibile per l'ambiente tiene conto degli aspetti economici e degli incentivi legati al risparmio di energia primaria.

Per quanto risulti improbabile che analizzando i dati ottenuti dalle aziende si ottenga un $PES < 0$ si è ritenuto opportuno considerare anche questa eventualità e nel caso in cui si dovesse verificare ciò causerebbe un parere estremamente negativo in quanto significherebbe che la soluzione adottata è, in termini di energia primaria, svantaggiosa rispetto a quella di riferimento.

4.1.9 Ricettori acustici

Come anticipato in fase introduttiva, l'analisi non porrà particolare attenzione sull'impatto acustico in quanto generalmente le limitazioni imposte dalla legge quadro sull'inquinamento acustico e le azioni di mitigazione rendono questo aspetto quasi trascurabile.

Può essere però necessario capire se bisogna porre particolare attenzione a questo aspetto nel caso in cui l'impianto sia collocato in prossimità di ricettori sensibili. Ciò avviene se l'impianto è, ad esempio, localizzato in un contesto cittadino. Allora è utile che lo strumento di analisi ci mostri questo dato in modo da poter eventualmente approfondire questo aspetto, chiedendo al proponente o osservando dal progetto proposto se sono state rispettate tutte le misure di insonorizzazione necessarie. Se invece non ci sono ricettori sensibili nei pressi del sito dell'impianto e ci troviamo, ad esempio, in una zona industriale, non vi è, per la nostra analisi, la necessità di porre particolare attenzione all'aspetto acustico.

Si ribadisce che è sempre necessario che vengano rispettati i limiti normativi, ma l'analisi che punta alla tutela della collettività si sofferma su quelle situazioni particolarmente gravose per la popolazione.

Questo parametro ha quindi solo un ruolo indicativo, che si concretizzerà nel diagramma a ragnatela, di conseguenza il peso per cui viene moltiplicato è molto basso.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Molto male (0)	Peso
<i>Presenza di ricettori acustici sensibili</i>	No, area industriale	Area non industriale, ma lontana da ricettori sensibili	Si	0,5

Tabella 4.10: Analisi presenza ricettori.

4.1.10 Consumo di acqua

In alcune configurazioni impiantistiche di cogenerazione vengono utilizzate le torri evaporative. Le torri evaporative in particolare trovano applicazione negli impianti di cogenerazione per il raffreddamento dei condensatori ad acqua, e rispetto a soluzioni di raffreddamento con condensatori ad aria richiedono spazi di installazione più limitati, oltre a offrire superiore efficienza termica e consumi energetici più contenuti per il funzionamento della parte di ventilazione. Di contro però implicano un notevole consumo di acqua, tanto maggiore sarà il consumo tanto peggiore sarà il parere attribuito. Importante da considerare è la percentuale di reintegro, infatti una quota dell'acqua utilizzata evapora e vi è la necessità di reintegrarla prelevando quantità di acqua non trascurabili.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,3)	Molto male (0)	Peso
<i>Consumo di acqua</i>	0 l/anno	Tra 0 e 7000 l/anno (5-10% di reintegro)	Tra 0 e 7000 l/anno (10-20% di reintegro)	Maggiore di 70000 l/anno (>20% di reintegro)	1

Tabella 4.11: Analisi consumo di acqua.

4.2 Ambito Normativo

L'analisi della soluzione cogenerativa adottata non può non tenere conto delle prescrizioni normative, per tale motivo un intero ambito di parametri è dedicato all'analisi degli aspetti legati alla legislazione che regola questo tipo di impianti.

Come già detto, non rientra tra gli scopi dell'elaborato osservare che le emissioni rispettino le imposizioni normative, poiché si assume che l'impianto rispetti i limiti imposti dalle apposite procedure autorizzative. È invece interessante capire, ad esempio, come si comporta l'impianto nei confronti dei range forniti dalle BAT per i vari parametri.

4.2.1 Tipo di autorizzazione necessaria

Questa parte della tabella di analisi è utile a comprendere in che contesto normativo ed autorizzativo ci troviamo. Il tipo di autorizzazione è funzione della taglia e della tipologia di impianto, per cui alcune tecnologie sono obbligate ad un determinato tipo di autorizzazione ed altre invece seguono altri iter autorizzativi. In questa circostanza il parere emesso non è significativo come in altre situazioni, ma è indicativo di come alcuni tipi di autorizzazione implicano un numero maggiore di requisiti e di controlli periodici ed ottengono quindi un parere positivo mentre altre risultano meno stringenti e ricevono un'opinione negativa.

	Molto bene (1)	Bene (0,9)	Male (0,8)	Molto male (0,7)	Peso
<i>Tipo di autorizzazione</i>	Rientra in AIA grandi impianti di combustione	Rientra in AIA medio impianto di combustione	Non rientra in AIA, ma autorizzazione espressa (AUA art.269)	Non rientra in AIA, autorizzazione in Via generale (AVG)	0,5

Tabella 4.12: Analisi tipo di autorizzazione.

Coerentemente con il fatto che il parametro in esame non è una scelta arbitraria del proponente, ai fini dell'analisi globale, viene attribuito un peso pari a 0.5

4.2.2 BAT-AEL NO_x (Tabella 25)

Le BAT non forniscono dei valori limite puntuali ma bensì un range tra cui possono oscillare le quantità di inquinante emesso.

L'analisi in questo caso viene effettuata identificando dove, il parametro in esame, si colloca all'interno del range.

Tabella 25

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie e motori

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua ⁽¹⁾		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽²⁾	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽³⁾
Caldaia	10-60	50-100	30-85	85-110
Motore ⁽⁴⁾	20-75	20-100	55-85	55-110 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.

⁽²⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽³⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽⁴⁾ Questi BAT-AEL si applicano solo ai motori a combustione interna a miscela magra e nei motori a doppia alimentazione. Non si applicano ai motori diesel a gas naturale.

⁽⁵⁾ Nel caso di motori a gas per situazioni di emergenza in funzione < 500 ore/anno, che non hanno potuto applicare la modalità di combustione magra o utilizzare la SCR, il limite superiore dell'intervallo indicativo è 175 mg/Nm³.

Figura 4.1: BAT-AEL emissioni di NO_x [13].

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
BAT AEL NO_x	Sotto il minimo del range	Tra il minimo del range e la media del range	Tra la media del range e il massimo del range	Oltre il massimo del range, in deroga	1

Tabella 4.13: Analisi BAT-AEL NO_x .

4.2.3 BAT-AEL CO (Tabella 25)

Procediamo analogamente a quanto fatto nella sezione precedente, ma adesso ci concentriamo sul monossido di carbonio.

I livelli medi annui di CO, indicati nelle BAT sono:

- <5-40 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione > 1 500 ore/anno,
- <5-15 mg/Nm³ per le caldaie nuove,
- <5-40 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione > 1 500 ore/anno e per i motori nuovi [13].

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
BAT AEL CO	Sotto il minimo del range	Tra il minimo del range e la media del range	Tra la media del range e il massimo del range	Oltre il massimo del range, in deroga	1

Tabella 4.14: Analisi BAT-AEL CO.

4.2.4 BAT-AEL NH₃ (BAT 7)

Procediamo analogamente a quanto fatto nella sezione precedente, ma adesso ci concentriamo sull' ammoniaca.

BAT 7. Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO_x, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NO_x, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente). Il livello d emissioni associato alla BAT per le emissioni in atmosfera di NH₃ risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3-10 mg/Nm³ come media annuale o media del periodo di campionamento [13].

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
BAT AEL NH ₃	Sotto il minimo del range	Tra il minimo del range e la media del range	Tra la media del range e il massimo del range	Oltre il massimo del range, in deroga	0,9

Tabella 4.15: Analisi BAT-AEL NH₃.

4.2.5 Normativa particolato

Le polveri non hanno una BAT-AEL. Il valore di concentrazione di riferimento è generalmente di 5 mg/Nm³ per il gas naturale. Ultimamente si tende a non indicare un limite di polveri per la combustione di gas naturale in quanto l'emissione risulta irrisoria.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
Emissioni PT	PT<2mg/Nm ³	PT<5mg/Nm ³	PT>5mg/Nm ³	PT>>5mg/Nm ³	1

Tabella 4.16: Analisi limiti Particolato.

4.2.6 Rendimento elettrico netto

Per quanto riguarda il rendimento elettrico si fa riferimento alla tabella 23 della BAT 40.

Tabella 23

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾	
	Nuova unità	Unità esistente		Nuova unità	Unità esistente
Motore a gas	39,5–44 ⁽⁶⁾	35–44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.	
Caldaia a gas	39–42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL.	
Turbina a gas a ciclo aperto, $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$	36-41,5	33–41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5–41	33,5–41
Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)					
CCGT, $50\text{--}600 \text{ MW}_{\text{th}}$	53-58,5	46-54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, $50\text{--}600 \text{ MW}_{\text{th}}$	53-58,5	46-54	65-95	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	57-60,5	50-60	65-95	Nessun BAT-AEEL.	

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).

⁽³⁾ I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.

⁽⁴⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.

⁽⁵⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.

⁽⁶⁾ Potrebbe essere difficile raggiungere questi livelli nel caso di motori configurati per raggiungere livelli di NO_x inferiori a 190 mg/Nm^3 .

Figura 4.2: BAT-AEL rendimento elettrico netto [13].

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
<i>Rendimento elettrico netto</i>	Sopra il massimo del range	Tra la media del range e il massimo del range	Tra il minimo del range e la media del range	Sotto il minimo del range	1,1

Tabella 4.17: Analisi BAT-AEL rendimento elettrico.

4.2.7 Consumo totale di combustibile

Per quanto riguarda il consumo di combustibile totale netto si fa riferimento alla

tabella 23 della BAT 40 precedentemente citata.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
<i>Consumo totale netto di combustibile</i>	Sotto il minimo del range	Tra il minimo del range e la media del range	Tra la media del range e il massimo del range	Oltre il massimo del range, in deroga	1

Tabella 4.18: Analisi BAT-AEL consumo di combustibile.

4.3 Ambito Tecnico

In questa fase si analizzano le scelte tecniche.

I criteri affinché vengano attuate determinate scelte tecniche e le diverse soluzioni tecniche a disposizione sono state già ampiamente trattate nei capitoli precedenti. Adesso ci si soffermerà sulla modalità impiantistica adottata dalla tecnologia in esame cercando di evidenziarne i pregi e segnalarne gli eventuali difetti o possibili migliorie da poter apportare, al fine di ottenere un impianto quanto più virtuoso possibile dal punto di vista delle performance.

4.3.1 Modalità di cogenerazione

Più l'impianto è in grado di sfruttare la potenza termica in ingresso trasformandola in altre forme di energia e minori saranno gli sprechi. A tal proposito un impianto che opera nella modalità di trigenerazione, soddisfacendo anche il fabbisogno di energia frigorifera e riducendo la quantità di energia elettrica prelevata dalla rete che sarebbe stata necessaria alle macchine frigorifere, sarà ritenuto migliore di un impianto che opera solo in modalità cogenerazione. Risulta, però, ovvio che per poter produrre energia frigorifera vi deve essere un fabbisogno imposto dallo stabilimento, in assenza di tale fabbisogno l'impianto produrrà solo energia termica ed elettrica per l'intera durata di attività dello stabilimento ricevendo comunque un parere positivo. Se l'impianto invece, opera per più del 50% delle ore di funzionamento per soddisfare il solo fabbisogno termico o per soddisfare il solo fabbisogno elettrico allora il parere sarà negativo.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,2)	Peso
<i>Modalità di cogenerazione</i>	Trigenerazione	Cogenerazione continua	Lunghi periodi di solo termico*	Lunghi periodi di solo elettrico*	0,9

*lunghi periodi si intende >50% delle ore di funzionamento

Tabella 4.19: Analisi dell'utilizzo della cogenerazione.

4.3.2 Produzione termica in relazione al fabbisogno di stabilimento

Quando la produzione di energia termica da cogenerazione a potenza nominale è pari al fabbisogno dello stabilimento abbiamo una situazione molto conveniente in quanto non ci sono quote di potenza termica (ad alta o bassa temperatura) che vanno sprecate e che devono essere disperse nell'ambiente, inoltre, altri sistemi di produzione di energia termica non sono in funzione ma si utilizzano come fonti di backup.

Anche nella condizione in cui energia termica da cogenerazione a potenza nominale è minore al fabbisogno dello stabilimento abbiamo una situazione conveniente, in quanto non abbiamo sprechi di energia termica, ma in questo caso le caldaie intervengono per integrare il fabbisogno di energia termica.

