

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**



Analisi di impianti di cogenerazione e trigenerazione per diversi stabilimenti industriali: studio di fattibilità tecnico- economica e confronto tra cogeneratori tradizionali e sistemi con celle a combustibile

Relatore:

Prof. Massimo Santarelli

Correlatore:

Ing. Luca Formentini

Candidata:

Cecilia Degioannini

Ottobre 2019

Abstract

Nella presente Tesi di Laurea si propone l'analisi critica di fattibilità tecnico-economica degli impianti di cogenerazione e trigenerazione all'interno di siti industriali. In particolare, saranno confrontati quattro casi, ciascuno dimensionato sui fabbisogni energetici di stabilimento, caratterizzati da richieste di energia termica differenti tra loro. Lo svolgimento dell'elaborato è stato svolto all'interno dell'azienda Edison Fenice ed in particolare in collaborazione con la Divisione dei Servizi Energetici che si occupa della realizzazione e della gestione di impianti per la produzione di energia per importanti realtà industriali italiane.

Si analizzeranno due diverse tecnologie di impianti di cogenerazione, entrambe alimentate a gas naturale. Nella prima parte dello studio sarà analizzata in modo approfondito la possibilità di soddisfare i fabbisogni degli impianti industriali attraverso l'utilizzo di motori a combustione interna in assetto cogenerativo; questa soluzione sarà trattata più ampiamente all'interno dell'elaborato, poiché ad oggi è la tecnologia maggiormente utilizzata in applicazioni industriali grazie all'alta affidabilità dei motori endotermici e al costo di investimento competitivo. Nella seconda parte della Tesi sarà invece valutata la possibilità di impiegare celle a combustibile al posto dei motori endotermici, con le stesse modalità di inserimento all'interno degli impianti industriali. Questo approccio permetterà il confronto di due diverse tecnologie di cogenerazione che sfruttano la stessa fonte energetica primaria su casi specifici reali.

Per quanto concerne l'utilizzo di celle a combustibile al posto dei tradizionali motori cogenerativi, è bene sottolineare che si tratta di una tecnologia non ancora matura i cui costi di installazione, a causa dei materiali impiegati e dei processi di produzione, sono ad oggi di gran lunga superiori rispetto ai motori cogenerativi tradizionali. Le fuel cell presentano un elevato rendimento elettrico, che può raggiungere anche valori del 50-55%, molto più alti rispetto ai motori a combustione interna di piccola taglia (potenze elettriche inferiori a 1 MWe) quali quelli presi in considerazione nella presente analisi; inoltre le limitate emissioni sonore dovute all'assenza di parti in movimento, le basse sollecitazioni meccaniche e le minori emissioni di agenti climalteranti ne costituiscono un ulteriore e indubbio vantaggio. Tra le diverse tipologie di celle a combustibile attualmente in commercio, si è scelto di utilizzare quelle ad ossidi solidi (SOFC), ad oggi una delle soluzioni più mature.

Confrontando le due tecnologie dal punto di vista economico si verificherà un netto vantaggio in termini di margine di contribuzione (il cosiddetto *saving* che rappresenta la differenza fra ricavi e costi variabili di esercizio ivi inclusi il minor costo per le emissioni di CO₂) degli impianti a fuel cell, conseguente al maggiore rendimento elettrico e dunque al minor consumo di combustibile. Nonostante questo apparente vantaggio economico si vedrà che la soluzione impiantistica basata sulle celle a combustibile non risulta ad oggi economicamente sostenibile a causa principalmente dei costi di investimento e di quelli di manutenzione associati alla cella a combustibile.

A completamento delle valutazioni economiche verrà calcolato a ritroso quale dovrebbe essere l'investimento associato a questa tecnologia perché diventi una valida alternativa ai sistemi tradizionali di produzione di energia a livello industriale.

INDICE DELLE FIGURE	5
INDICE DELLE TABELLE	9
SIMBOLI ED ABBREVIAZIONI	13
1. COGENERAZIONE E TRIGENERAZIONE	15
1.1. Piccola cogenerazione e micro cogenerazione	16
1.2. Vantaggi e limiti della cogenerazione	16
1.3. Efficienza di un impianto di cogenerazione/trigenerazione	17
1.4. Cogenerazione ad Alto Rendimento.....	17
1.5. Certificati Bianchi per Cogenerazione ad Alto Rendimento	20
1.6. La trigenerazione in regime estivo: il ciclo frigorifero ad assorbimento.....	20
2. COGENERAZIONE CON MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA.....	23
2.1. Funzionamento di un impianto di cogenerazione o trigenerazione con motore a combustione interna.....	23
2.2. Livelli termici di recupero calore di un motore a combustione interna.....	25
2.3. Vantaggi e svantaggi dell'utilizzo di motori a combustione interna	26
3. CASO STUDIO A ORBASSANO	27
3.1. Informazioni generali sul Sito.....	27
3.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo freddo.....	27
3.3. Analisi dei consumi di Centrale Termica e Polo Freddo.....	29
3.4. Andamento del carico termico.....	30
3.5. Andamento del carico frigorifero	31
3.6. Andamento del carico elettrico	34
3.7. Andamento delle cumulate	36
3.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione.....	38
3.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore	40
4. CASO STUDIO A GRUGLIASCO.....	43
4.1. Informazioni generali sul Sito.....	43
4.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo Freddo.....	43
4.3. Analisi dei consumi della Centrale Termica e del Polo Freddo – Grugliasco.....	43
4.4. Andamento del carico termico.....	44
4.5. Andamento del carico frigorifero	47
4.6. Andamento del carico elettrico	48
4.7. Andamento delle cumulate	49
4.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione.....	51
4.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore	52
5. CASO STUDIO A RIVOLI.....	55
5.1. Informazioni generali sul Sito.....	55
5.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo Freddo.....	55
5.3. Analisi dei consumi Centrale Termica e Polo Freddo – Rivoli	55
5.4. Andamento del carico termico.....	56
5.5. Andamento del carico frigorifero	57
5.6. Andamento del carico elettrico	58
5.7. Andamento delle cumulate	58
5.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione.....	60
5.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore	61

6.	CASO STUDIO A BRESCIA	63
6.1.	Informazioni generali sul Sito.....	63
6.2.	Situazione attuale – Centrale Termica	63
6.3.	Analisi dei consumi della Centrale Termica.....	63
6.4.	Andamento del carico termico.....	64
6.5.	Andamento del carico elettrico	65
6.6.	Andamento delle cumulate	66
6.7.	Scelta del posizionamento dell’impianto di cogenerazione.....	67
6.8.	Scelta della taglia del motore	67
7.	SAVING ECONOMICO GENERATO	69
7.1.	Definizione delle potenze in gioco e dei fabbisogni degli impianti.....	69
7.2.	Risparmio previsto per la fornitura di energia termica.....	72
7.3.	Risparmio previsto per la fornitura di energia elettrica	74
7.4.	Costi previsti per l’alimentazione del motore cogenerativo.....	76
7.5.	Costi previsti per le emissioni di anidride carbonica in atmosfera	77
7.6.	Ricavi per Certificati Bianchi da Cogenerazione ad Alto Rendimento	80
7.7.	Costi di realizzazione degli impianti	83
7.8.	Costi operativi e di gestione.....	86
7.9.	Riepilogo del saving economico e determinazione del payback time	86
7.10.	Confronto finale tra i casi studio.....	91
8.	ANALISI DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	92
8.1.	Il Decreto Legislativo 152/2006.....	92
8.2.	Emissioni di anidride carbonica.....	93
8.3.	Emissioni di monossido di carbonio	93
8.4.	Emissioni di ossidi di azoto.....	94
8.5.	Abbattimento degli ossidi di azoto attraverso il sistema catalitico SCR	94
9.	COGENERAZIONE CON CELLE A COMBUSTIBILE	97
9.1.	Le celle a combustibile ad ossidi solidi	99
9.2.	Celle a combustibile ad ossidi solidi alimentate a gas naturale	100
9.3.	Competizione tra celle a combustibile ad ossidi solidi e motori a combustione interna	100
9.4.	Applicazione di cogenerazione e trigenerazione con celle a combustibile	101
9.4.1.	Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Orbassano.....	103
9.4.2.	Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Grugliasco.....	107
9.4.3.	Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Rivoli.....	113
9.4.4.	Cogenerazione con SOFC – Caso studio a Brescia	116
9.4.5.	Confronto tra cogenerazione con SOFC e MCI dal punto di vista prestazionale	120
9.4.6.	Valutazioni economiche sulla competitività tra SOFC e MCI.....	120
	CONCLUSIONI	125
	BIBLIOGRAFIA.....	126