Risulta, per l'analisi che si sta effettuando, un fattore negativo è dato da una produzione termica da cogenerazione superiore al fabbisogno dello stabilimento che costringe alla dissipazione di quote importanti di energia termica.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0)	Peso
<i>Produzione termica in relazione al fabbisogno dello stabilimento</i>	Base load = al fabbisogno termico dello stabilimento, caldaie in backup	Base load < al fabbisogno termico dello stabilimento, caldaie in integrazione	Base load > fabbisogno di stabilimento, previsto futuro incremento di fabbisogno termico	Base load > fabbisogno termico, grande eccesso dissipato	1

Tabella 4.20: Analisi della produzione termica rispetto al fabbisogno.

4.3.3 Produzione elettrica in relazione al fabbisogno di stabilimento

Se la potenza elettrica prodotta da cogenerazione è pari o leggermente maggiore a quella richiesta dallo stabilimento, allora l'impianto di cogenerazione è in grado di alimentare autonomamente lo stabilimento senza la necessità di prelevare energia elettrica dalla rete. In questo caso, l'impianto di cogenerazione potrebbe lavorare scollegato dalla rete (ciò generalmente non avviene) quindi operare in isola. Questa possibilità di totale autonomia, che evita l'acquisto di energia elettrica o che garantisce in caso di scollegamento improvviso dalla rete una continuità di auto fornitura senza fermare lo stabilimento rappresenta, dal punto di vista tecnico, un fattore estremamente positivo.

Dagli impianti, da cui abbiamo tratto esperienza, si è visto però che spesso le potenze elettriche non permettono di andare in isola. In alcuni casi, le potenze installate riescono a salvaguardare i carichi più sensibili, ovvero quelle parti di

stabilimento che in caso di guasto non possono permettersi di spegnersi per esigenze tecniche o di lavorazione. Questo aspetto risulta interessante e sicuramente positivo.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
<i>Produzione elettrica in relazione al fabbisogno dello stabilimento</i>	Permette di andare in isola	Permette la salvaguardia delle lavorazioni più sensibili in caso di guasti.	Produzione inferiore alle necessità di stabilimento, nessuna salvaguardia	Produzione destinata all'esclusiva vendita sul mercato	1

Tabella 4.21: Analisi della produzione elettrica rispetto al fabbisogno.

4.3.4 Selective Catalytic Reactor

L'installazione di un sistema per l'abbattimento delle emissioni di NO_x o CO (SCR) è spesso necessario affinché le concentrazioni di inquinanti emessi rientrino all'interno dei limiti normativi.

Nel caso in cui, anche senza SCR, vengono rispettati i limiti viene espresso, dall'analisi, un parere positivo (molto bene), poiché significa che il normale funzionamento dell'impianto garantisce dei valori di inquinanti già di per se contenuti. In questo caso l'installazione dell'SCR può comunque essere una scelta impiantistica per ridurre ulteriormente le emissioni.

Se l'impianto necessita dell'installazione dell'SCR per rientrare nei parametri normativi e l'emissione di inquinante da controllare è costante, come avviene per gli NO_x prodotti da gas naturale, ciò implica un meccanismo di regolazione dell'SCR più semplice, percentuali di emissione abbattuta più alte e minori emissioni di NH_3 . Invece, se l'emissione di inquinante è variabile, come avviene ad esempio nei biocombustibili o nelle miscele di gas contenenti più idrocarburi, il sistema di regolazione sarà ad inseguimento, quindi più complesso e con maggiore rischio che si emetta ammoniaca.

La peggiore delle situazioni si ha quando l'installazione dell'SCR risulta impossibile a causa di motivazioni logistiche, ma apporterebbe dei grandi vantaggi.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
<i>Selective Catalytic Reactor</i>	NON necessario	SI, emissione costante	SI, emissione molto variabile, SCR ad inseguimento	Installazione impossibile (ingombro e logistica)	1

Tabella 4.22: Analisi presenza di sistema di abbattimento degli NO_x .

4.3.5 Stoccaggio di reagente per SCR

Il reagente utilizzato nell'SCR, in genere ammoniaca o urea, essendo un composto chimico, risulta difficile da gestire. Lo stoccaggio nel sito dell'impianto può implicare difficoltà e sversamenti. Per tale motivo, la situazione migliore si ha nel caso in cui non vi è presenza di reagente (conseguenza dell'assenza dell'SCR). Nel caso in cui vi è presenza di reagente risulta meno pericolosa da gestire l'urea, mentre più pericolosa è l'ammoniaca.

	Molto bene (1)	Bene (0,9)	Male (0,5)	Molto male (0)	Peso
<i>Stoccaggio reagente SCR</i>	Nessuno	Urea	Piccola quantità di ammoniaca (<3000l)	Grande quantità di ammoniaca (>3000l)	0,9

Tabella 4.23: Analisi stoccaggio del reagente.

4.3.6 Ore di funzionamento dell'impianto

Nella fase di dimensionamento generalmente ci si preoccupa di installare una taglia tale da garantire un funzionamento a pieno carico per almeno 4000 ore, se il motore opera a potenze inferiori di quelle nominali lavorerà con un rendimento minore e quindi con performance peggiori.

Maggiori saranno le ore di funzionamento a pieno carico e migliori saranno le performance, ciò implica un beneficio in termini di consumi e di emissioni.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,6)	Molto male (0)	Peso
<i>Ore di funzionamento a pieno carico</i>	$O_{re_f} > 8000h$	$8000h > O_{re_f} > 4000h$	$4000h > O_{re_f} > 3000h$	$O_{re_f} < 3000h$	1

Tabella 4.24: Analisi ore di funzionamento.

4.3.7 Ore di arresto programmato su ore di funzionamento

L'esercizio dell'impianto di cogenerazione può essere interrotto e l'interruzione può essere programmata nel caso in cui si effettui, ad esempio, manutenzione ordinaria o nei periodi di inattività dello stabilimento. Un numero ridotto di fermate è un beneficio per lo stabilimento, inoltre, implica un numero ridotto di riavvii in cui si hanno delle emissioni di inquinanti maggiori.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
<i>Ore di fermo programmato/ore di funzionamento</i>	Minore del 15%	Tra il 15% e il 25%	Tra il 25% e il 30%	Maggiore del 30%	1

Tabella 4.25: Analisi ore di fermo dell'impianto.

4.3.8 Rendimento termico ed elettrico

Adesso analizziamo in rendimento termico ed elettrico dal punto di vista tecnico.

Il rendimento elettrico e termico dell'impianto sono direttamente collegati al risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata. È possibile osservare come il PES sia legato ai rendimenti nella Figura 2.5.

Dal grafico mostrato nella Figura 2.5 risulta evidente come un rendimento elettrico maggiore del 35-40% intersecando le curve a diverso rendimento termico garantisce un risparmio di energia primari maggiore o uguale dello zero per cento. Il parere in questione non è in controtendenza con la BAT relativa al rendimento elettrico precedentemente citata

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
<i>Rendimento elettrico</i>	maggiore del 40%	Tra il 40% e il 30%	Tra il 30% e il 25%	minore del 25%	1,1

Tabella 4.26: Analisi rendimento elettrico dal punto di vista tecnico.

Nel caso delle curve a diverso rendimento termico, notiamo che per bassi rendimenti elettrici un rendimento termico del 50% garantisce un risparmio di energia primaria maggiore di zero.

Ne consegue:

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,4)	Molto male (0)	Peso
<i>Rendimento termico</i>	maggiore del 50%	Tra il 50% e il 30%	Tra il 30% e il 20%	minore del 20%	1,1

Tabella 4.27: Analisi rendimento termico dal punto di vista tecnico.

4.3.9 Disponibilità

Parametro utile ai fini dell'analisi è la disponibilità dell'impianto. La disponibilità è da intendersi come la percentuale di tempo in cui l'impianto è in condizioni di svolgere il proprio servizio prontamente alla richiesta, è un importante indice dell'affidabilità della macchina.

Una buona percentuale di disponibilità si aggira intorno al 95-99%.

Il calcolo della disponibilità è frutto di un sofisticato sistema di gestione e monitoraggio dell'impianto. Non sempre il gestore dell'impianto ha a disposizione i mezzi per valutare la disponibilità. Nel caso in cui questo dato è assente si attribuisce l'indice di gradimento "male".

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,3)	Peso
Disponibilità	Maggiore del 98%	Tra il 98% e il 95%	Tra il 95% e il 90%	minore del 90%	1

Tabella 4.28: Analisi disponibilità dell'impianto.

4.4 Ambito Economico

L'aspetto economico, pur se non centrale nella nostra analisi, è di fondamentale importanza nel contesto di installazione di un impianto. I costi da sostenere per l'installazione, per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto devono essere paragonati con costi e tempistiche di rientro dell'investimento. Le valutazioni di carattere economico determinano la convenienza del progetto e la conseguente attuazione.

Il nostro trattato non si pone l'obiettivo di effettuare un'analisi economica accurata, in quanto l'aspetto economico non ha impatto sulla collettività, ma esclusivamente sugli investitori. Si è ritenuto comunque opportuno, vista l'importanza dell'aspetto economico, considerare alcuni parametri che possono essere significativi per esprimere un parere di massima sulla qualità dell'impianto dal punto di vista economico. Inoltre, ci si è limitati ad osservare solo questi parametri poiché si ipotizza (ipotesi molto realistica) che il progetto in esame, di cui sono state già decise taglia, modalità di installazione e modalità di esercizio sia già passato attraverso una fase di accurata analisi economica da cui è risultato economicamente conveniente.

Alcuni dei parametri frutto dell'analisi economica effettuata dalle aziende installatrici possono essere confrontati con valori che, in base all'esperienza di diversi impianti, possono ritenersi termini di paragone.

In fase di analisi globale, da cui estrapoleremo la classe di qualità dell'impianto, l'ambito economico verrà ridotto di un opportuno peso, in quanto di minor interesse per l'analisi che si sta effettuando.

4.4.1 Costo di investimento su kWel

Può essere utile avere un'idea del costo di investimento su kWel installato, per vedere se il costo rientra tra le medie degli impianti installati oppure risulta eccessivamente costoso e se questo sovrapprezzo è giustificato.

Il costo di investimento si intende comprensivo di eventuali sistemi di abbattimento degli inquinanti.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,2)	Peso
<i>Costo di investimento su kWe</i>	<1500 €/kWe	Tra i 1500 e i 2000 €/kWe	Tra i 2000 e i 2500 €/kWe	>2500 €/kWe	1

Tabella 4.29: Analisi costo di investimento.

4.4.2 Costo di manutenzione

Il costo di manutenzione per gli impianti di cogenerazione, come già accennato, gioca un ruolo tutt'altro che trascurabile e rientra tra i principali costi fissi di cui bisogna tener conto.

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,2)	Peso
<i>Costo di manutenzione</i>	<10 €/kWe	Tra i 10 e i 15 €/kWe	Tra i 15 e i 20 €/kWe	>20 €/kWe	1

Tabella 4.30: Analisi costo di manutenzione.

4.4.3 Risparmio annuale

Il risparmio annuale a cui si fa riferimento è la differenza tra il costo di acquisto dell'energia elettrica per soddisfare il fabbisogno dello stabilimento e la spesa per produrre tramite cogenerazione energia elettrica per lo stesso fabbisogno.

Il risparmio sarà maggiore nei casi in cui l'impianto è più efficiente in termini di rendimenti e ha costi di manutenzione ridotti. Questi fattori permettono di calcolare un costo al kWe prodotto da cogenerazione molto più basso rispetto a quello di acquisto dalla rete.

$$\Delta C_e = (C_{kW_{el}}^{rif} - C_{kW_{el}}^{cog}) \cdot P_{el} H_{eq} \quad (4.14)$$

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,2)	Peso
<i>Risparmio annuo</i>	Risp>250€/kWe	250>Risp>100 €/kWe	100>Risp>60 €/kWe	Risp<60€/kWe	1

Tabella 4.31: Analisi € risparmiati su energia elettrica.

4.4.4 Certificati bianchi

Se la soluzione impiantistica in esame è un cogeneratore ad alto rendimento, questo sarà soggetto ad incentivi che si traducono in Titoli di Efficienza Energetica o anche detti anche certificati bianchi. Al fine di descrivere le condizioni in cui è possibile ottenere i certificati e la metodologia per calcolarli riportiamo le informazioni contenute nella Guida alla Cogenerazione ad Alto rendimento:

Ai fini del riconoscimento di funzionamento in Cogenerazione ad Alto Rendimento, una data unità di cogenerazione deve necessariamente conseguire un risparmio di energia primaria (PES) superiore ai valori minimi prestabiliti, differenziati in base alla capacità di generazione dell'unità stessa, di seguito illustrati:

-PES>0,1(10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1MWe;

-PES>0 per le unità con capacità di cogenerazione inferiore a 1MWe

Inoltre, il rendimento globale deve essere superiore a 0,75.

L'art 4 del DM 5 settembre 2011 impone che le unità di cogenerazione abbiano diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al rilascio dei Certificati Bianchi, in numero commisurato al risparmio di energia primaria realizzato nell'anno in questione, se positivo, calcolato me segue:

$$RISP = \frac{E_{el}^{cog}}{\eta_e^{rif}} + \frac{Q^{cog}}{\eta_t^{rif}} - E_{in} \quad (4.15)$$

Dove RISP rappresenta il risparmio di energia primaria in MWh,

E_{el}^{cog} è l'energia elettrica prodotta da cogenerazione in MWh,

Q^{cog} è l'energia termica prodotta da cogenerazione in MWh,

E_{in} è l'energia in ingresso al cogeneratore in MWh,

η_e^{rif} è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano,

η_t^{rif} è il rendimento medio convenzionale dle parco di produzione termica italiano [14].

In base al risparmio di energia primaria l'unità di cogenerazione ha diritto, per lo specifico anno, ad un numero di Certificati Bianchi pari a:

$$CB = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad (4.16)$$

K è un coefficiente di armonizzazione che varia in base alla potenza dell'unità di cogenerazione. "

K=1,4 per $P_n < 1\text{MWe}$

K=1,3 per $1\text{MWe} < P_n < 10\text{MWe}$

K=1,2 per $10\text{MWe} < P_n < 80\text{MWe}$

K=1,1 per $80\text{MWe} < P_n < 100\text{MWe}$

K=1 per $P_n > 100\text{MWe}$

I certificati bianchi risultano fondamentali nella valutazione economica e influenzano la convenienza dell'impianto. Per normalizzare il valore si osserverà in numero di certificati bianchi per unità di potenza elettrica installata. [14]

	Molto bene (1)	Bene (0,8)	Male (0,5)	Molto male (0,2)	Peso
Numero certificati bianchi	$CB > 1$ CB/kWel	$1 > CB > 0,9$ CB/kWel	$0,9 > CB > 0,6$ CB/kWel	$CB < 0,6$ CB/kWel	1

Tabella 4.32: Analisi certificati bianchi.

4.4.5 Pay Back semplice

Dividendo il costo di investimento per il risparmio annuo si ottiene il cosiddetto Pay Back Semplice, che da informazione del tempo necessario (in anni) a recuperare l'investimento. Il calcolo risulta semplificato in quanto non vengono considerati tassi di interessi.

$$PBS[y] = \frac{I}{\Delta C_{el}} \quad (4.17)$$

Il seguente grafico consente, in relazione alle ore di funzionamento e al rendimento termico, di valutare il Pay Back semplice.

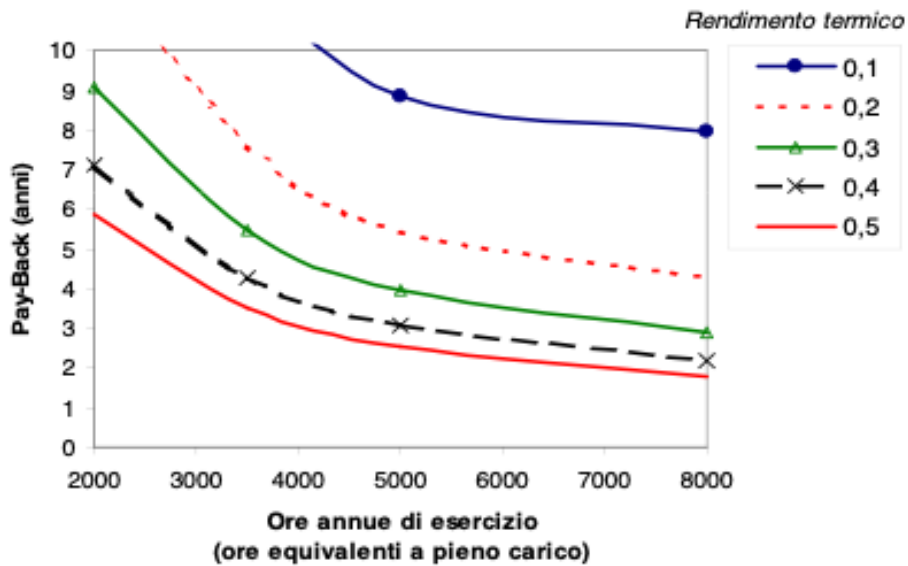


Figura 4.3: Pay Back in funzione del rendimento termico [7].

Ne segue:

	Molto bene (1)	Bene (0,6)	Male (0,3)	Molto male (0)	Peso
<i>Pay Back Semplice</i>	Minore di 3 anni	Tra 3 e 4 anni	Tra 4 e 5 anni	Maggiore di 5 anni	1

Tabella 4.33: Analisi Pay Back semplice.

4.4.6 Internal Rate of Return

L'Internal Rate of Return, in italiano tasso interno di rendimento, indica una metrica finanziaria convenzionale che misura i rendimenti economici di un'attività su base annuale. Consiste nell'individuazione del tasso di attualizzazione che azzeri, algebricamente, le entrate e le uscite associate al progetto e confronto del tasso individuato con un tasso di paragone (Benchmark).

Generalmente il confronto viene effettuato con i tassi caratteristici delle banche. Tanto maggiore sarà l'IRR rispetto al tasso di confronto tanto più conveniente risulterà l'investimento.

	Molto bene	Bene	Male	Molto male	Peso
<i>IRR</i>	IRR>10%	10%>IRR>7%	7%>IRR>5%	IRR<5%	1

Tabella 4.34: Analisi Internal Rate of Return.

4.4.7 Costo di gestione SCR

L'SCR oltre al costo di installazione, che pesa circa il 10% del costo di investimento, implica anche costi di gestione legati all'erogazione del reagente, al sistema di regolazione e alla sostituzione di parti interne. L'analisi si interessa all'ordine di grandezza di questi costi in un anno.

	Molto bene	Bene	Male	Molto male	Peso
<i>Costo di gestione SCR</i>	Nessuno	Minore di 5€/kWe	Tra 5 e 10 €/kWe	Maggiore di 10 €/kWe	1

Tabella 4.35: Analisi costo di gestione SCR.

Capitolo 5

Esempi di applicazione del modello di analisi

Al fine di rendere chiaro come opera il modello di analisi è opportuno mostrarne l'efficacia applicandolo a due impianti realmente esistenti e funzionanti. Il modello di analisi è stato testato sui 5 impianti, per brevità riporteremo l'applicazione a soli due impianti che risultano particolarmente adatti a dimostrare il funzionamento e le finalità del modello.

È bene ribadire che il modello non è finalizzato al confronto tra due impianti, ma all'analisi di un singolo impianto per volta. Gli esempi che riportiamo sono finalizzati esclusivamente a mostrare i risultati che si ottengono da due diverse analisi e le conclusioni che se ne possono trarre.

Gli impianti in questione sono gestiti da due note aziende operanti nel settore energetico che non citeremo, ma identificheremo i due impianti come "impianto 1" e "impianto 2".

I dati per ogni impianto sono stati ottenuti chiedendo direttamente alle aziende installatrice. Per brevità riporteremo solo il dato utile all'analisi, tralasciando, ove necessari, i calcoli precedentemente descritti.

È opportuno specificare che i due impianti in questione sono soggetti alle medesime limitazioni normative in termini di emissione di inquinanti e che, aldilà dell'analisi che forniremo, dal punto di vista legislativo, tutte le caratteristiche consentono il rilascio delle apposite autorizzazioni ambientali. Inoltre, va tenuto presente, che entrambi gli impianti sono collocati nel territorio della città metropolitana di Torino quindi le loro emissioni vanno ad influenzare il contesto ambientale precedentemente descritto.

5.1 Impianto 1

Il primo impianto di cogenerazione che andiamo ad analizzare è un cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale da 7,576 MW di potenza in ingresso a servizio di una cartiera. La cartiera è un tipo di stabilimento generalmente caratterizzato da un grande fabbisogno termico. Riportiamo di seguito i rendimenti, le ore di funzionamento, il consumo di combustibile e le concentrazioni limite di inquinanti

$$\eta_e=44,3\%$$

$$\eta_t=41\%$$

$$h=8000$$

$$[NOx]_{lim}= 95 \text{ mg}/Nm^3 \text{ (15\%O}_2\text{)}$$

$$[CO]_{lim}=120 \text{ mg}/Nm^3 \text{ (15\%O}_2\text{)}$$

$$[PT]_{lim}=5 \text{ mg}/Nm^3 \text{ (15\%O}_2\text{)}$$

L'impianto in questione inoltre, è dotato di un sistema di abbattimento per gli ossidi di azoto (SCR).

Di seguito riportiamo un elenco, in forma di tabella, riassuntivo dell'analisi effettuata. L'elenco conterrà i parametri dell'impianto 1 che sono stati sottoposti ad analisi, l'indice di gradimento che hanno ottenuto e il peso che li caratterizza.

Ambito ambientale	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	Peso
CO ₂ da Cogenerazione < CO ₂ da prod. separata	sì	MB	1	1,2
NOx da Cogenerazione < NOx da prod. separata	sì, sui valori previsti	B	0,8	1,1
CO da Cogenerazione < CO da prod. separata	no, sui valori previsti	MM	0	1,1
PT da Cogenerazione < PT da prod. separata	sì, sui valori previsti	B	0,8	1,1
Δ Nox	-0,24%	B	0,8	1,1
Δ CO	+10%	M	0,6	1,1
Δ CO ₂	-21%	MB	1	1,2
Δ PT	-7,8%	B	0,8	1,1
Emissione di NH ₃	<5mg/Nm ³	B	0,8	0,9
Neutralità NOx	ΔFE=-2,8mg/kWh	MB	1	1,1
Neutralità CO	ΔFE=13,1mg/kWh	M	0,5	1,1
Neutralità PT	ΔFE= ~0 mg/kWh	B	0,8	1,1
Neutralità CO ₂	ΔFE= -40 g/kWh	MB	1	1,2
Gas naturale in sostituzione di altri combustibili	precedentemente gas naturale	M	0,6	0,8
Contestuale efficientamento di stabilimento o riduzione potenza installata	sì, con aumento o potenza uguale	B	0,8	0,5
Accesso ai dati emissivi	Su sito internet ad accesso pubblico	MB	1	1
Certificazioni ambientali	Iso 14001	B	0,8	1
Primary Energy Saving	>10%	MB	1	1,1
Presenza di ricettori acustici sensibili	no, area industriale	MB	1	0,5
Consumo di acqua [litri/anno]	0 litri/anno	MB	1	1

Tabella 5.1: Ambito ambientale impianto 1.

Ambito normativo	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	peso
Tipo di autorizzazione necessaria	AIA	MB	1	0,5
BAT-AEL NOx (tabella 25)	sotto il minimo del range	M	0,6	1
BAT-AEL CO (tabella 25, nota)	sotto il minimo del range	M	0,6	1
Normativa PT	sotto il minimo del range	MB	1	1
BAT-AEL NH ₃ (BAT 7)	sotto il minimo del range	MB	1	0,9
Rendimento elettrico netto (Tabella 23)	44,3%	MB	1	1,1
Consumo totale netto di combustibile (Tabella 23)	tra il minimo del range e la media del range	B	0,8	1

Tabella 5.2: Ambito normativo impianto 1.

Ambito tecnico	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	Peso
Cogenerazione	cogenerazione continua	B	0,8	0,9
Produzione termica in relazione al fabbisogno di stabilimento	base load inferiore a necessità di stabilimento	B	0,8	1
Produzione elettrica in relazione al fabbisogno di stabilimento	permette salvaguardia	B	0,9	1
SCR	si, emissione costante	B	0,8	1
Stoccaggio reagente SCR	urea	B	0,8	0,9
Rendimento elettrico	44,30%	MB	1	1,1
Rendimento termico	40%	B	0,8	1
Ore di funzionamento	7775	B	0,8	1
Ore di arresto programmato su ore di funzionamento	<15%	MB	1	1,1
Disponibilità	95%	B	0,8	1

Tabella 5.3: Ambito tecnico impianto 1.

Ambito economico	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	peso
Costo di investimento su kWe	~ 1600€/kWe	B	0,8	1
Costo di Manutenzione su kWe	~13€/kWe	B	0,8	1
Risparmio annuale ene elettrica	~ 85 €/kWe	B	0,8	1
Pay back semplice	2 anni	MB	1	1
IRR	~8%	B	0,8	1
Costo di gestione dell'SCR	~4€/kWe	B	0,8	1
Numero certificati bianchi/kWel	~0,91 CB/kWe	B	0,8	1

Tabella 5.4: Ambito economico impianto 1.