Indice delle figure

Figura 1 - Procedura di calcolo del PES.....	18
Figura 2 - Esempio di bilancio energetico di un sistema trigenerativo in funzionamento estivo	21
Figura 3 - Schema di un impianto frigorifero ad assorbimento.....	21
Figura 4 - Esempio di bilancio energetico di un impianto cogenerativo	24
Figura 5 - Schema di un circuito di recupero termico da un motore a combustione interna (Fonte: Enea)	24
Figura 6 - Situazione attuale della Centrale Termica - Orbassano.....	27
Figura 7 - Situazione attuale del Polo Freddo - Orbassano.....	28
Figura 8 - Andamento orario del carico termico - Orbassano	30
Figura 9 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale - Orbassano.....	31
Figura 10 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana estiva - Orbassano.....	31
Figura 11 - Andamento orario del carico elettrico del PF per la produzione di AR ad uso tecnologico - Orbassano	33
Figura 12 - Andamento orario del carico frigorifero - Orbassano.....	33
Figura 13 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana invernale - Orbassano	34
Figura 14 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva - Orbassano.....	34
Figura 15 - Andamento orario del carico elettrico - Orbassano	35
Figura 16 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Orbassano.....	35
Figura 17 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva - Orbassano.....	36
Figura 18 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per AR ad uso tecnologico - Orbassano.....	36
Figura 19 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per AR ad uso tecnologico - Orbassano.....	37
Figura 20 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per ASH ad uso tecnologico - Orbassano.....	37
Figura 21 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica - Orbassano.....	38
Figura 22 - Soluzione individuata per il posizionamento di cogeneratore ed assorbitore in fase preliminare - Orbassano.....	40
Figura 23 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Orbassano	42
Figura 24 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Orbassano	42
Figura 25 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Orbassano.....	42
Figura 26 - Situazione attuale Centrale Termica e Polo Freddo e definizione del perimetro di intervento	43
Figura 27 - Suddivisione dell'energia termica prodotta dalla Centrale Termica - Grugliasco.....	45
Figura 28 - Andamento orario del carico termico per acqua surriscaldata - Grugliasco	45

Figura 29 – Andamento giornaliero del carico termico per acqua surriscaldata durante una settimana invernale – Grugliasco.....	46
Figura 30 - Andamento orario del carico termico per acqua calda – Grugliasco.....	46
Figura 31 - Andamento giornaliero del carico termico per acqua calda durante una settimana invernale – Grugliasco.....	46
Figura 32 - Andamento orario del carico elettrico del Polo Freddo per la produzione di AR – Grugliasco.....	47
Figura 33 - Andamento orario del carico frigorifero - Grugliasco.....	47
Figura 34 – Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva – Grugliasco.....	47
Figura 35 – Andamento orario del carico elettrico – Grugliasco.....	48
Figura 36 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Grugliasco.....	48
Figura 37 – Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva – Grugliasco.....	48
Figura 38 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale - Grugliasco.....	49
Figura 39 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il raffrescamento ambientale - Grugliasco.....	49
Figura 40 - Cumulata del fabbisogno di energia termica sotto forma di AC per il riscaldamento ambientale – Grugliasco.....	50
Figura 41 - Cumulata del fabbisogno di energia termica sotto forma di ASH per il riscaldamento ambientale - Grugliasco.....	50
Figura 42 - Cumulata dell'energia elettrica richiesta durante l'anno dallo Stabilimento – Grugliasco.....	51
Figura 43 - Schema del posizionamento di cogeneratore ed assorbitore presso il Grugliasco.....	51
Figura 44 - Assetto attuale della Centrale Termica e del Polo Freddo - Rivoli.....	55
Figura 45 - Andamento orario del carico termico - Rivoli.....	56
Figura 46 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale - Rivoli.....	57
Figura 47 - Andamento orario del carico frigorifero - Rivoli.....	57
Figura 48 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva - Rivoli.....	57
Figura 49 - Andamento orario del carico elettrico - Rivoli.....	58
Figura 50 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Rivoli.....	58
Figura 51 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva- Rivoli.....	58
Figura 52 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale - Rivoli.....	59
Figura 53 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il raffrescamento ambientale - Rivoli.....	59
Figura 54 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento ambientale - Rivoli.....	59
Figura 55 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica - Rivoli.....	60
Figura 56 - Rappresentazione dei tre possibili posizionamenti dell'impianto trigenerativo individuati in fase preliminare - Rivoli.....	60
Figura 57 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Rivoli.....	62

Figura 58 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Rivoli	62
Figura 59 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Rivoli	62
Figura 60 - Situazione attuale della Centrale Termica – Brescia.....	63
Figura 61 - Andamento orario del carico termico – Brescia	64
Figura 62 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale - Brescia	64
Figura 63 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana estiva - Brescia	65
Figura 64 - Andamento orario del carico elettrico - Brescia.....	65
Figura 65 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Brescia	65
Figura 66 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva - Brescia	66
Figura 67 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per acqua calda ad uso tecnologico - Brescia.....	66
Figura 68 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica – Brescia	66
Figura 69 - Rappresentazione del posizionamento dell'impianto di cogenerazione - Brescia	67
Figura 70 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Brescia.....	74
Figura 71 - Andamento del prezzo medio delle quote di CO2 nel corso delle fasi dell'EU ETS.....	78
Figura 72 - Rappresentazione dell'SCR	95
Figura 73 - Rappresentazione schematica di una cella elettrochimica	97
Figura 74 - Classificazione delle celle a combustibile attualmente in commercio	98
Figura 75 - Rappresentazione schematica del tipico utilizzo di una cella a combustibile per scopi cogenerativi.....	99
Figura 76 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Orbassano	104
Figura 77 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Orbassano	105
Figura 78 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Orbassano	105
Figura 79 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Grugliasco	109
Figura 80 - Quota di energia termica sotto forma di ASH fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Grugliasco.....	110
Figura 81 - Quota di energia termica sotto forma di AC fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Grugliasco.....	110
Figura 82 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) – Grugliasco	110
Figura 83 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Rivoli	114
Figura 84 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Rivoli	114

Figura 85 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) – Rivoli...	114
Figura 86 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Brescia.....	117
Figura 87 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di cogenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Brescia	117
Figura 88 - Previsione dei costi specifici di installazione modulo SOFC in funzione del numero di unità prodotte - Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90	121
Figura 89 - Previsione dei costi specifici di gestione e manutenzione modulo SOFC in funzione del numero di unità prodotte - Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90	121

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Valori minimi di PES da assicurare per la qualifica CAR.....	17
Tabella 2 - Valori soglia del rendimento globale ai fini del calcolo CAR.....	18
Tabella 3 - Fattori di correzione dei valori di rendimento di riferimento per il calcolo del PES.....	19
Tabella 4 - Possibili coppie soluto-solvente per un ciclo frigorifero ad assorbimento	22
Tabella 5- Assetto attuale delle caldaie prese in considerazione - Orbassano	28
Tabella 6 - Assetto attuale dei gruppi frigoriferi presi in considerazione - Orbassano	28
Tabella 7 - Vettori termici aggrediti, relative temperature di mandata e ritorno - Orbassano.....	29
Tabella 8 - Lista delle ipotesi fatte per determinare le curve di carico - Orbassano	29
Tabella 9 - Ipotesi considerate per le chiusure dello stabilimento - Orbassano	29
Tabella 10 - Consumi mensili di ASH ad uso tecnologico - Orbassano	30
Tabella 11 - Consumi elettrici mensili del Polo Freddo - Orbassano.....	32
Tabella 12 - Consumi frigoriferi mensili del Polo Freddo - Orbassano	33
Tabella 13 - Confronto economico tra le due soluzioni individuate per il posizionamento dell'impianto di trigenerazione	39
Tabella 14 - Principali dati tecnici del motore scelto - Orbassano	41
Tabella 15 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Orbassano	41
Tabella 16 - Vettori termici aggrediti, relative temperature di mandata e ritorno - Grugliasco.....	44
Tabella 17 - Assetto attuale delle caldaie prese in considerazione - Grugliasco	44
Tabella 18 - Assetto attuale dello scambiatore ASH/AC - Grugliasco	44
Tabella 19 - Assetto attuale dei gruppi frigoriferi presi in considerazione - Grugliasco	44
Tabella 20 - Principali dati tecnici del motore scelto - Grugliasco	52
Tabella 21 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Grugliasco	52
Tabella 22 - Vettori termici aggrediti, relative temperatura di mandata e ritorno - Rivoli	56
Tabella 23 - Principali dati tecnici del motore scelto - Rivoli	61
Tabella 24 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Rivoli	61
Tabella 25 - Indicazione del vettore termico aggredito, relativa temperatura di mandata e ritorno - Brescia	64
Tabella 26 - Principali dati tecnici del motore scelto - Brescia.....	67
Tabella 27 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione - Orbassano	69
Tabella 28 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione - Grugliasco	69
Tabella 29 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione - Rivoli	69
Tabella 30 - Potenze fornite dall'impianto di cogenerazione - Brescia	70
Tabella 31 - Fabbisogni attuali- Orbassano	70
Tabella 32 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Orbassano	70
Tabella 33 - Fabbisogni attuali - Grugliasco	71
Tabella 34 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Grugliasco	71
Tabella 35 - Fabbisogni attuali - Rivoli	71
Tabella 36 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale termica, con relativi consumi di combustibile - Rivoli	72
Tabella 37 - Fabbisogni attuali - Brescia.....	72