Le tabelle che raccolgono tutti i parametri con associato il loro indice di gradimento sono il primo risultato dell'analisi. Questo risultato è frutto semplicemente del confronto tra il parametro dell'impianto con le condizioni presenti nel modello. La colorazione degli indici di gradimento ci aiuta ad individuare immediatamente il parere attribuito e come si può notare il verde, a cui sono associati gli indici di gradimento positivi, è predominante, ciò è conseguenza di pochi pareri negativi (Male o Molto Male). Per avere un'idea di come un parametro si comporti in confronto agli altri in termini di vantaggio o svantaggio apportato, è utile adottare una rappresentazione con diagramma a ragnatela.

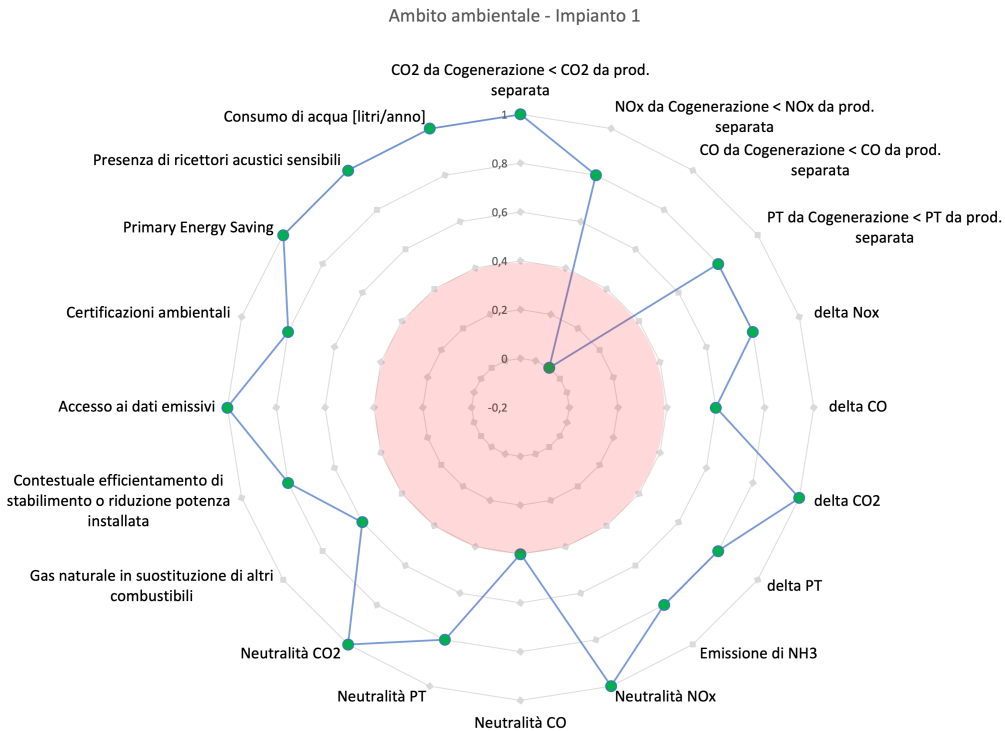


Figura 5.1: Diagramma ambito ambientale impianto 1.

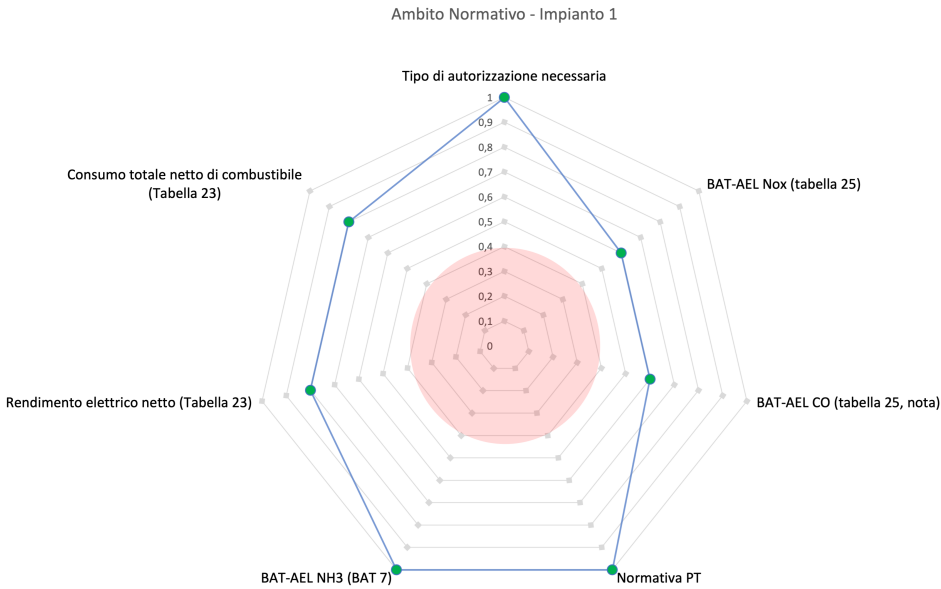


Figura 5.2: Diagramma ambito normativo impianto 1.

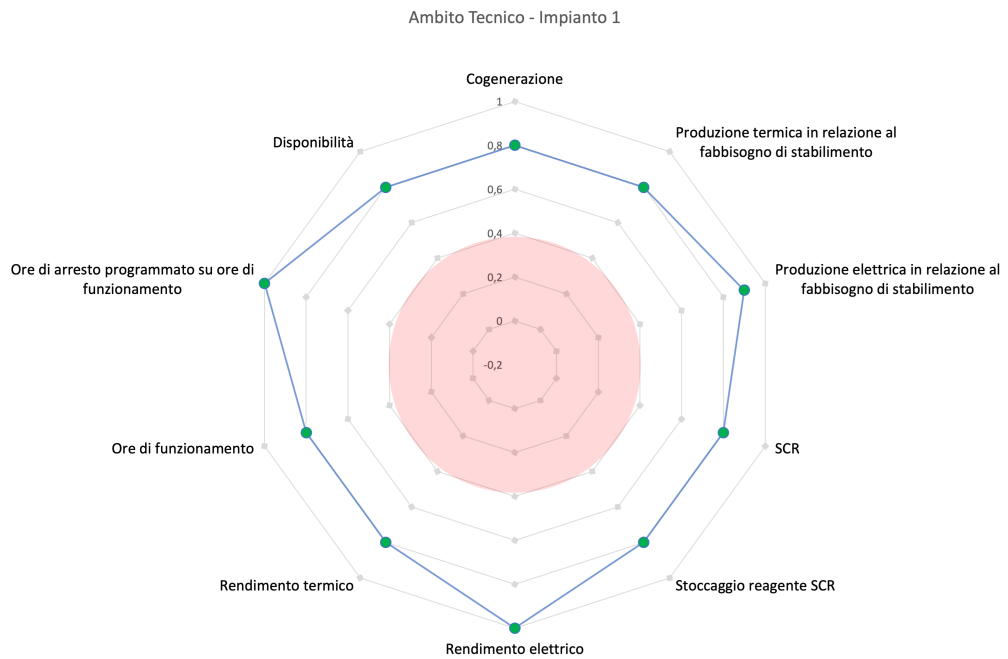


Figura 5.3: Diagramma ambito tecnico impianto 1.

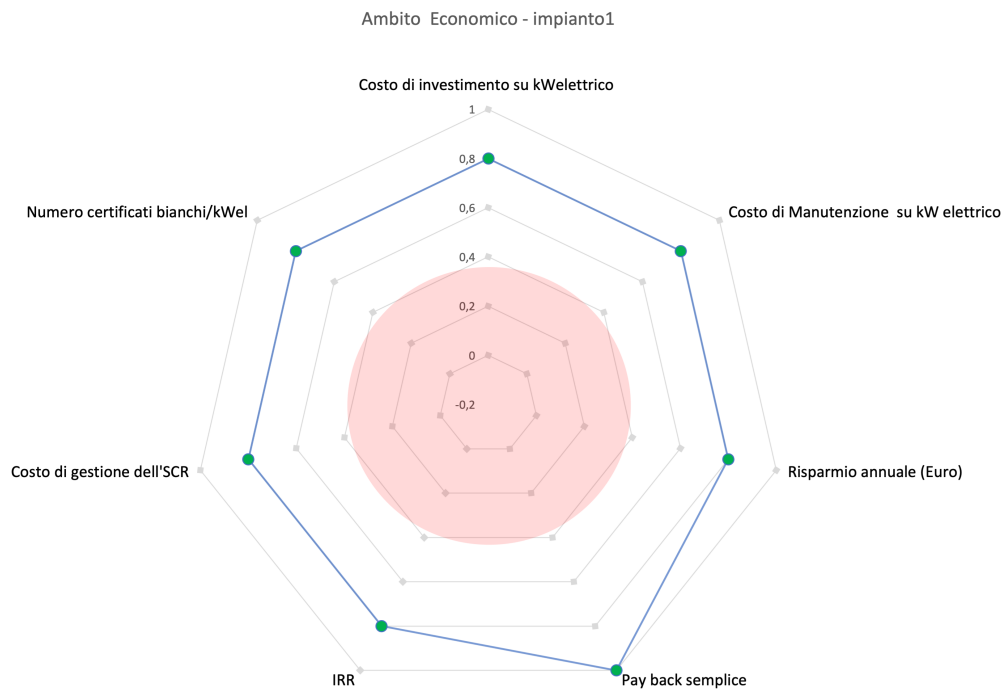


Figura 5.4: Diagramma ambito economico impianto 1.

Dai diagrammi, è possibile osservare, in maniera immediata quei parametri che si trovano nei pressi della "zona di attenzione" (l'area colorata in rosso), poiché implicano, per la nostra analisi, i contributi sfavorevoli. Tanto più i punti del grafico sono vicini al centro tanto peggiore sarà il parametro analizzato e conseguentemente tanto maggiore sarà l'area individuate dalle linee che congiungono i punti tanto più il nostro impianto sarà stato, per la nostra analisi, progettato seguendo le migliori soluzioni per la tutela dell'ambiente e della popolazione.

Nell'impianto 1 ci accorgiamo che, per l'ambito ambientale, i parametri legati alle emissioni di monossido di carbonio, localizzati nei pressi del centro del grafico, hanno ricevuto pareri sfavorevoli e ricadono nella zona di attenzione, quindi dovranno essere oggetto di attenzione da parte di chi analizza

Dal punto di vista normativo, tecnico e ambientale nessun parametro dell'impianto 1 necessita particolare attenzione in quanto dal diagramma si nota come tutti i parametri abbiano indici esterni alla zona di attenzione.

Classe di qualità Dopo aver osservato il comportamento di ogni singolo ambito estrapoliamo dall'analisi un indice globale, qualitativo, che ci permette di identificare una classe di qualità.

Dalla (3.2) si ha:

$$I_g = (0,89 \cdot 0,3) + (0,81 \cdot 0,3) + (0,85 \cdot 0,3) + (0,83 \cdot 0,1) = 0,85$$

Essendo un valore compreso tra 0,7 e 1 l'impianto 1, secondo la nostra analisi, sarà classificato come impianto di "classe A".

Commenti sui risultati dell'analisi Ottenuto il primo risultato in forma tabulare che evidenzia tutti i parametri attribuendo un parere verbale si effettua l'analisi critica dei parametri. L'impianto 1, secondo l'analisi effettuata, che mira da individuare e criticità o i punti di forza che hanno impatto sull'ambiente e sulla collettività, risulta un impianto che ha adottato tutte le accortezze impiantistiche per limitare quanto più possibile le emissioni e le ripercussioni sulla popolazione, ciò lo si apprende dalla classe che gli viene attribuita (classe A).

È importante ribadire che i pesi utilizzati non sono in grado di "sporcare" l'analisi di un impianto con ottime caratteristiche, a tale scopo, per l'impianto 1 che è caratterizzato da una classe di qualità A, è stata effettuata un'analisi di sensitività variando i pesi per il calcolo dell'indice globale.

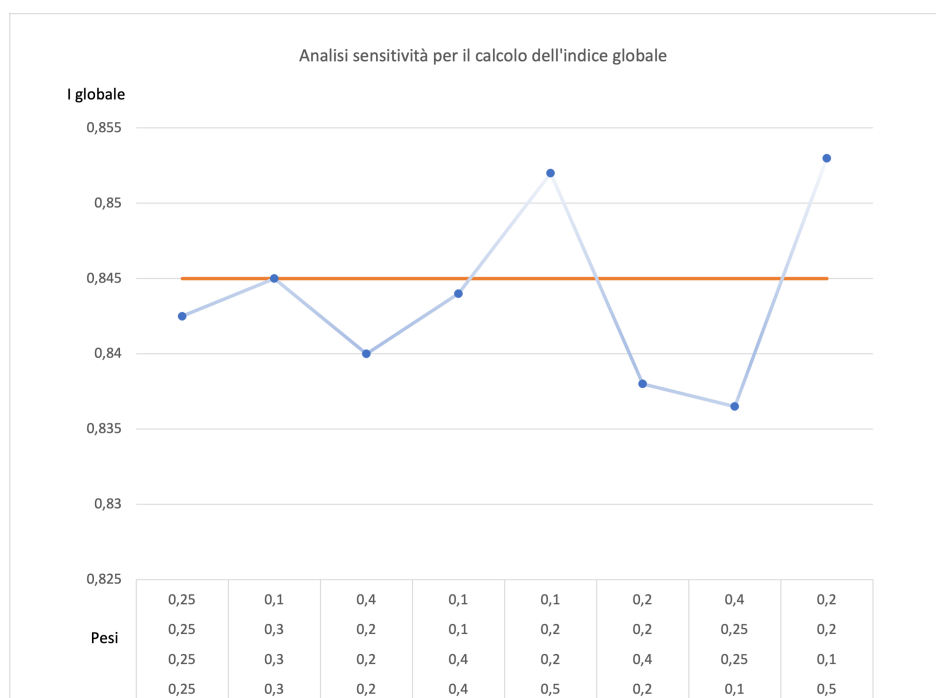


Figura 5.5: Diagramma analisi di sensitività.

Come è possibile notare dal grafico, al variare del peso attribuito ad ogni singolo ambito l'indice globale rimane nell'intorno del medesimo valore e conseguentemente viene confermata la classe di qualità.

Quanto appena osservato non avviene, ovviamente, qualora uno degli ambiti comporta un indice molto negativo.

La classe A ci fornisce però un risultato complessivo, per avere un'idea più accurata è bene osservare i risultati ottenuti per ogni singolo ambito.

I grafici legati ad ogni ambito sono in linea con la classe finale ottenuta, ma possiamo osservare nell'ambito ambientale alcuni valori che, in linea di principio, potrebbero essere migliorati. Le emissioni di monossido di carbonio infatti, secondo l'analisi, potrebbero essere ridotte.

L'analisi ci sta indicando i parametri legati alle emissioni di monossido di carbonio risultano pdi gran lunga peggiori rispetto ai migliori ottenibili che sono quelli estrapolati dagli studi sugli impianti che fungono come parametri di confronto.

In questa situazione, l'ente, potrebbe mostrare i risultati al proponente ed evidenziare la condizione del monossido di carbonio. Il proponente può poi motivare il dato o proporre una soluzione. Ad esempio, un sistema di abbattimento del monossido di carbonio potrebbe incrementare ulteriormente la qualità dell'impianto.

Complessivamente però, si tratta di un impianto virtuoso per quanto riguarda il rispetto dell'ambiente delle esigenze della collettività.

5.2 Impianto 2

Applicheremo adesso la medesima procedura all'impianto 2. Il secondo impianto di cogenerazione analizzato è un cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale da 12,6 MW di potenza in ingresso.

L'impianto analizzato in questo paragrafo ha caratteristiche diverse rispetto al precedente, è possibile immediatamente notarlo dalla potenza termica in ingresso. Nonostante le differenze è comunque possibile applicare il modello, in quanto alcuni parametri analizzati vengono ad esempio normalizzati rispetto alla potenza in modo tale che si possa adattare a qualsiasi impianto di cogenerazione con motore a c.i. alimentato a gas naturale.

In maniera analoga a quanto fatto prima, riportiamo di seguito i rendimenti, le ore di funzionamento, il consumo di combustibile e le concentrazioni limite di inquinanti

$$\eta_e=39\%$$

$$\eta_t=37\%$$

$$h=6900$$

$$[NOx]_{lim}=95\text{ mg/Nm}^3\text{ (15\%O}_2\text{)}$$

$$[CO]_{lim}=120\text{ mg/Nm}^3\text{ (15\%O}_2\text{)}$$

$$[PT]_{lim}=5\text{ mg/Nm}^3\text{ (15\%O}_2\text{)}$$

L'impianto in questione, a differenza del precedente, NON è dotato di un sistema di abbattimento per gli ossidi di azoto (SCR).

Analogamente a quanto fatto in precedenza, per ogni ambito, riportiamo le tabelle che riassumono i parametri e i grafici che mostrano tutti i parametri con il rispettivo indice di gradimento.

Ambito ambientale	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	Peso
CO ₂ da Cogenerazione < CO ₂ da prod. separata	sì	MB	1	1,2
NOx da Cogenerazione < NOx da prod. separata	no, sui valori previsti	MM	0	1,1
CO da Cogenerazione < CO da prod. separata	no, sui valori limite	M	0,3	1,1
PT da Cogenerazione < PT da prod. separata	sì, sui valori previsti	B	0,8	1,1
Δ Nox	+40%	MM	0	1,1
Δ CO	+50%	MM	0	1,1
Δ CO ₂	-26%	MB	1	1,2
Δ PT	+2%	M	0,4	1,1
Emissione di NH ₃	nessuna	B	0,8	0,9
Neutralità NOx	ΔFE=+25,3mg/kWh	MM	0,8	1,1
Neutralità CO	ΔFE=+40mg/kWh	MM	0,5	1,1
Neutralità PT	ΔFE= ~0 mg/kWh	B	0,8	1,1
Neutralità CO ₂	ΔFE= -42 g/kWh	MB	1	1,2
Gas naturale in sostituzione di altri combustibili	precedentemente gas naturale	M	0,6	0,8
Contestuale efficientamento di stabilimento o riduzione potenza installata	No, con potenza diminuita	M	0,8	0,5
Accesso ai dati emissivi	Invio report annuale	M	0,3	1
Certificazioni ambientali	nessuna	M	0	1
Primary Energy Saving	>10%	MB	1	1,1
Presenza di ricettori acustici sensibili	no, area industriale	MB	1	0,5
Consumo di acqua [litri/anno]	0 litri/anno	MB	1	1

Tabella 5.5: Ambito ambientale impianto 2.

Ambito normativo	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	peso
Tipo di autorizzazione necessaria	AIA	B	0,8	0,5
BAT-AEL NOx (tabella 25)	Tra la media e il massimo del range	M	0,6	1
BAT-AEL CO (tabella 25, nota)	Oltre il massimo del range	MM	0	1
Normativa PT	<5mg/Nm ³	B	0,8	1
BAT-AEL NH ₃ (BAT 7)	sotto il minimo del range	MB	1	0,9
Rendimento elettrico netto (Tabella 23)	42%	B	0,8	1,1
Consumo totale netto di combustibile (Tabella 23)	tra il minimo del range e la media del range	M	0,8	1

Tabella 5.6: Ambito normativo impianto 2.

Ambito tecnico	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	Peso
Cogenerazione	cogenerazione continua	B	0,8	0,9
Produzione termica in relazione al fabbisogno di stabilimento	base load inferiore a necessità di stabilimento	B	0,8	1
Produzione elettrica in relazione al fabbisogno di stabilimento	Inferiore alle necessità di stabilimento	M	0,5	1
SCR	Non necessario	MB	1	1
Stoccaggio reagente SCR	Nessuno	MB	1	0,6
Rendimento elettrico	44,30%	MB	1	1,1
Rendimento termico	40%	B	0,8	1
Ore di funzionamento	6800	B	0,8	1
Ore di arresto programmato su ore di funzionamento	26%	M	0,4	1,1
Disponibilità	89%	MM	0,4	1

Tabella 5.7: Ambito tecnico impianto 2.

Ambito economico	Parametro da impianto	Gradimento	Indice	peso
Costo di investimento su kWe	~ 1400€/kWe	MB	1	1
Costo di Manutenzione su kWe	~9€/kWe	MB	1	1
Risparmio annuale ene elettrica	~ 72 €/kWe	M	0,8	1
Pay back semplice	3 anni	B	0,8	1
IRR	~9%	B	0,8	1
Costo di gestione dell'SCR	0€/kWe	MB	1	1
Numero certificati bianchi/kWeI	~0,8 CB/kWe	M	0,4	1

Tabella 5.8: Ambito economico impianto 2.

Le tabelle che raccolgono tutti i parametri con associato il loro indice di gradimento sono il primo risultato dell'analisi. Questo risultato è frutto semplicemente del confronto tra il parametro dell'impianto con le condizioni presenti nel modello. La colorazione degli indici di gradimento ci aiuta ad individuare immediatamente il parere attribuito e come si può notare, a differenza del caso precedente, l'arancione è molto diffuso, ciò è conseguenza di un consistente numero di pareri negativi (Male o Molto Male). Per avere un'idea di come un parametro si comporti in confronto agli altri in termini di vantaggio o svantaggio apportato, è utile adottare una rappresentazione con diagramma a ragnatela.

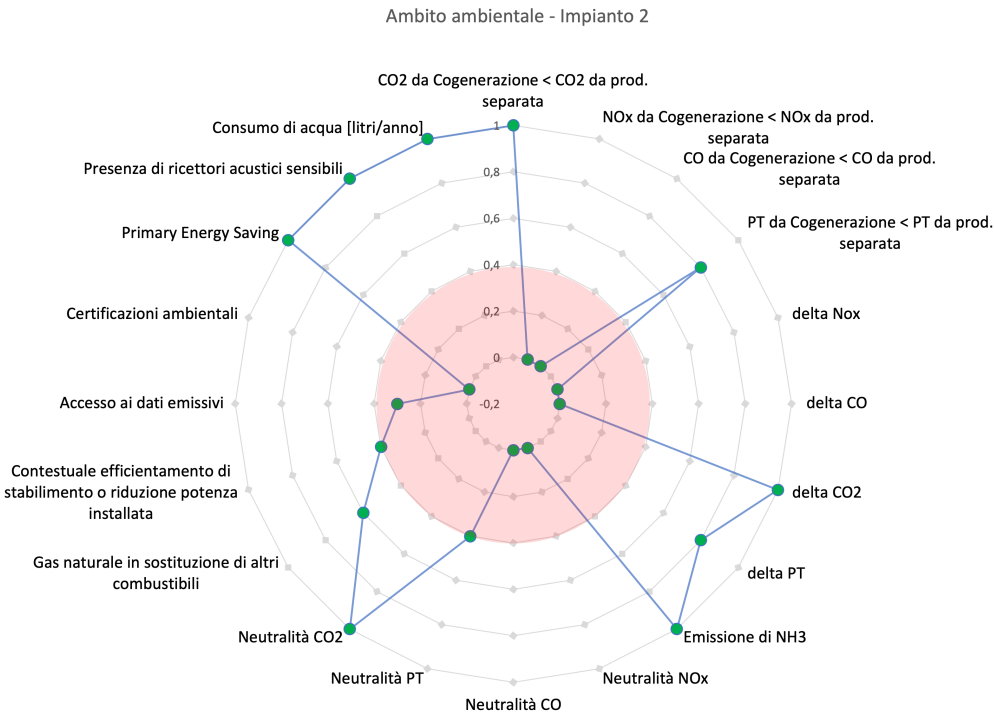


Figura 5.6: Diagramma ambito ambientale impianto 2.

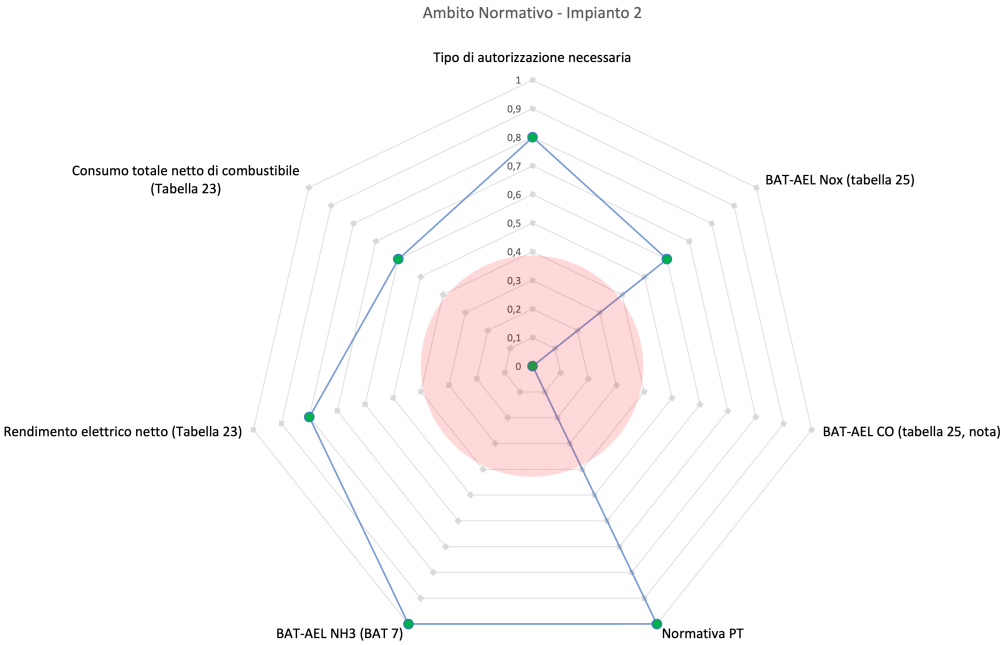


Figura 5.7: Diagramma ambito normativo impianto 2.