Tabella 38 - Quota di energia fornita dalla cogenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Brescia.....	72
Tabella 39 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Orbassano	73
Tabella 40 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Grugliasco	73
Tabella 41 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Rivoli	74
Tabella 42 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Brescia	74
Tabella 43 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Orbassano	75
Tabella 44 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Grugliasco	75
Tabella 45 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Rivoli	75
Tabella 46 - Import di energia elettrica con e senza cogenerazione – Brescia	76
Tabella 47 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione – Orbassano	76
Tabella 48 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione – Grugliasco	76
Tabella 49 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione – Rivoli	77
Tabella 50 - Consumo di gas naturale per alimentare la cogenerazione – Brescia	77
Tabella 51 - Prezzo medio annuale per le quote di CO2 - Fonte: SendeCO2...	78
Tabella 52 - Valorizzazione quote di anidride carbonica – Orbassano	79
Tabella 53 - Valorizzazione quote di anidride carbonica – Grugliasco	79
Tabella 54 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Rivoli	80
Tabella 55 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Brescia.....	80
Tabella 56 - Valore del fattore moltiplicativo da utilizzare per il calcolo nel numero di CB ottenibili.....	81
Tabella 57 - Ricavo conseguibile dai CB - Orbassano.....	81
Tabella 58 - Ricavo conseguibile dai CB – Grugliasco	82
Tabella 59 - Ricavo conseguibile dai CB - Rivoli.....	82
Tabella 60 - Ricavo conseguibile dai CB - Brescia.....	83
Tabella 61 - Descrizione delle macro sezioni in cui sono stati raggruppati i costi d'investimento per la realizzazione degli impianti studiati	84
Tabella 62 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Orbassano ..	84
Tabella 63 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Grugliasco..	85
Tabella 64 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Rivoli	85
Tabella 65 - Costi di realizzazione impianto di cogenerazione - Brescia	85
Tabella 66 - Costi O&M per i diversi Siti analizzati	86
Tabella 67 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Orbassano	87
Tabella 68 - Determinazione del payback time – Orbassano.....	87
Tabella 69 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Grugliasco	88
Tabella 70 - Determinazione del payback time – Grugliasco.....	88
Tabella 71 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Rivoli.....	89
Tabella 72 - Determinazione del payback time – Rivoli.....	89
Tabella 73 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Brescia.....	90
Tabella 74 - Determinazione del payback time – Brescia	90
Tabella 75 – Riepilogo delle valutazioni economiche sui quattro caso studio analizzati	91
Tabella 76 - Confronto tra i rendimenti di primo principio nei quattro casi studio analizzati.....	91
Tabella 77 - Caratteristiche della cella elettrochimica considerata.....	101
Tabella 78 – Costi di installazione e manutenzione di una SOFC commerciale – Fonte: Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90.....	102

Tabella 79 – Emissioni DEMOSOFC – Fonte: DEMOnstration of large SOFC system fed with biogas from WWTP, Deliverable number 4.3-a, Analysis of the emissions from the DEMO, p.9	102
Tabella 80 – Costi specifici di investimento e di manutenzione per i motori a combustione interna	102
Tabella 81 - Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Orbassano.....	103
Tabella 82 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Orbassano	103
Tabella 83 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Orbassano.....	104
Tabella 84 – Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC – Orbassano	105
Tabella 85 –Calcolo del payback time – Orbassano	106
Tabella 86 - Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC – Orbassano	106
Tabella 87 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Orbassano	107
Tabella 88- Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Grugliasco.....	108
Tabella 89 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Grugliasco	108
Tabella 90 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Grugliasco.....	109
Tabella 91 - Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC – Grugliasco.....	111
Tabella 92 – Calcolo del payback time – Grugliasco	111
Tabella 93 - Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC - Grugliasco	111
Tabella 94 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Grugliasco	112
Tabella 95- Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Rivoli.....	113
Tabella 96 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Rivoli	113
Tabella 97 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Rivoli.....	114
Tabella 98 - Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC – Rivoli	115
Tabella 99 – Calcolo del payback time – Rivoli.....	115
Tabella 100 - Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC - Rivoli	115
Tabella 101 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Rivoli	116
Tabella 102- Caratteristiche SOFC in assetto cogenerativo - Brescia	117
Tabella 103 - Potenze termiche recuperabili dalla cogenerazione con SOFC - Brescia	117
Tabella 104 - Riepilogo del saving economico generato dalla cogenerazione alimentata con SOFC – Brescia	118
Tabella 105 – Calcolo del payback time – Brescia	118
Tabella 106 – Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC – Brescia	118
Tabella 107 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC – Brescia.....	119
Tabella 108 - Confronto tra i rendimenti di primo principio di MCI e SOFC nei casi studio analizzati.....	120

Tabella 109 – Calcolo del payback time con i prezzi specifici previsti per la produzione di 100 unità SOFC - Fonte: Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90.....	122
Tabella 110 - Calcolo del payback time con i prezzi specifici previsti per la produzione di 1.000 unità SOFC - Fonte: Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90.....	123
Tabella 111 - Confronto tra payback time SOFC e MCI con gli stessi costi di investimento e O&M.....	124

Simboli ed abbreviazioni

AC	<i>Acqua calda</i>
AR	<i>Acqua refrigerata</i>
ASH	<i>Acqua surriscaldata</i>
CAR	<i>Cogenerazione ad Alto Rendimento</i>
CB	<i>Certificati Bianchi</i>
CCHP	<i>Combined cooling, heat and power</i>
CHP	<i>Combined heat and power</i>
COP	<i>Coefficient of Performance</i>
CT	<i>Centrale termica</i>
EE	<i>Energia elettrica</i>
EF	<i>Energia frigorifera</i>
ET	<i>Energia termica</i>
MCI	<i>Motore a combustione interna</i>
MOH	<i>Major Overhaul</i>
PES	<i>Primary Energy Saving</i>
PF	<i>Polo freddo</i>
SOFC	<i>Solide Oxide Fuel Cell</i>
TEE	<i>Titoli di Efficienza Energetica</i>
UTA	<i>Unità di Trattamento Aria</i>

1. Cogenerazione e trigenerazione

La cogenerazione (CHP, dall'acronimo inglese Combined Heat and Power) è un processo combinato di produzione di energia elettrica e termica a partire da una sola fonte di energia primaria, grazie allo sfruttamento del calore generato dal sistema di produzione dell'energia elettrica stesso; calore che generalmente in un impianto adibito alla sola produzione di energia elettrica verrebbe disperso in ambiente. La definizione propria di cogenerazione, così come proposta nell'Art. 2 del *Decreto Legislativo 8 Febbraio 2008* è la seguente: *“la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica”*. Grazie alla simultaneità di produzione dei flussi energetici, la cogenerazione permette uno sfruttamento notevolmente più razionale dei combustibili fossili, con conseguente impatto positivo sia sul costo economico della bolletta energetica dell'utenza, sia sulle emissioni di agenti inquinanti e gas ad effetto serra in atmosfera rispetto alla produzione separata degli stessi vettori di energia. In particolare, quest'ultimo aspetto ha consentito alla cogenerazione di essere considerata dal Parlamento Europeo come una tra le tecnologie necessarie al raggiungimento degli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto, trattato internazionale redatto l'11 Dicembre 1997 da più di 180 Paesi sul surriscaldamento globale ed entrato in vigore il 16 Febbraio 2005. Il 16 Marzo 2012 in Italia è stato attuato il *“Fondo rotativo per Kyoto”*: sono stati stanziati 600 milioni di euro per finanziare gli investimenti in efficienza energetica, gli impianti per l'utilizzazione delle fonti rinnovabili e le tecnologie di cogenerazione e trigenerazione.

Se ad un ciclo cogenerativo si accoppia una macchina frigorifera, ovvero una macchina che realizza un ciclo inverso, allora si parla di trigenerazione (CCHP, Combined Cooling, Heat and Power); in quest'ultimo caso vengono prodotti da un singolo impianto di produzione non solo energia elettrica ed energia termica, ma anche energia frigorifera. Sebbene in questo caso il sistema diventi più costoso e complesso, la possibilità di fornire all'utenza anche il vettore freddo aumenta le possibilità di utilizzo dei reflui termici, comportando perciò, a valle di un'approfondita analisi di fattibilità e di un corretto dimensionamento dell'impianto, un'efficienza complessiva del sistema spesso più elevata rispetto alla sola cogenerazione.

Il vettore caldo viene prodotto recuperando direttamente il calore messo a disposizione dall'acqua calda e/o dai gas di scarico prodotti dal motore dell'impianto, altrimenti inutilizzati; per la generazione dell'energia frigorifera si fa invece solitamente uso di refrigeratori ad assorbimento i quali, realizzando un ciclo inverso senza la necessità di avere un compressore, si prestano alla generazione di acqua refrigerata a varie temperature, utile nei processi industriali e, nel periodo estivo, utilizzata per il raffrescamento ambientale. Al fine di definire correttamente il tipo di impianto che ci si propone di installare a servizio di una determinata utenza è bene eseguire un'attenta analisi preliminare delle curve di andamento dei carichi elettrici, termici e frigoriferi richiesti dalla stessa prima di procedere con il dimensionamento dell'impianto cogenerativo o trigenerativo, al fine di evitare inefficienze del sistema nel suo complesso.

1.1. Piccola cogenerazione e micro cogenerazione

Con il *Decreto Legislativo dell'8 Febbraio 2007 n° 20* sulla promozione della cogenerazione, è stata definita la suddivisione in:

- Unità di piccola cogenerazione se la capacità di generazione installata risulta compresa tra 50 kWe e 1 MWe;
- Unità di micro cogenerazione se la capacità di generazione installata è inferiore a 50 kWe.

Nel presente elaborato verrà analizzata la fattibilità tecnico-economica di impianti di piccola cogenerazione e trigenerazione in quattro diversi stabilimenti situati in Piemonte ed in Lombardia. Nella prima parte della Tesi i calcoli che si svolgeranno saranno basati sull'alimentazione dei suddetti impianti con motori a combustione interna alimentati a metano; in un secondo momento se ne simulerà la possibilità di utilizzare le celle a combustibile ad ossidi solidi al posto dei motori endotermici, con conseguenti vantaggi dal punto di vista efficiente e di impatto ambientale ed acustico ma con costi di investimento notevolmente più elevati a causa dell'ancora scarsa penetrazione nel mercato di tale tecnologia.

1.2. Vantaggi e limiti della cogenerazione

I vantaggi della cogenerazione, ma anche della trigenerazione, possono essere sintetizzati in una serie di vantaggi principali:

- Miglioramento dell'efficienza globale del sistema, poichè si producono in contemporanea sia elettricità che vettori termici, siano essi solo energia termica nel caso di semplice cogenerazione o energia termica e energia frigorifera nel caso di trigenerazione, arrivando a sfruttare anche l'80% dell'energia messa a disposizione dal combustibile.
- Riduzione delle perdite di trasmissione di energia, grazie alla vicinanza degli impianti di produzione alle utenze;
- Risparmio economico consequenziale alla riduzione della quantità di combustibile consumata rispetto alla produzione separata dei vettori energetici considerati;
- Minore inquinamento termico grazie alla riduzione della quantità di calore rilasciata nell'ambiente esterno;
- Notevole abbattimento delle emissioni in atmosfera rispetto alla produzione separata, sempre come conseguenza diretta del minor consumo di combustibile, contribuendo in modo significativo alla salvaguardia dell'ambiente;
- In caso di nuova costruzione, un sistema di cogenerazione/trigenerazione comporta costi di installazione ridotti rispetto all'installazione di sistemi separati adibiti alla produzione degli stessi vettori energetici.

Come accennato in precedenza, è però buona prassi valutare l'effettiva fattibilità sia tecnica che economica dell'impianto di cogenerazione/trigenerazione che si intende realizzare, attraverso un'accurata analisi iniziale dei fabbisogni energetici dell'utenza poichè i rendimenti ottimali di un impianto di questo genere si verificano quando la domanda di elettricità, calore e/o freddo da parte del consumatore è pressoché simultanea, dal momento che non sono vettori facilmente accumulabili. Si rende perciò necessario tenere in considerazione, al fine di applicare correttamente la tecnologia, tutte le richieste energetiche dell'utenza valutandone le curve di

durata, i diagrammi di carico ed i livelli di temperatura a cui l'energia termica è richiesta, sia come tale che in alimentazione a un gruppo frigorifero ad assorbimento.

1.3. Efficienza di un impianto di cogenerazione/trigenerazione

Rispetto ai comuni impianti di produzione di energia elettrica, in un sistema di cogenerazione il rendimento globale aumenta grazie ad un miglior sfruttamento del potere calorifico del combustibile. Ad oggi nelle centrali con ciclo combinato è possibile raggiungere rendimenti di conversione che si attestano intorno al 50-55%, con la previsione nell'immediato futuro di raggiungere valori pari anche al 60%.

In termini di efficienza, c'è da precisare che un sistema di trigenerazione, rispetto agli impianti a pompa di calore comunemente usati per il condizionamento, ha un coefficiente di prestazione COP (Coefficient of Performance) molto più basso; tuttavia questa minore efficienza viene ampiamente compensata dal fatto che la sorgente energetica utilizzata è calore "di scarto", ovvero calore naturalmente proveniente dal funzionamento del motore e che altrimenti verrebbe dissipato in ambiente.

1.4. Cogenerazione ad Alto Rendimento

La definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) è stata introdotta per la prima volta dalla *Direttiva 11 Febbraio 2004* del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2004/8/CE. Essa si pone come obiettivo quello di armonizzare a livello europeo la definizione e la qualificazione dei prodotti della cogenerazione. Seppur abrogata dalla *Direttiva 2012/27/UE* sull'efficienza energetica, i principi relativi alla definizione della CAR sono rimasti invariati.

I metodi di calcolo delle grandezze rilevanti ai fini del riconoscimento CAR e del conseguente accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi (vedi paragrafo "*Certificati Bianchi per Cogenerazione ad Alto Rendimento*") sono riassunti nelle "*Linee Guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)*".

Ai fini del riconoscimento CAR, deve essere assicurato un risparmio di energia primaria PES (Primary Energy Saving) pari a:

- PES \geq 10% per le unità di cogenerazione con potenza elettrica maggiore o uguale a 1 MWe;
- PES \geq 0% per le unità di cogenerazione con potenza elettrica minore di 1 MWe.

TAGLIA UNITÀ	PES
$\geq 1\text{MWe}$	$\geq 10\%$
Unità di piccola cogenerazione ($>50\text{ kWe}$ e $<1\text{ MWe}$)	>0
Unità di micro cogenerazione ($\leq 50\text{ kWe}$)	>0

Tabella 1 - Valori minimi di PES da assicurare per la qualifica CAR

Nel presente elaborato ci si pone l'obiettivo di analizzare la fattibilità di quattro impianti di piccola cogenerazione/trigenerazione; pertanto bisognerà semplicemente conseguire un risparmio di energia primaria positivo rispetto alla misurazione e/o stima del consumo

energetico antecedente all'attuazione di tali impianti a parità di condizioni esterne influenti sui consumi stessi per ottenere i Certificati Bianchi e il riconoscimento di CAR.

Per quanto concerne la determinazione dei parametri necessari al calcolo del PES, essi sono definiti nell'Allegato II del *DM 4 Agosto 2011* dal titolo "Calcolo della produzione da cogenerazione", mentre la formula vera e propria del PES, nonché i valori minimi prestabiliti riportati in *Tabella 1*, vengono illustrati nell'Allegato III del medesimo decreto, "Metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione".

La procedura di calcolo del PES viene riportata nella figura sottostante:

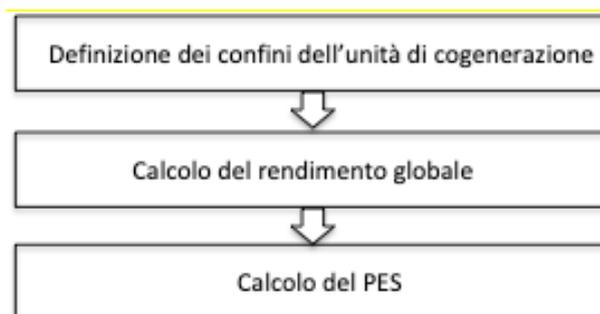


Figura 1 - Procedura di calcolo del PES

Il rendimento globale di soglia dipende dalla tipologia di unità cogenerativa, così come riportato in *Tabella 2*.

$\eta_{\text{globale}} \geq 75\%$	$\eta_{\text{globale}} \geq 80\%$
Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Microturbine	
Motori Stirling	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Pile a combustibile	
Motori a vapore	
Cicli Rankine a fluido organico	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	

Tabella 2 - Valori soglia del rendimento globale ai fini del calcolo CAR

Il rendimento globale viene determinato a partire dalla seguente formula:

$$\eta_{\text{globale}} = \frac{E_{\text{unità}} + H_{\text{CHP}}}{F_{\text{unità}}}$$

Dove:

- $E_{\text{unità}}$ è la somma dell'energia elettrica e meccanica prodotte dall'unità;
- H_{CHP} è l'energia termica utile prodotta dalla cogenerazione;
- $F_{\text{unità}}$ è l'energia termica di alimentazione immessa nell'unità.

Nel caso in cui il rendimento globale risulti essere inferiore al valore soglia, viene fatta la suddivisione dell'energia elettrica prodotta dall'unità in un'aliquota quantificabile come cogenerativa ed un'altra parte qualificabile come non cogenerativa; anche l'energia associata alla quantità di combustibile utilizzato va suddivisa in due parti.

Una volta quantificate le grandezze fondamentali per il calcolo del PES, si utilizza la seguente formula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{\eta_{H,CHP}}{\eta_{H,rif}} \right) + \left(\frac{\eta_{e,CHP}}{\eta_{e,rif}} \right)} \right) * 100$$

Dove:

- $\eta_{H,CHP}$ è il rendimento termico della produzione mediante cogenerazione;
- $\eta_{e,CHP}$ è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione;
- $\eta_{H,rif}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;
- $\eta_{e,rif}$ è il rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

E' bene notare che nei rendimenti di riferimento per la produzione separata dei diversi vettori energetici è necessario applicare una correzione legata alla zona climatica a cui appartiene l'utenza considerata; i fattori correttivi da applicare sono definiti nella tabella che segue.

Zona climatica	Temperatura media (°C)	Fattore di correzione in punti percentuali
Zona A: Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Piemonte, Friuli-Venezia Giulia, Lombardia, Veneto, Abruzzo, Emilia Romagna, Liguria, Umbria, Marche, Molise, Toscana	11,315	0,369
Zona B: Lazio, Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia	16,043	-0,104

Tabella 3 - Fattori di correzione dei valori di rendimento di riferimento per il calcolo del PES

1.5. Certificati Bianchi per Cogenerazione ad Alto Rendimento

L'Articolo 4 del *DM 5 Settembre 2011* ha decretato che le unità di cogenerazione, a seguito di nuova costruzione o di rifacimento, hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfano i requisiti di CAR, al riconoscimento dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica) di tipologia II, in numero commisurato al risparmio di energia primaria conseguito RISP, espresso in MWh e calcolato come segue:

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

Dove:

- E_{CHP} è l'energia elettrica prodotta dalla cogenerazione nell'anno solare in cui si chiedono i CB;
- H_{CHP} è il calore prodotto dalla cogenerazione nel medesimo anno solare;
- F_{CHP} è l'energia di alimentazione consumata dall'unità di cogenerazione nel medesimo anno solare;
- $\eta_{E,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano, pari a 0.46 ma corretto in funzione della tensione di allacciamento, della quantità di energia esportata verso la rete e della quantità di energia consumata in loco;
- $\eta_{T,RIF}$ è il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano.

Per quanto riguarda $\eta_{T,RIF}$, esso è assunto per convenzione pari a:

- 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico;
- 0,90 nel caso di produzione di acqua calda/vapore.

Qualora si prevedesse di usare il calore utile prodotto in regime cogenerativo in ambedue i modi, è necessario fare la media ponderata dei valori sopra citati.

1.6. La trigenerazione in regime estivo: il ciclo frigorifero ad assorbimento

In un impianto di cogenerazione adibito al solo riscaldamento ambientale, il carico termico nei mesi estivi tende ad annullarsi e pertanto si riduce la convenienza del sistema, sia dal punto di vista energetico che da quello economico. Dunque, se si dovesse sfruttare la cogenerazione solo in inverno, i tempi di ritorno dell'investimento si allungherebbero notevolmente e in molti casi diventerebbero inaccettabili.