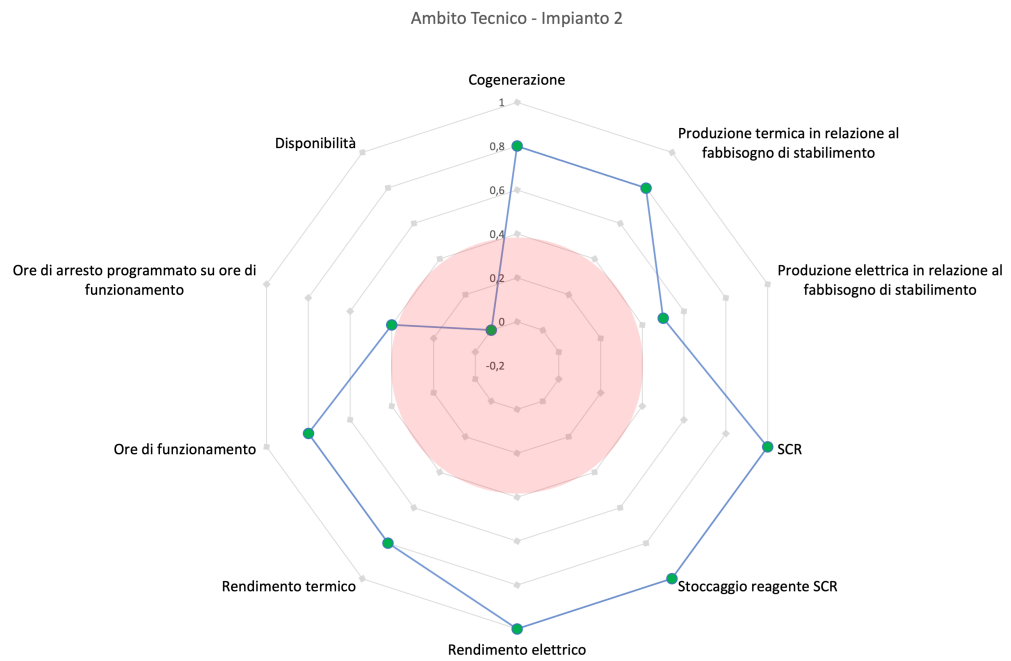


Figura 5.8: Diagramma ambito tecnico impianto 2.

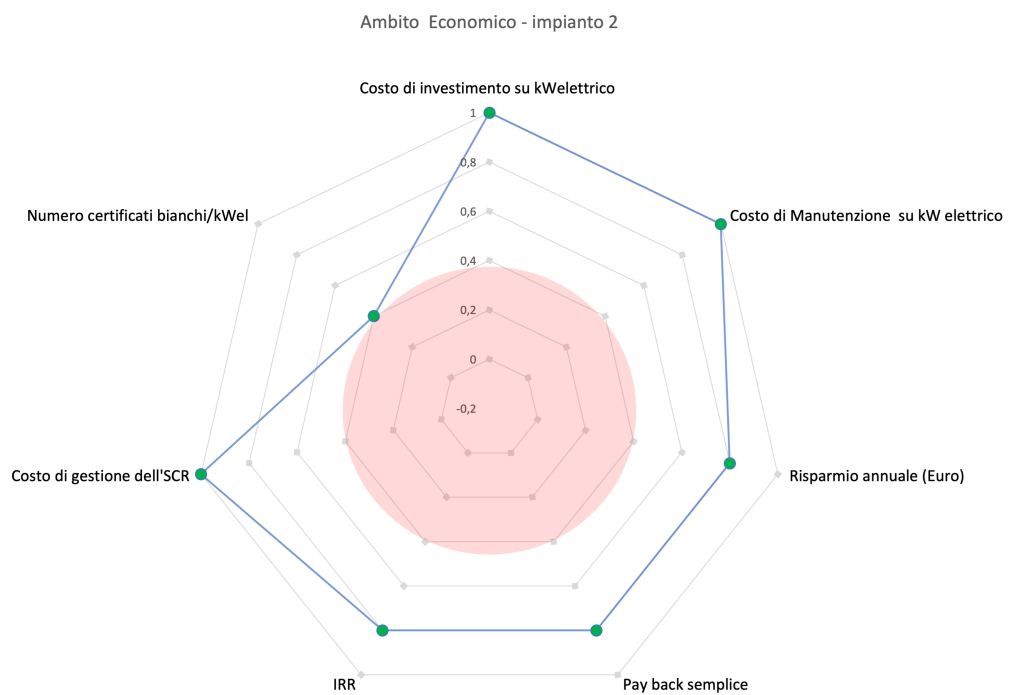


Figura 5.9: Diagramma ambito economico impianto 2.

Dal grafico che rappresenta l'ambito ambientale si osserva immediatamente che i parametri più critici sono rappresentati dalle emissioni di NO_x , CO e PT. Inoltre, si individua l'assenza di certificazioni ambientali, difficoltà nella ricognizione dei dati relativi alle emissioni e si nota come l'installazione dell'impianto non sia stata preceduta da una fase di efficientamento ottimale dei consumi. Si osserva tuttavia, che i parametri riguardanti la CO_2 si collocano nella zona esterna del grafico e ciò implica che, per quanto riguarda la riduzione di anidride carbonica, la tecnologia in esame risulta molto vantaggiosa.

Dal punto di vista normativo, dal grafico, è evidente una carenza legata all'emissione di monossido di carbonio, mentre le concentrazioni di NO_x pur se nella sezione più elevata, rientrano all'interno del range previsto dalle BAT. Dal punto di vista tecnico si nota come quasi tutti i parametri sono stati valutati positivamente, fatta eccezione per la disponibilità e le ore di arresto programmate.

Dal punto di vista economico, alcuni dei parametri risultano migliori della configurazione precedente, mentre nettamente peggiore è il numero di certificati bianchi. Questo risultato è in linea con le aspettative in quanto si ha, rispetto al caso precedente, un minor costo di investimento dovuto all'assenza di sistemi di abbattimento, però, i rendimenti della macchina, molto più bassi, riducono il risparmio di energia primaria e quindi il numero di certificati bianchi ottenuti.

Classe di qualità Dopo aver osservato il comportamento di ogni singolo ambito estrapoliamo dall'analisi un indice globale, qualitativo, che ci permette di identificare una classe di qualità.

Dalla (3.2) si ha:

$$I_g = (0,57 \cdot 0,3) + (0,67 \cdot 0,3) + (0,68 \cdot 0,3) + (0,87 \cdot 0,1) = 0,66$$

Essendo un valore compreso tra 0,5 e 0,7, l'impianto 2, secondo la nostra analisi, sarà classificato come impianto di "classe B".

Commenti sui risultati dell'analisi Anche per l'impianto 2, ottenuto il risultato in forma tabulare che raccoglie tutti i parametri attribuendo un parere verbale si passa all'analisi critica dei parametri. L'impianto in esame, secondo l'analisi effettuata che mira ad individuare le criticità o i punti di forza dell'impianto che hanno impatto sull'ambiente e sulla collettività, presenta un indicatore globale decisamente più basso rispetto all'impianto 1, che lo colloca nella classe di qualità B. La classe individuata ci fornisce un risultato globale che ci permette di intuire che una serie di aspetti legati all'impianto comportano degli effetti negativi secondo l'analisi che stiamo affrontando.

Notiamo che in fase di calcolo dell'indice globale l'ambito economico presenta un valore più elevato rispetto a quello degli altri ambiti e tenderebbe ad incrementare il valore medio, questo fenomeno non si verifica poichè il peso attribuito all'ambito

economico ne riduce l'importanza. La scelta di ridurre l'importanza degli aspetti economici è coerente con le finalità dell'analisi che pone l'attenzione sugli aspetti che possono implicare conseguenze per ambiente e popolazione. Inoltre, un indice economico elevato ci mostra, anche se sommariamente, che l'impianto esaminato è stato progettato in modo tale da garantire ottime convenienze economiche che quindi miglierie finalizzate alla riduzione degli effetti sull'ambiente potrebbero avere peso minore sulla convenienze dell'impianto (in linea di principio, per poter affermarlo con certezza è necessario effettuare tutte le analisi economiche necessarie).

Per conoscere quei parametri che deludono le aspettative rispetto alle migliori condizioni confrontate dobbiamo osservare i diagrammi a ragnatale. In particolare, per l'impianto 2, il diagramma relativo all'ambito ambientale è quello che presenta il maggior numero di punti all'interno della "zona di attenzione".

Ponendo quindi l'attenzione su questi parametri, notiamo immediatamente che, nonostante le emissioni di CO_2 si riducono costituendo un enorme beneficio, le emissioni di NO_x e di CO comportano un forte peggioramento. Inoltre, l'assenza di certificazioni ambientali e le difficoltà nell'accedere ai dati peggiorano ulteriormente il contesto.

Per quanto riguarda gli altri ambiti, la problematica del monossido di carbonio si riscontra anche dal punto di vista normativo mentre dal punto di vista tecnico l'impianto appare soggetto ad un numero elevato di fermi programmati che implicano maggiori emissioni e ne diminuiscono la disponibilità.

L'ente potrebbe chiedere delucidazioni riguardo alla necessità di fermare l'impianto per un numero così elevato di ore.

L'impianto in esame, inoltre, non è dotato di SCR, per cui una soluzione alle problematiche legate all'emissione di ossidi di azoto potrebbe essere un sistema di abbattimento.

Un SCR sarebbe in grado di ridurre drasticamente le emissioni di NO_x e emettendo a concentrazioni più basse ribalterebbe i risultati dell'analisi per i parametri relativi agli ossidi di azoto.

Dall'analisi possono poi scaturire ulteriori osservazioni. Ad esempio, ponendo l'attenzione sul parametro "neutralità emissiva di NO_x ", valutato con i valori di emissione previsti, si nota immediatamente un aumento del tasso emissivo dell'impianto rappresentato dall'aumento importante del fattore di emissione. La concentrazione a cui l'impianto 1 prevede di emettere è, in questo caso, uguale a quella limite. Conoscendo le tonnellate di inquinante per unità di energia emesse nella soluzione impiantistica ante-cogenerazione, possiamo, effettuando le operazioni in maniera inversa, conoscere la concentrazione necessaria affinché la soluzione con cogenerazione abbia lo stesso fattore di emissione della soluzione precedente e quindi il cogeneratore non comporti un gravoso aumento di inquinanti. Nel caso dell'impianto 2, la concentrazione che garantisce la neutralità emissiva ($\Delta FE = 0$) per gli ossidi di azoto, è circa la metà di quella prevista. Per differenze così evidenti

di concentrazioni risulta ancor più sensata la scelta di un sistema di abbattimento degli inquinanti.

L'ente, osservando questi risultati e mostrandoli al proponente è in grado di avviare un dialogo con lo stesso che si basi su punti ben precisi come ad esempio:

1. Il perché la scelta impiantistica non prevede un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e del monossido di carbonio dato che i risultati ne mostrano l'esigenza;
2. L'ipotesi, visti i risultati osservati, di installare un SCR;
3. Il motivo della difficoltà di accedere ai dati emissivi ed eventuali proposte per renderli facilmente disponibili;
4. La motivazione che giustifica l'assenza di una certificazione ambientale;
5. Il perché in fase progettuale non si è posta particolare attenzione all'efficientamento dello stabilimento e se si ritiene possibile una riduzione dei consumi;
6. La causa dell'elevato numero di ore di fermo dell'impianto.

Il proponente, che comunque è tenuto principalmente al rispetto dei limiti normativi, risponde alle esigenze dell'ente giustificando le osservazioni supportando le proprie scelte con ulteriori valutazioni ove necessario. Qualora le criticità individuate risultassero effettive ingiustificate il proponente è tenuto, ma non obbligato, a proporre o accettare delle proposte finalizzate alla risoluzione della criticità.

Ad esempio, l'ente potrebbe proporre all'installatore dell'impianto 2 di porre particolare attenzione alle emissioni di ossidi di azoto e mostrare i calcoli effettuati nel modello chiedendogli eventualmente delle ulteriori valutazioni. Le valutazioni effettuate dal proponente e fornite all'ente possono risultare in contrasto con quanto ottenuto nel modello e quindi il proponente deve spiegare a cosa è dovuto il risultato fornito oppure in linea con quanto mostrato dal modello di analisi (come generalmente è avvenuto testando il modello sugli impianti). Nel caso in cui l'analisi dell'ente e la valutazione del proponente confermano una problematica legata agli ossidi di azoto allora potrà essere avanzata proposta, ad esempio, di installare un sistema di abbattimento di tipo SCR.