Al fine di ovviare a tale problema occorre aumentare il carico termico estivo, andando ad individuare altre tipologie di utenze termiche. La soluzione più interessante è quella che prevede di accoppiare al cogeneratore un gruppo frigorifero ad assorbimento che provveda perciò a soddisfare i fabbisogni di raffrescamento ambientale e/o a produrre acqua refrigerata utilizzata dall'utenza a scopi tecnologici. In questi casi si parla di trigenerazione, perché si ha la produzione contemporanea e combinata di tre forme differenti di energia: elettrica, termica e frigorifera, così come descritto in *Figura 2*, dove è riportato un esempio di bilancio termico di un sistema trigenerativo.

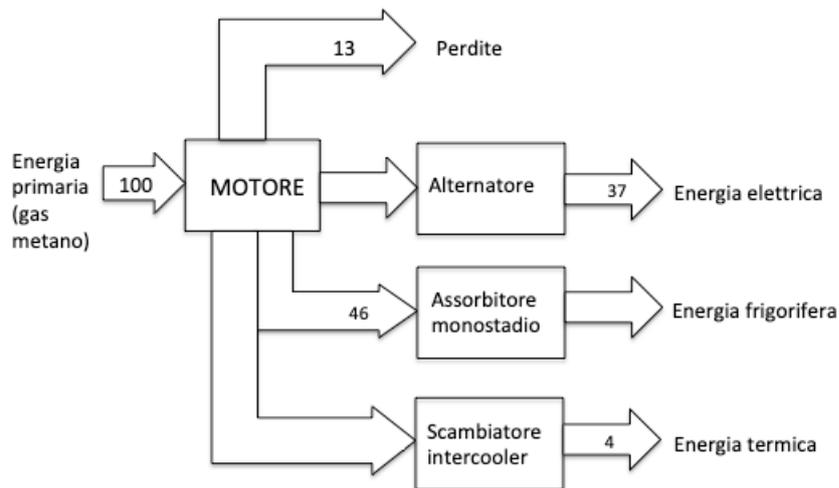


Figura 2 - Esempio di bilancio energetico di un sistema trigenerativo in funzionamento estivo

Quando si parla di macchina ad assorbimento si intende una macchina frigorifera che realizza un ciclo inverso senza bisogno di un compressore, ma bensì sfruttando energia termica. Più nello specifico, la realizzazione del ciclo si deve all'insieme di miscelazione esotermica e separazione endotermica di due fluidi aventi caratteristiche particolari, come di seguito descritto.

Viene riportato di seguito lo schema di un impianto frigorifero ad assorbimento:

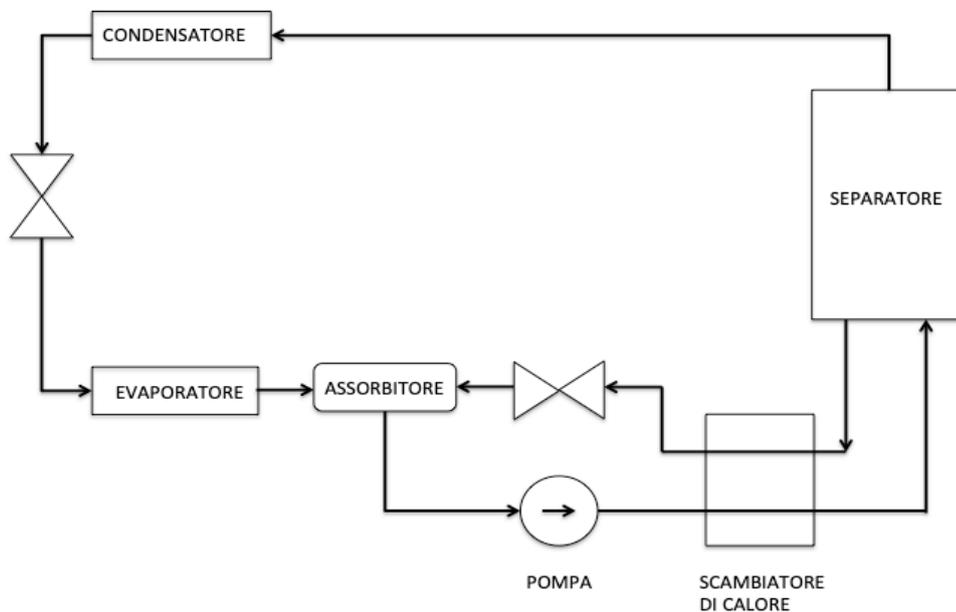


Figura 3 - Schema di un impianto frigorifero ad assorbimento

Nel separatore avviene la separazione endotermica tra fluido frigorifero e solvente per distillazione; il primo viene quindi inviato al condensatore, mentre il solvente, passando attraverso uno scambiatore di calore, torna all'assorbitore. Proprio in quest'ultimo componente si realizza invece la miscelazione esotermica tra il fluido frigorifero ed il solvente.

Sempre con riferimento allo schema dell'impianto, vi è una pompa per la compressione del fluido frigorifero; punto forte della macchina frigorifera ad assorbimento è il fatto che tale pompa comprima un liquido, con conseguente lavoro di compressione trascurabile rispetto ai flussi termici in gioco, il che si traduce in termini energetici ed economici in un consumo di energia elettrica esiguo.

E' bene notare che i cicli frigoriferi ad assorbimento si possono realizzare esclusivamente con due coppie di soluto e solvente; si ricorda che il soluto, o fluido frigorifero, è rappresentato dalla componente più volatile tra le due. Di seguito sono indicate le due coppie soluto-solvente possibili:

SOLUTO (fluido frigorifero)	SOLVENTE
H ₂ O	NH ₃
H ₂ O	LiBr

Tabella 4 - Possibili coppie soluto-solvente per un ciclo frigorifero ad assorbimento

Qualunque sia la coppia soluto-solvente utilizzata per realizzare il ciclo, lo schema dell'impianto rimane quello rappresentato in *Figura 3*.

Gli impianti di trigenerazione analizzati nella presente tesi coinvolgono l'utilizzo di macchine frigorifere ad assorbimento nelle quali il fluido frigorifero è l'acqua ed il solvente è il bromuro di litio. L'utilizzo di un sale come solvente facilita notevolmente il processo di separazione endotermica della soluzione, in quanto acqua e bromuro di litio hanno tensioni di vapore di ordini di grandezza differenti; di conseguenza, nel processo di distillazione, che richiede una potenza termica entrante tale da portare la miscela ad ebollizione, il solvente rimane tutto nella fase liquida e nel vapore vi è solo il fluido frigorifero. Il calore necessario a far avvenire la distillazione è fornito nella presente Tesi da acqua calda prodotta nell'impianto cogenerativo grazie al recupero termico del calore reso disponibile dal motore stesso e dai gas di scarico da esso prodotti.

2. Cogenerazione con motori a combustione interna

2.1. *Funzionamento di un impianto di cogenerazione o trigenerazione con motore a combustione interna*

I componenti principali di un impianto di cogenerazione con MCI sono i seguenti:

1. Un motore per la conversione dell'energia del combustibile in energia meccanica;
2. Un generatore elettrico che trasforma l'energia meccanica prodotta dal motore in energia elettrica;
3. Degli scambiatori di calore per recuperare il calore disperso dal processo di combustione del combustibile e metterlo a disposizione dell'utenza sotto forma di calore;
4. Un sistema elettronico di regolazione e controllo.

Se ci si pone l'obiettivo di fornire all'utenza anche energia frigorifera, sotto forma solitamente di acqua refrigerata, allora si rende necessaria l'aggiunta di macchine frigorifere ad assorbimento; si può quindi parlare di trigenerazione solo nel caso in cui siano presenti nell'impianto oltre ai tre componenti sopra citati anche uno o più frigoriferi ad assorbimento.

I motori a combustione interna usati a scopi cogenerativi possono essere a ciclo Otto o Diesel; in entrambi i casi, comunque, il calore disponibile per il recupero termico viene fornito in maggiore parte dai fumi di scarico e dal liquido di raffreddamento del corpo motore. Il principio di funzionamento dei motori endotermici è molto semplice: a partire dalla combustione di combustibili fossili, essi convertono l'energia chimica del combustibile in energia meccanica e quindi in energia elettrica per mezzo di generatori elettrici. Dal tentativo di recuperare efficacemente i reflui termici che vengono necessariamente prodotti da un impianto a motore termico, e che in caso contrario andrebbero dispersi nell'atmosfera, nascono, come già detto nei paragrafi precedenti, la cogenerazione e la trigenerazione. A parità di combustibile consumato, e dunque di energia in ingresso al sistema, il risultato è una maggiore produzione di energia utile, poiché si forniscono all'utenza in modo simultaneo e combinato sia energia elettrica che energia termica e/o frigorifera, raggiungendo dei livelli di rendimento globale o di primo principio (rapporto tra la somma della potenza elettrica prodotta della potenza termica recuperata e la potenza introdotta) che nei casi migliori sfiorano l'85%. Pur non essendo una tecnologia alternativa alle fonti di combustibile fossile, quindi, un sistema di cogenerazione/trigenerazione con motore a combustione interna si propone tuttavia di sfruttarle in modo più efficace. Sebbene i livelli di emissioni di inquinanti siano più elevati rispetto ad altre tecnologie, è bene comunque sottolineare come nel caso di motori a combustione interna alimentati a gas naturale come quelli studiati nella presente Tesi i livelli di inquinanti prodotti (principalmente monossido di carbonio CO, idrocarburi incombusti HC e ossidi di azoto NO_x) raggiungono valori molto contenuti rispetto ai motori alimentati a diesel o benzina, grazie alle ottime caratteristiche del metano.

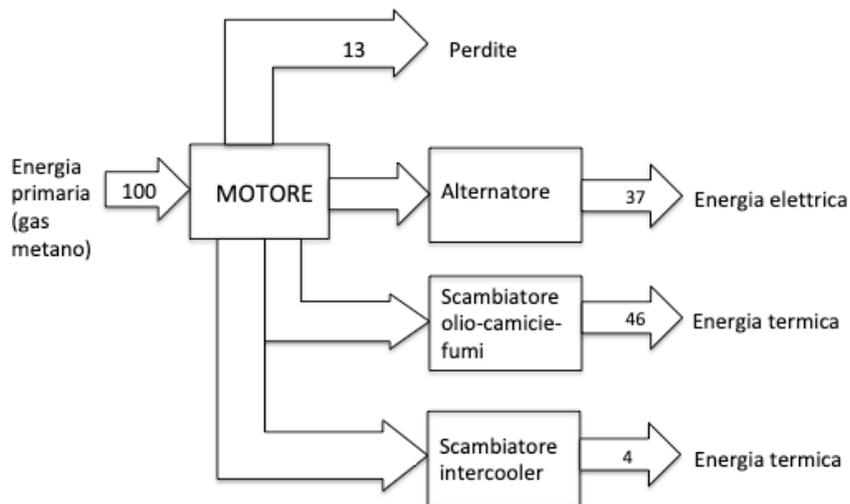


Figura 4 - Esempio di bilancio energetico di un impianto cogenerativo

Come rappresentato in *Figura 4*, l'obiettivo fondamentale di un'unità di cogenerazione è quello di recuperare nella misura più elevata possibile, sia in termini di quantità, sia in termini di qualità, la consistente quota di calore prodotta dagli scarichi del motore, che dovrebbe comunque essere smaltita. E' quindi di fondamentale importanza comprendere in quali modi e con quali criteri sia possibile effettuare il recupero di tali quantità di calore.

Nel caso specifico dei motori a combustione interna, il calore viene di norma recuperato a diversi livelli di temperatura e senza bisogno di apportare alcuna modifica al ciclo termodinamico. In *Figura 5* sono rappresentati tutti i possibili modi di recupero del calore prodotto da un motore per produzione di energia termica:

- Dal raffreddamento dell'intercooler;
- Dal raffreddamento dell'olio motore;
- Dal raffreddamento del corpo motore (camicie);
- Dal raffreddamento dei gas di scarico.

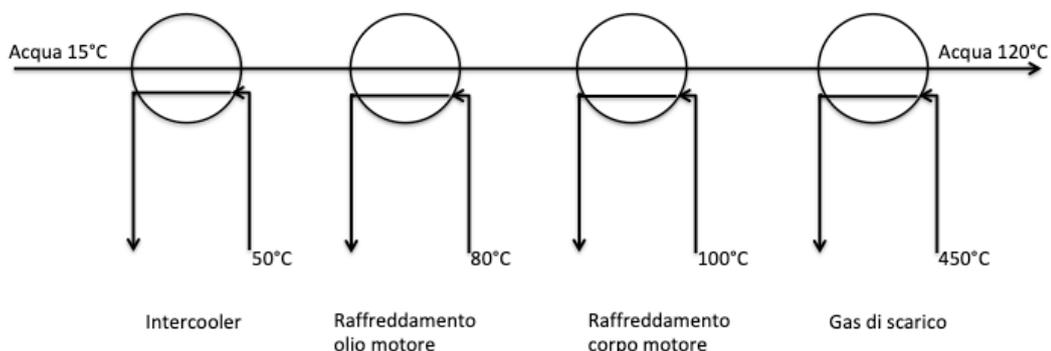


Figura 5 - Schema di un circuito di recupero termico da un motore a combustione interna (Fonte: Enea)

Sebbene in *Figura 5* il fluido riscaldato a discapito del calore prodotto dal motore cogenerativo sia soltanto uno, e nel caso specifico si tratta di acqua che da 15°C viene portata alla temperatura di 120°C, si può ovviamente pensare di predisporre diversi scambiatori di calore al fine di riscaldare più vettori. Ad esempio, si potrebbe pensare di utilizzare il calore disponibile dall'intercooler, dal circuito di raffreddamento dell'olio motore e dal circuito di raffreddamento del corpo motore per la produzione di acqua calda a 80-90°C circa, mentre il recupero termico

dei gas di scarico si potrebbe prestare alla produzione di acqua surriscaldata ad una temperatura di 120°C circa.

2.2. Livelli termici di recupero calore di un motore a combustione interna

I livelli termici a cui è possibile effettuare il recupero del calore da un motore endotermico a combustione interna risultano essere tre: alta, media e bassa temperatura.

Il livello ad alta temperatura sfrutta i fumi di scarico del motore cogenerativo che escono ad una temperatura di circa 450÷500°C e possono essere raffreddati fino a circa 120°C in tre modi diversi, come descritto di seguito:

1. Direttamente, ovvero senza cedere calore a un fluido termovettore; questo sistema è utilizzato nei processi di essiccazione (scambiando calore con l'aria o direttamente con il materiale da essiccare), oppure in alcuni gruppi frigoriferi ad assorbimento a doppio effetto, in grado di accettare direttamente i fumi di scarico come vettore dell'energia termica;
2. In un apposito scambiatore denominato "caldaia a recupero" per produrre vapore da inviare all'impianto o a gruppi ad assorbimento a doppio effetto;
3. In serie ad altre fonti di recupero del motore a media temperatura e in particolare al raffreddamento delle camicie dei cilindri, oppure in un apposito scambiatore, per la produzione di acqua surriscaldata a circa 120°C.

Il livello a media temperatura è sempre rappresentato dal recupero di calore connesso con il raffreddamento dell'olio del motore e successivamente delle camicie dei pistoni, a cui è possibile collegare, sempre in serie, anche il recupero sui gas di scarico.

Il livello a bassa temperatura è presente solamente nel caso di motori turbo, i quali prevedono un preraffreddamento dell'aria in ingresso al fine di aumentarne la densità. Dal recupero di questo calore è possibile raggiungere temperature massime di circa 43÷45°C.

Lo sfruttamento del livello a bassa temperatura può essere effettuato in tre modi diversi, come descritto di seguito:

1. In serie agli altri recuperi, se il salto termico dell'impianto è sufficientemente elevato. Questo schema, che è in generale poco utilizzato, si può adottare solamente negli impianti di cogenerazione nel funzionamento invernale, ma non nella trigenerazione estiva, a causa del livello troppo basso dell'acqua in entrata al motore (massimo 40°C), non compatibile con un gruppo frigorifero ad assorbimento.
2. In parallelo agli altri recuperi di calore, qualora si possa sfruttare tale energia termica in impianti funzionanti a bassa entalpia, quali ad esempio: impianti di riscaldamento con terminali a bassa temperatura, preriscaldamento dell'acqua sanitaria, preriscaldamento dell'aria esterna di rinnovo, ecc.
3. Mediante l'utilizzo di pompe di calore acqua/acqua in grado di elevare il livello termico del recupero da 43÷45°C fino a quello necessario alle utenze a media temperatura. Si possono sfruttare dei normali gruppi frigoriferi a pompa di calore acqua/acqua a R134a e il COP raggiungibile è tanto maggiore quanto più bassa è la

temperatura dell'impianto a media temperatura. E' pertanto conveniente mettere le pompe di calore in derivazione a monte dello scambiatore a media temperatura.

2.3. Vantaggi e svantaggi dell'utilizzo di motori a combustione interna

I motori endotermici rappresentano ad oggi la tecnologia più utilizzata e diffusa come alimentazione di impianti di cogenerazione e trigenerazione, grazie a molteplici vantaggi che ne caratterizzano l'utilizzo e che sono i seguenti:

- Elevata efficienza elettrica (35%÷45% circa), anche a carichi parziali, ma il cui valore effettivo è fortemente influenzato dalla taglia del motore;
- Rendimento complessivo che si aggira attorno al 75%÷80%, variabile anch'esso in funzione della taglia del motore;
- Vasta gamma di taglie disponibili sul mercato;
- Costo d'investimento relativamente contenuto se paragonato ad altre tecnologie, soprattutto alle meno mature;
- Nessun problema in caso di funzionamento intermittente.

Dall'altro lato, gli svantaggi associati all'utilizzo di motori a combustione interna all'interno di impianti di cogenerazione/trigenerazione sono:

- Possibilità di raffreddare i fumi solo fino ad una certa temperatura al fine di evitare problemi di corrosione sugli scambiatori, pregiudicandone la quantità di energia termica recuperabile;
- Costi di manutenzione non indifferenti;
- Emissioni di inquinanti atmosferici (quali CO, NO_x..) non trascurabili.

3. Caso studio a Orbassano

3.1. Informazioni generali sul Sito

Il primo Sito preso in considerazione ai fini della stesura della presente Tesi è uno stabilimento industriale situato ad Orbassano, in provincia di Torino.

All'interno dello Stabilimento di Orbassano sono ad oggi presenti quattro centrali termiche e tre poli freddi per soddisfare i fabbisogni di energia termica e frigorifera dell'utenza. Tra questi, tuttavia, solo in prossimità della centrale termica denominata "Centrale Termica EST" e del polo freddo "Polo Freddo EST", a seguito di un sopralluogo effettuato, è stata trovata la possibilità di poter effettivamente collocare tutti i componenti dell'impianto oggetto di studio.