L'installatore dell'impianto effettuerà le sue valutazioni e deciderà se è nelle condizioni di installare o meno l'SCR.

Nell'eventualità in cui il proponente non può apportare nessuna delle modifiche, o solo qualcuna delle modifiche, ritenute opportune, ciò NON implica motivo di annullamento dell'autorizzazione in quanto la fase autorizzativa dipende esclusivamente dalla normativa vigente.

5.3 Risultati a confronto

Al fine di mostrare gli aspetti messi in luce dal modello per i diversi impianti è bene confrontare i risultati ottenuti nelle due situazioni.

Gli impianti, se pur della stessa tecnologia e sottoposti alle medesime procedure autorizzative, presentano caratteristiche piuttosto diverse. Le differenze tra i due impianti non limitano l'applicazione del modello.

L'impianto 1, diversamente al dell'impianto 2, è dotato di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto. Tale scelta impiantistica rappresenta una delle differenze progettuali più macroscopica tra i due impianti.

Proprio la presenza di un SCR permette, come osservato, all'impianto 1 di tenere sotto controllo le problematiche legate alle emissioni di ossido di azoto, garantendo concentrazioni tali da rendere la tecnologia competitiva con la produzione separata e permettendo all'installazione di non alterare i tassi emissivi (neutralità emissiva).

L'impianto 2 non è dotato di SCR e, come si può osservare dell'analisi, i parametri legati alle emissioni di NO_x sono tra i più problematici.

Osservando i rendimenti elettrici e termici dei due impianti, ci accorgiamo che l'impianto 1 ha rendimenti più elevati rispetto all'impianto 2. Anche i rendimenti sono legati alla scelta impiantistica di installare un SCR. Come appreso dalle aziende installatrici l'SCR permette di far lavorare il motore a potenze molto vicine a quelle nominali senza preoccuparsi dei emettere eccessivamente, a tali potenze i rendimenti sono più alti.

Confrontando i due impianti e osservando anche gli aspetti economici notiamo che l'impianto 2 ha un costo di investimento più basso rispetto all'impianto 1, anche questo fattore è legato alla presenza dell'SCR. Il sistema di abbattimento degli ossidi di azoto, infatti, incide pesantemente sul costo di investimento, ma al tempo stesso consente di ottenere rendimenti più elevati. I rendimenti più elevati implicano un maggiore risparmio di energia elettrica e un numero maggiore di certificati bianchi.

Dall'analisi si nota chiaramente che l'impianto 1 ha un CAPEX più significativo rispetto all'impianto 2, ma rendimenti più elevati, quindi risparmi di energia elettrica e numero di certificati bianchi più alti. Osserviamo, conseguenza di quanto appena illustrato, che il tempo di ritorno dell' investimento è più basso rispetto all'impianto 2.

L'impianto 2, con un capex più basso dell'impianto 1, legato anche all'assenza dell'SCR, mostra risparmi di energia elettrica più ridotti e un numero di certificati bianchi inferiori rispetto all'impianto 1. Osserviamo, conseguenza di quanto appena illustrato, che il tempo di ritorno dell' investimento è più alto rispetto all'impianto 1.

È bene ribadire che l'interesse posto dalla nostra analisi all'aspetto economico è

marginale e che quanto mostrato è solo indicativo di come alcune scelte impiantistiche non hanno conseguenze economiche unidirezionali. Infatti, l'installazione di un SCR potrebbe apparire come una scelta vincolata da esigenze economiche, ma i riscontri dell'installazione, sicuramente positivi per l'ambito ambientale, non è detto che siano negativi per l'ambito economico, per cui è necessario segnalarlo al proponente che effettuerà tutte le accurate valutazioni necessarie e le trasmetterà all'ente.

Dal confronto si nota come il modello cerchi di evidenziare problematiche effettivamente risolvibili su cui, in linea di principio, è possibile intervenire. Tuttavia, vista la varietà di variabili e di casistiche in gioco, è indispensabile il riscontro del proponente che chiarisca le motivazioni o i vincoli che lo hanno indotto a determinate scelte progettuali e, ove necessarie, le azioni da porre in essere per risolvere le criticità.

Capitolo 6

Conclusioni

Dopo aver osservato la costruzione, il funzionamento e l'applicazione del modello di analisi, dopo aver testato il modello sui 5 impianti menzionati in precedenza, due dei quali illustrati precedentemente, è possibile trarre delle conclusioni in merito all'utilità, all'efficacia, ai limiti e alle prospettive di miglioramento del modello stesso.

6.1 Utilità e punti di forza del modello di analisi

Il modello di analisi, essendo il risultato di un importante lavoro di indagine sulla tipologia di tecnologia esaminata, ha il grande vantaggio di racchiudere in uno strumento, compatto e adattabile ad ogni impianto di cogenerazione motore a c.i. alimentato a gas naturale, tutti i parametri caratteristici dell'impianto e rapportarli a condizioni, frutto di uno studio pregresso, nell'ottica della tutela dell'ambiente e del rispetto della collettività.

Come è stato riscontrato anche dal dialogo con l'ente, risulta estremamente utile avere a disposizione un sistema preimpostato con parametri opportunamente selezionati, che sia in grado di fornire una panoramica dell'impianto ed inoltre consenta a chi lo utilizza di capire in maniera immediata se il parametro rientra all'interno di condizioni che lo rendono progettato in un'ottica attenta a preservare l'ambiente e tutelare la popolazione.

Il modello di analisi, pensato per gli organi preposti al rilascio delle autorizzazioni ambientali, che fungono da garanti del rispetto dell'ambiente, comporta diversi vantaggi. Il modello di analisi infatti:

1. È in grado di mettere in luce aspetti che non si osserverebbe con le normali procedure autorizzative. L'applicazione della metodologia proposta, sempre con le medesime modalità, permette di non tralasciare nessuna caratteristica che merita l'attenzione dell'ente.

2. Oltre a riassumere una significativa mole di informazioni frutto dello studio sugli impianti, fornisce un ulteriore vantaggio: la possibilità di applicarlo a tutti gli impianti della tipologia in esame a prescindere dalle caratteristiche in quanto i parametri analizzati vengono spesso normalizzati in maniera tale da escludere l'influenza di fattori come ad esempio la taglia dell'impianto;
3. Facilita il lavoro degli enti fornendo, ai funzionari che raccolgono dati per supervisionare l'installazione e l'esercizio degli impianti, una traccia da seguire che identifica i parametri e le condizioni progettuali;
4. Colma le eventuali carenze di informazioni sugli impianti e consente anche a chi non è specificatamente preparato sugli impianti di cogenerazione di avere un quadro chiaro della tecnologia esaminata;
5. Fornisce gli spunti per osservazioni critiche sulla soluzione adottata affrontando problematiche che altrimenti passerebbero in secondo piano o inosservate.

Anche il proponente, inoltre, potrebbe usufruire del modello di analisi per osservare se le scelte impiantistiche adottate rispettano, oltre che la normativa, gli standard impiantistici che comportano minime ripercussioni sull'ambiente.

La prima fase dell'analisi, quella in cui viene compilata la tabella con i parametri e si ottengono i vari indici di gradimento è la più significativa. In questa fase si osservano le varie condizioni a cui possono trovarsi i parametri e dal confronto si attribuiscono i pareri. Questo stadio del modello non implica l'utilizzo di nessun peso oggettivo, ma esclusivamente di valutazioni effettuate nell'ottica dell'analisi.

La parte dell'analisi che riassume parametri e indici di gradimento, quindi, anche se qualitativa, rappresenta il cuore del modello in quanto punto di partenza di un'analisi più critica che si preoccupa di focalizzare l'attenzione su un numero finito di parametri scelti opportunamente a seguito dello studio accurato del tipo di tecnologia in esame.

Un ulteriore punto di forza del modello è dato dall'immediatezza delle informazioni. Infatti, grazie ai grafici a ragnatela si individua immediatamente il rapporto che hanno i parametri nel contesto impiantistico esaminato.

I grafici forniscono visivamente quanto analizzato nell'analisi in forma tabulare, mostrando la qualità del parametro in relazione ai parametri dell'ambito in questione. L'utilizzo di scale differenti per ogni parametro permette al grafico di mostrare la peculiarità del dato senza sottostimarne o sovrastimarne l'importanza rispetto ad altri parametri, permettendo, a chi si interfaccia con il modello e ne osserva i risultati, di individuare rapidamente quei parametri su cui è possibile effettuare un intervento al fine di migliorarne le ripercussioni su ambiente e collettività.

La classe di qualità infine, fornisce un'informazione immediata, ma non esaustiva. Tra i risultati che si ottengono è il meno significativo, ma fornisce un'indicazione

estremamente qualitativa sulla qualità globale dell'impianto. È la parte del modello più variabile e più legata al gestore del modello. In questa fase infatti, si può concentrare l'analisi su alcuni parametri assiché su altri modificando i pesi e motivando opportunamente la scelta.

Ipotizzando una modifica e il beneficio che essa comporta è poi possibile ri effettuare l'analisi con i nuovi dati, osservando i miglioramenti che ne derivano.

Nel caso in cui i miglioramenti, espressi dalla classe di qualità e dai diagrammi, non sono marginali, la modifica ipotizzata risulterà ancora più opportuna e necessaria.

Il grande punto di forza del modello analisi rimane la capacità di fornire un metodo di osservazione completo dell'impianto capace di far scaturire un dialogo sensato dal punto di vista tecnico e attento alla tutela dell'ambiente e alle esigenze degli abitanti.

6.2 Limiti del modello e prospettive di miglioramento

Il prototipo di modello presentato è stato costruito prendendo spunto da alcuni modelli di analisi multicriterio, ma non è paragonabile ne simile a modelli già esistenti. La realizzazione di un modello innovativo, su misura per l'analisi di una ben precisa tipologia comporta oltre ai vantaggi precedentemente elencati anche una serie di limiti.

Lo strumento infatti, analizzando tecnologie con parametri e condizioni al contorno molto variabili, non può fare a meno del dialogo con il proponente. Se pur il modello tenti di analizzare in maniera quanto più obiettiva possibile i parametri possono pur sempre emergere condizioni peculiari di una singola soluzione impiantistica che possa rendere il parere attribuito negativo, ma giustificato. Quindi il giudizio fornito dall'analisi deve sempre essere discusso e mai assunto fiduciosamente.

Il calcolo della classe di qualità porta l'assegnazione di pesi che vengono attribuiti secondo una logica ben precisa di tutela dell'ambiente e della popolazione, ma tali pesi sono una scelta arbitraria finalizzata a concretizzare l'osservazione critica dell'analisi. Quindi la classe di qualità può fornire solo un'indicazione qualitativa secondo l'ottica dell'analisi e non può rappresentare in maniera univoca ed ineccepibile la qualità dell'impianto. Inoltre, come visto gli indici lasciano spazio al gestore dell'analisi che decide di porre maggiore attenzione su alcuni aspetti. Ad esempio un ente potrebbe concentrarsi più su un inquinante anziché su un altro poiché di maggior pericolosità in quel determinato territorio. Il vantaggio di poter direzionare opportunamente l'analisi comporterebbe però lo svantaggio di non poter mettere a confronto tecnologie in territori diversi.

Il superamento di queste criticità del modello lo si potrebbe ottenere valutando più impianti di questa tipologia e testando il modello su un consistente numero di impianti.

Lo studio di più impianti permetterebbe di rendere ancora più esatte le condizioni affinché venga attribuito un determinato parere e ridurrebbe la probabilità di incorrere in casistiche sconosciute.

Osservando i risultati dei test del modello invece, vi sarebbe la possibilità di rafforzare la logica della scelta degli indici o di modificarla qualora ci si accorgesse che alcuni indici potrebbero rendere l'analisi fuorviante.

Il modello, opportunamente testato, pur non sostituendo nessuna normativa una volta applicato avvia l'analisi. Se tutti i parametri rispettano le condizioni dell'analisi l'impianto sarà da ritenersi "virtuoso" e non necessiterà di ulteriore attenzione altrimenti, si avvierà un dialogo in linea con le criticità osservate finalizzato a risolverle e a rendere l'impianto virtuoso.

Il modello quindi è finalizzato all'analisi dell'impianto e non a fornire una valutazione indiscutibile. Infatti, l'approccio descritto non ha l'obiettivo di impedire l'attuarsi di soluzioni impiantistiche cogenerative con criticità, ma di fare in modo, ogni qualvolta è possibile, che vengano attuate tutte le misure finalizzate a ridurre gli impatti del cogeneratore sull'ambiente e le conseguenze che potrebbe avere sulla popolazione.