La Centrale Termica EST ed il Polo Freddo EST, come descritto in modo più dettagliato nei paragrafi successivi, sono attualmente adibiti, oltre che al riscaldamento e raffrescamento ambientale degli edifici da essi asserviti, anche alla produzione di vettori energetici destinati ad uso tecnologico. Pertanto, trattandosi di uno studio di fattibilità economica di un impianto di piccola trigenerazione, la cui potenza termica producibile perciò coprirà solamente una parte minima del fabbisogno dell'utenza, si è scelto di aggredire i vettori termici destinati ad uso tecnologico. In particolare, richiedendo lo stabilimento acqua surriscaldata (di seguito denominata ASH) ed acqua refrigerata (AR) durante tutto l'anno, la scelta di dare priorità al loro soddisfacimento permette di ottimizzare il recupero termico che l'intervento si propone di realizzare.

3.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo freddo

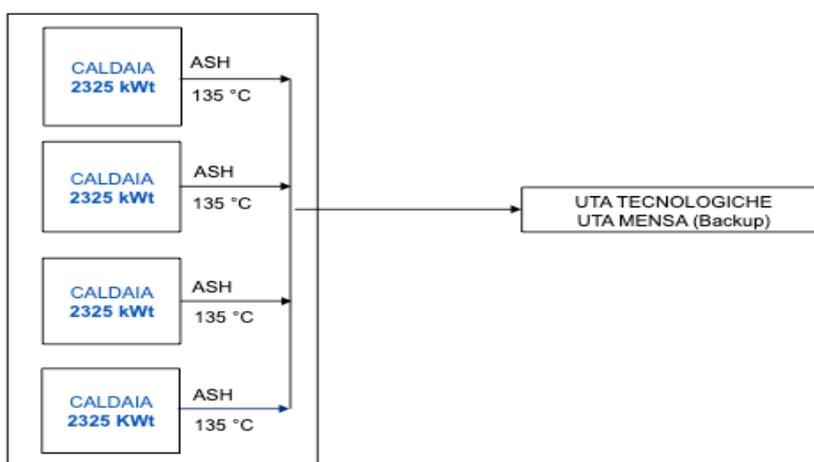


Figura 6 – Situazione attuale della Centrale Termica – Orbassano

Come visibile in *Figura 6*, nella Centrale Termica presa in considerazione sono attualmente presenti quattro caldaie di pari potenza termica (2325 kWt) a servizio delle batterie di termoventilazione di interesse per l'applicazione dell'impianto trigenerativo in studio. Le caldaie presenti in Centrale Termica sono connesse anche alle Unità di Trattamento Aria della mensa ma svolgono un ruolo di backup, ovvero intervengono solamente in caso di necessità, mentre, insieme ad altre caldaie non presenti nella figura sopra, durante il periodo di riscaldamento invernale esse vengono utilizzate anche per sopperire ai fabbisogni di energia termica dello stabilimento, giustificandone così la potenza la quale altrimenti risulterebbe essere troppo elevata per sopperire unicamente al carico tecnologico. Come accennato nel

paragrafo precedente, in totale nel sito di Orbassano sono ad oggi presenti ben 12 generatori di calore che forniscono energia termica per il riscaldamento invernale degli uffici e per le UTA della mensa; tuttavia sono state rappresentate in *Figura 6* solo quelle della Centrale Termica EST essendo le uniche che risulteranno modificate nel loro assetto attuale dall'impianto di trigenerazione in studio.

Di seguito viene riportato il normale funzionamento delle caldaie della Centrale Termica EST; come si evince dall'assetto estivo, soltanto una di queste è adibita al soddisfacimento del fabbisogno di acqua surriscaldata richiesta dall'utenza tecnologica.

ASSETTO ATTUALE CALDAIE CONSIDERATE – ORBASSANO	
Inverno	3 caldaie attive
Mezze Stagioni	2 caldaie attive
Estate	1 caldaia attiva

Tabella 5- Assetto attuale delle caldaie prese in considerazione - Orbassano

Per quanto concerne il carico frigorifero, attualmente il Polo Freddo EST consta di tre gruppi frigoriferi adibiti alla produzione di acqua refrigerata ad uso tecnologico, all'asservimento dell'UTA mensa in caso di bisogno e al raffrescamento estivo di alcuni edifici dello Stabilimento.

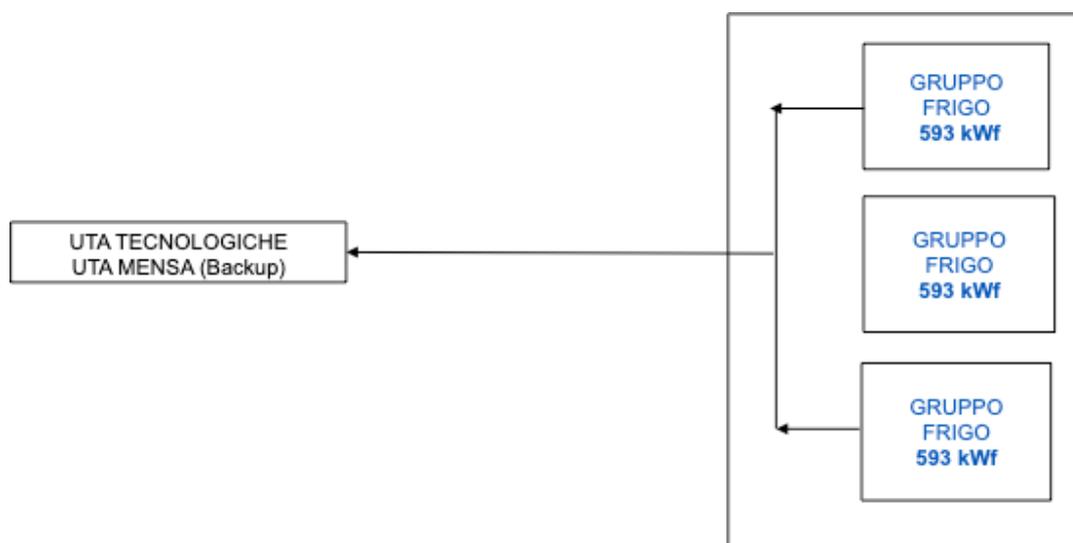


Figura 7 - Situazione attuale del Polo Freddo - Orbassano

Viene riportato di seguito, in forma tabellare, l'assetto odierno di funzionamento dei gruppi frigoriferi riferitoci dal personale dello Stabilimento: come si può notare, soltanto due macchine frigorifere delle tre presenti nel Polo Freddo EST sono adibite alla produzione di AR tecnologica, mentre la terza viene usata solamente nel periodo estivo per sopperire al fabbisogno di raffrescamento ambientale degli edifici.

ASSETTO ATTUALE GRUPPI FRIGO CONSIDERATI – ORBASSANO	
Inverno	1/2 gruppi frigo attivi
Estate	3 gruppi frigo attivi

Tabella 6 - Assetto attuale dei gruppi frigoriferi presi in considerazione - Orbassano

3.3. Analisi dei consumi di Centrale Termica e Polo Freddo

I vettori termici aggrediti dall'intervento in studio sono riassunti in *Tabella 7*, in cui sono state indicate le temperature richieste dall'utenza e le temperature di ritorno dei vettori, utili per dimensionare gli scambiatori di calore per il recupero dei reflui termici del motore in assetto cogenerativo.

VETTORI TERMICI AGGREDITI		
Vettore	T mandata (°C)	T ritorno (°C)
ASH ad uso tecnologico	100	80
AR ad uso tecnologico	7	12

Tabella 7 - Vettori termici aggrediti, relative temperature di mandata e ritorno - Orbassano

Le ipotesi usate per la simulazione degli andamenti delle curve di carico sono di seguito riportate in forma tabellare; la loro attuazione sarà poi descritta con un grado maggiore di precisione nei paragrafi successivi. Tutte le assunzioni fatte sono state concordate in collaborazione con il personale dello Stabilimento oggetto di studio.

Ipotesi per il funzionamento	
ASH per uso tecnologico	Si è assunto che nei mesi estivi (Giugno, Luglio, Agosto e Settembre) le caldaie siano adibite unicamente alla produzione dell'energia termica richiesta dalle UTA ad uso tecnologico considerate
	Per la determinazione dei consumi dei mesi estivi (Giugno, Luglio, Agosto e Settembre) è stata fatta una media sui dati degli anni 2016-2017-2018.
	Per la determinazione dei consumi dei mesi invernali è stata fatta una media dei consumi dei mesi estivi già proporzionati
AR per uso tecnologico	Si è assunto che in tutti i mesi ad eccezione di Giugno, Luglio, Agosto e Settembre il Polo Freddo sopperisca unicamente al fabbisogno di energia frigorifera ad uso tecnologico che l'utenza richiede
	Nei mesi "invernali" (tolti Giugno, Luglio, Agosto e Settembre) è stata fatta una media sui dati degli anni 2016-2017-2018.
	Nei mesi estivi sopra citati è stata fatta una media dei consumi dei mesi invernali già proporzionati
EE	Ci si è basati sui rilievi delle letture elettriche mensili forniti dal Sito

Tabella 8 - Lista delle ipotesi fatte per determinare le curve di carico - Orbassano

Infine, si riportano le assunzioni utilizzate per l'azzeramento dei carichi termici durante i periodi di chiusura dello stabilimento industriale oggetto di studio, le quali sono state fatte in accordo con l'Unità Operativa del Sito.