I requisiti richiesti per l'autorizzazione dell'impianto rimangono quelli imposti dalla normativa vigente e solo il rispetto di tali requisiti determina l'ottenimento delle apposite autorizzazioni.

Il modello di analisi, oltre ad essere uno strumento estremamente utile per gli enti, con la sua applicazione generando un conseguente confronto tra ente e proponente sui risultati ottenuti e l'attuazione, ove possibili, di interventi orientati a limitare l'impatto ambientale, può rappresentare una garanzia, ulteriore a quella normativa, che la tecnologia esaminata è progettata in un'ottica di salvaguardia dell'ambiente e della collettività.

Appendice A

Questionario richiesta dati

Si riporta di seguito il prototipo di questionario elaborato per ottenere i dati necessari all'implementazione del modello

Questionario finalizzato all'analisi energetico-ambientale dell'impianto

Potenza in ingresso cogeneratore		kW
Potenza elettrica prodotta		kW
Potenza termica prodotta		kw
Rendimento elettrico		%
Rendimento termico		%
Consumo CH4/anno		Sm3/anno
Ore di funzionamento		h
Ore fermo impianto previste		h
Ore fermo impianto previste per manutenzione		h
Ore fermo impianto improvise		h
Portata fumi secchi motore c.i		Nm3/h
Concentrazione di NOx da progetto		mg/Nm3
Concentrazione di CO da progetto		mg/Nm3
Concentrazione PT da progetto		mg/Nm3
Concentrazione di NOx reale		mg/Nm3
Concentrazione di CO reale		mg/Nm3
Concentrazione PT reale		mg/Nm3
Tipologia Sistema controllo di emissioni		
È possibile accedere ai dati emissivi? Se sì, in che modo?		
Fabbisogno termico dello stabilimento		kWh
Possibilità di andare in isola		
Fabbisogno elettrico dello stabilimento		kWh
SCR? Di che percentuale riduce le emissioni di NOx?		
Reagente utilizzato nell'SCR		
Stoccaggio reagente		litri
Altri sistemi di abbattimento delle emissioni		
Capex		
Costo gestione SCR		
Energia elettrica prelevata dalla rete (prima della cogenerazione)		kWh
Energia elettrica prelevata dalla rete (con cogenerazione)		kWh
Energia termica prodotta prima della cogenerazione		kWh
Energia termica prodotta dopo la cogenerazione		kWh
IRR		%
Pay Back Time		anni
Costo manutenzione all'anno		€/anno

Appendice B

Analisi in formato tabulare

Si riporta di seguito la tabella riassuntiva di tutti i parametri esaminati dal modello con le rispettive condizioni, gli indici di gradimento e i pesi.

Modello di analisi energetico-ambientale di cogeneratori dotati di motore a combustione interna - Formato tabulare

Ambito ambientale	Molto bene	bene	male		molto male		Peso
			no, sull'emissione limite	no, sull'emissione limite	no, sui valori previsti	no, sui valori previsti	
NOx da Cogenerazione < NOx da prod. separata	1	sì, sui valori previsti	0,8	0,3	no, sui valori previsti	0	1,1
CO da Cogenerazione < CO da prod. separata	1	sì, sui valori previsti	0,8	0,3	no, sui valori previsti	0	1,1
CO2 da Cogenerazione < CO2 da prod. separata	1	///	0,8	0,3	no	0	1,2
PT da Cogenerazione < PT da prod. separata	1	sì, sui valori previsti	0,8	0,3	no, sui valori previsti	0	1,1
Delta NOx	1	-10%<NOx<0%	0,8	0,6	NOx>10%	0	1,1
Delta CO	1	-10%<NOx<0%	0,8	0,6	NOx>10%		1,1
Delta CO2	1	"-20% < CO ₂ < 0%"	0,8	0,3	CO2>10%		1,2
Delta PT	1	-10%<NOx<0%	0,8	0,6	NOx>10%		1
Emissione di NH3	1	0<[NH3]<10 mg/Nm3	0,8	0,2	///		0,9
Neutralità NOx	1	delta FE=0	0,8	0,4	delta FE>0	0	1,1
Neutralità CO	1	delta FE=0	0,8	0,4	delta FE>0	0	1,1
Neutralità PT	1	delta FE=0	0,8	0,4	delta FE>0	0	1,1
Neutralità CO2	1	delta FE=0	0,7	0,4	delta FE>0	0	1,2
Gas naturale in sostituzione di altri combustibili	1	precedentemente gasolio	0,8	0,6	Nuovo consumo	0,5	0,8
Contestuale efficientamento di stabilimento o riduzione potenza installata	1	sì, con aumento o potenza uguale	0,8	0,4	no, con potenza diminuita	0	1
Accesso ai dati emissivi	1	Su sito internet ad accesso privato pubblico incontrollato	0,8	0,3	Invio annuale del Report	?	1
Certificazioni ambientali	1	ISO 14001	0,8	0	///		1
Primary Energy Saving	1	PES>10%	0,8	///	PES<0%	0	1,1
Presenza di ricettori acustici sensibili	1	area non industriale ma distante a ricettori sensibili	0,8	///	si	0	0,5
Consumo di acqua [litri/anno]	1	0	0,8	>20000 litri/anno	>30000 litri/anno	0,2	1

Ambito normativo	Molto bene	bene	male	molto male	
				Non rientra in AIA (MIC), ma autorizzazione espressa (AUA, art. 269)	Non rientra in AIA (MIC), autorizzazione in Via generale (AVG)
Tipo di autorizzazione necessaria	Rientra in AIA e Grandi Impianti di Combustione (GIC)	Rientra in AIA ma Medio Impianto di Combustione (MIC)	0,8	0,7	0,6
BAT-AEL Nox (tabella 25)	sotto il minimo del range	tra il minimo del range e la media del range	0,8	0,6	0
BAT-AEL CO (tabella 25, nota)	sotto il minimo del range	tra il minimo del range e la media del range	0,8	0,6	0
Normativa PT	sotto il minimo del range	tra il minimo del range e la media del range	0,8	0,6	0
BAT-AEL NH3 (BAT 7)	sotto il minimo del range	tra il minimo del range e la media del range	0,8	0,6	0
Rendimento elettrico netto (Tabella 23)	oltre il massimo del range	tra la media del range e il massimo del range	0,8	0,6	0
Consumo totale netto di combustibile (Tabella 23)	sotto il minimo del range	tra il minimo del range e la media del range	0,8	0,6	0

Ambito tecnico	Molto bene 1	bene 0.75	male 0.5	molto male 0.25	
				Lunghi periodi di solo termico	Lunghi periodi solo elettrico/ solo elettrico
Cogenerazione	Trigenerazione	Cogenerazione continua	0,8	0,5	0,2
Produzione termica in relazione al fabbisogno di stabilimento	Base load pari alla necessità termica di stabilimento, caldaie in backup	Base load inferiore alla necessità termica di stabilimento, caldaie in integrazione (oltre che backup)	0,8	0,5	0
Produzione elettrica in relazione al fabbisogno di stabilimento	Permette di andare in isola	Permette la salvaguardia delle lavorazioni più sensibili in caso di distacchi	0,9	0,5	0
SCR	non necessario	si, emissione costante	0,8	0,6	0
Stoccaggio reagente SCR	nessuno	Urea	0,9	0,5	0
Rendimento elettrico	Maggiore del 35%	Tra il 35% e il 30%	0,8	0,4	0
Rendimento termico	Maggiore del 50%	Tra il 50% e il 30%	0,8	0,4	0
Ore di funzionamento	Ore >8000	8000-ore<4000	0,8	0,6	0
Ore di arresto programmato su ore di funzionamento	Minore del 15%	Tra il 15% e il 25%	0,8	0,4	0
Disponibilità	Maggiore del 98%	tra il 98% e il 95%	0,8	0,4	0

Ambito economico	Molto bene		bene		male		molto male		
Costo di investimento su kWelettrico	<1500 €/kWe	1	tra i 1500 e i 2000 €/kWe	0,8	tra i 2000 e i 2500 €/kWe	0,4	>2500 €/kWe	0	1
Costo di Manutenzione	<10 €/kWe	1	tra 10 e 15 €/kWe	0,8	tra 15 e 20 €/kWe	0,4	>20 €/kWh	0	1
Risparmio annuale	Risp>250 €/kWe	1	250>Risp>100 €/kWe	0,8	100>Risp>60 €/kWe	0,4	Risp<60 €/kWe	0	1
Pay back semplice	minore di 2 anni	1	Tra i 3 e i 4 anni	0,8	Tra i 4 e i 6 anni	0,4	Maggiore di 6 anni	0	1
Internal Rate of Return	IRR>10%	1	10%>IRR>7%	0,8	7%>IRR>5	0,4	IRR<5%	0	1
Costo di gestione dell'SCR	Nessuno	1	Minore di 5 €/kWe	0,8	Tra 5 e 10 €/kWe	0,4	Maggiore di 10 €/kWe	0	1
Numero certificati bianchi/kWel	Maggiore di 1 CB/kWe	1	Tra 1 e 0,9 CB/kWe	0,8	Tra 0,9 e 0,6 CB/kWe	0,4	Minore di 0,6 CB/kWel	0	1

Bibliografia

- [1] Ministero dello Sviluppo Economico. «Relazione annuale sulla cogenerazione in Italia». In: (2020), p. 6 (cit. alle pp. 1, 6).
- [2] Terna Snam. «La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas». In: (2019) (cit. alle pp. 7–9).
- [3] A. Bertello. «Relazione annuale sui dati rilevati dalla rete metropolitana di monitoraggio della qualità dell'aria - 2019». In: () (cit. alle pp. 14–19).
- [4] A. Bertello. «Piano regionale per la qualità dell'aria - Regione Piemonte». In: () (cit. alle pp. 14–19).
- [5] UE. «DIRETTIVA 2010/75/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 24 novembre 2010 relativa alle emissioni industriali». In: () (cit. a p. 19).
- [6] Pedro J. Mago Louay M. Carma. «Micro-CHP power generation for residential and small commercial buindings.» In: (2009) (cit. a p. 22).
- [7] Università degli studi di Napoli Federico II - D.E.TE.C. «Cogenerazione e tri-generazione: dai principi generali alle applicazioni». In: (2012/213), Dispensa N.6 (cit. alle pp. 23–26, 31, 34, 35, 83).
- [8] Immagine da sito innio.com. «sito internet www.innio.com». In: () (cit. alle pp. 27, 28).
- [9] Cristiano Vergani. «Il problema delle emissioni ne cogeneratori dotati di motore a combustione interna: evoluzione in corso». In: (2011), p. 1 (cit. alle pp. 37, 38, 40).
- [10] Laura Castro-Santos María Isabel Lamas Galdo e Carols G.Rodriguez Vidal. «Numerical Analysis of NOx reduction using ammonia injection and comparison with water injection». In: (2020), p. 9 (cit. a p. 41).
- [11] Ing. Ritorto. «Relazione tecnica sul sistema di controllo della portata di urea alimentata al depuratore SCR». In: () (cit. a p. 42).
- [12] Gianfranco Chicco. «slides Smart Electriciy Systems». In: () (cit. a p. 69).

- [13] UE. «Decisione di escuzione (UE) 2017/1442 della commissione - 31 luglio 2017». In: () (cit. alle pp. 72–74).
- [14] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). «Guida alla cogenerazione ad alto rendimento». In: (2019) (cit. alle pp. 82, 83).

Ringraziamenti

Il presente elaborato ha visto coinvolte più figure professionali che desidero ringraziare.

I ringraziamenti vanno al relatore, il Prof. Andrea Carpignano e ai correlatori, il Prof. Mauro Montrucchio e all' Ing. Edoardo Conti, quest'ultimo, funzionario della Città Metropolitana di Torino ha fornito un prezioso contributo in fase di progettazione e stesura dell'elaborato.

Un contributo indispensabile per la stesura della presente tesi è stato fornito dalle aziende installatrici di impianti, in particolare si ringrazia Edison-Fenice S.p.a e Sersys Ambiente S.r.l. nella persona della Dott.ssa Natalia Logoteta, Martini&Rossi S.p.a nella persona del Dott. Antonio Giummule, Olon S.p.a. nella persona del dott Enzo Agagliati, Ecoprogetti S.r.l nella persona dell'Ing. Fortunato Ritorto.

Fondamentale è stato l'apporto fornito da Cogenio (EnelX) S.r.l. nella persona dell' Ing. Domenico Sciacovelli che ha dimostrato estrema disponibilità, notevole professionalità e particolare attenzione per la tematica trattata.

Infine, è opportuno dedicare un particolare ringraziamento alla Città Metropolitana di Torino la cui collaborazione non si è concretizzata solo nel supporto preparato e attento dell' Ing. Conti, ma anche nella competenza e nella dedizione del Dott. Alessandro Bertello.