Ipotesi per le chiusure	
Chiusure	1 Gennaio 2018 - 7 Gennaio 2018
	12 Agosto 2018 - 19 Agosto 2018
	22 Dicembre 2018 - 31 Dicembre 2018
	Spegnimento tutte le settimane al sabato dopo le 15 e tutta la domenica

Tabella 9 - Ipotesi considerate per le chiusure dello stabilimento - Orbassano

3.4. Andamento del carico termico

Al fine di ricavare i consumi di acqua surriscaldata destinata al soddisfacimento del fabbisogno richiesto dall'utenza ad uso tecnologico, lo Stabilimento di Orbassano ha fornito i rilievi mensili delle letture del contatore termico destinato alla contabilizzazione dell'energia termica prodotta dalla Centrale Termica relativi agli anni 2016-2017-2018. Poiché però, come già detto, la stessa centrale termica è utilizzata anche per il riscaldamento ambientale degli uffici nel periodo invernale, solamente nei mesi estivi di Giugno, Luglio, Agosto e Settembre i rilievi effettuati coincidono con l'effettiva richiesta di acqua surriscaldata ad uso tecnologico. Per tali mesi è stata perciò fatta una media tra i consumi mensili del 2016-2017-2018; la media dei risultati ottenuti è stata invece supposta essere la quota di energia termica richiesta dall'utenza tecnologica durante i restanti mesi dell'anno, tenendo conto della chiusura estiva dello stabilimento nel mese di agosto. In *Tabella 10* sono riportati i valori mensili di consumo di acqua surriscaldata ad uso tecnologico così trovati.

MESE	kWh _t consumati
Gennaio 2018	108.605
Febbraio 2018	108.605
Marzo 2018	108.605
Aprile 2018	108.605
Maggio 2018	108.605
Giugno 2018	149.033
Luglio 2018	97.441
Agosto 2018	56.101
Settembre 2018	131.843
Ottobre 2018	108.605
Novembre 2018	108.605
Dicembre 2018	108.605
TOTALE	1.303.258

Tabella 10 - Consumi mensili di ASH ad uso tecnologico - Orbassano

E' stato quindi riprodotto, sempre previo consulto con l'Unità Operativa, un andamento orario dei consumi, visibile nelle figure successive, fermo restando le ipotesi riportate in *Tabella 9*.

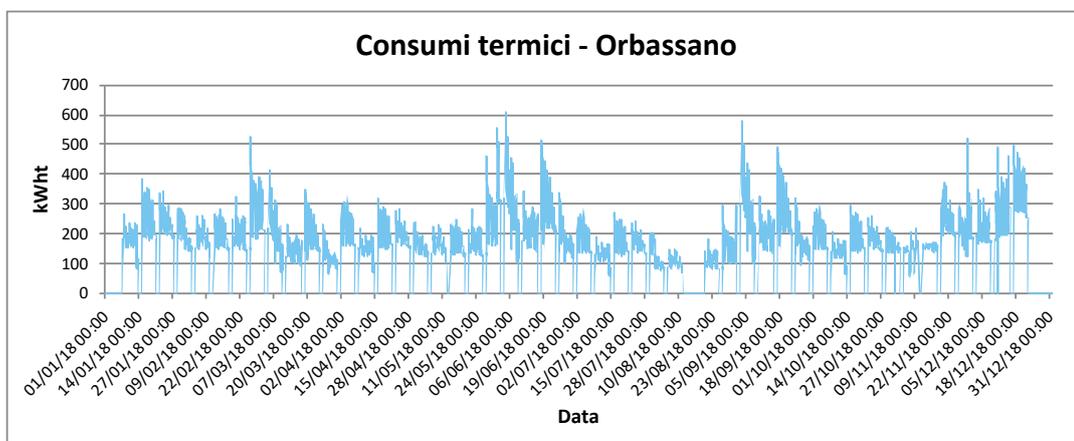


Figura 8 - Andamento orario del carico termico - Orbassano

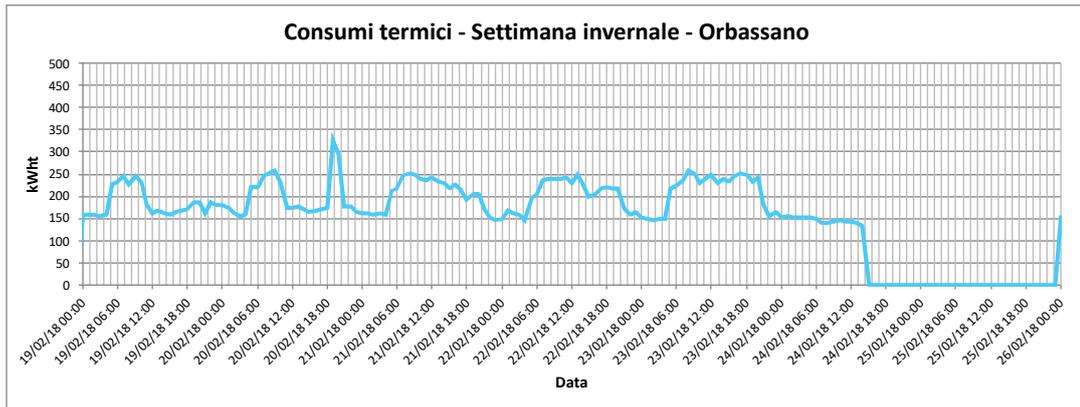


Figura 9 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale – Orbassano

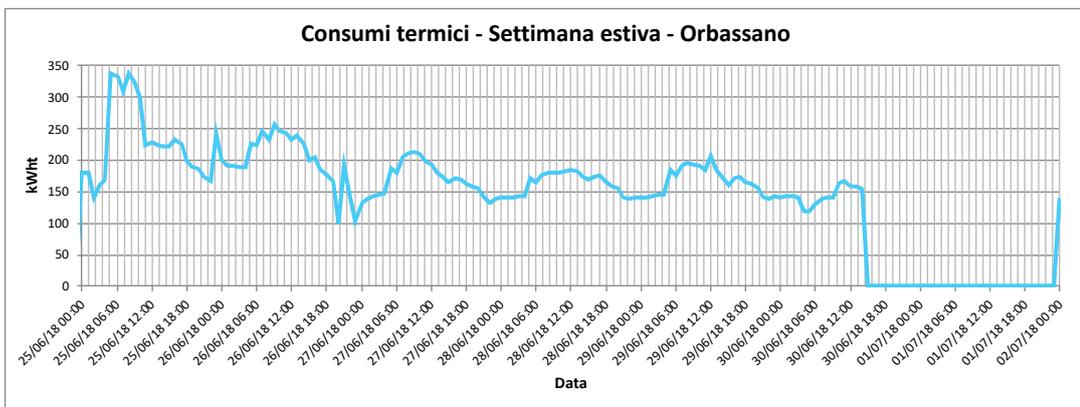


Figura 10 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana estiva – Orbassano

3.5. Andamento del carico frigorifero

Analogamente a quanto fatto per la determinazione del carico termico, anche per determinare i kWh_f orari consumati dal Polo Freddo EST nell'assetto attuale si è partiti dalle letture dei contatori fornitici dai responsabili dell'Unità Operativa, disponibili sotto forma di consumi elettrici totali mensili e dunque da riproporzionare nel corso dei mesi imponendone un andamento che rispecchi le effettive richieste orarie da parte dell'utenza. Partendo dai consumi elettrici mensili del PF, si è seguito un ragionamento analogo a quello descritto nel paragrafo precedente: poiché durante il periodo estivo alla richiesta di acqua refrigerata per uso tecnologico va sommata una quota di acqua refrigerata destinata al raffrescamento ambientale, e volendo noi analizzare solo i consumi di energia frigorifera relativi alle unità di termoventilazione, sono stati considerati come veritieri solamente i dati fornitici per i mesi di Gennaio, Febbraio, Marzo, Aprile, Maggio, Ottobre, Novembre e Dicembre. Si è quindi fatta una media dei valori registrati in tali mesi negli anni 2016-2017-2018 che si è ritenuta poter essere attendibile come consumo mensile di energia frigorifera nei mesi estivi. La media dei valori così ottenuti durante questi mesi è quindi stata considerata essere il consumo di energia elettrica in alimentazione al Polo Freddo nei restanti mesi dell'anno. Di seguito viene riportata la tabella riassuntiva dei consumi mensili di energia elettrica consumati dai gruppi frigoriferi attualmente presenti nel Polo Freddo.

MESE	kWhe consumati
Gennaio 2018	179.923
Febbraio 2018	193.584
Marzo 2018	188.803
Aprile 2018	147.293
Maggio 2018	143.232
Giugno 2018	163.312
Luglio 2018	163.312
Agosto 2018	163.312
Settembre 2018	163.312
Ottobre 2018	172.080
Novembre 2018	122.698
Dicembre 2018	158.880
TOTALE	1.959.739

Tabella 11 - Consumi elettrici mensili del Polo Freddo – Orbassano

Al fine di dimensionare correttamente l'impianto di trigenerazione in studio, tuttavia, non è importante la quantità di energia elettrica spesa per alimentare i gruppi frigoriferi attualmente adibiti al soddisfacimento della richiesta di energia frigorifera; al contrario, occorre conoscere l'energia frigorifera effettivamente prodotta da essi ed inviata all'utenza. Di conseguenza, è perciò necessario considerare il COP (Coefficient of Performance) della macchina frigorifera:

$$COP = \frac{\text{Energia frigorifera prodotta}}{\text{Energia elettrica consumata}}$$

Da cui

$$\text{Energia frigorifera prodotta} = COP * \text{Energia elettrica consumata}$$

Al fine di essere cautelativi, poiché non si era a conoscenza del reale COP dei gruppi frigo presenti nel Polo Freddo nell'assetto attuale, è stato posto un COP pari a 3. Questo perché in generale un chiller che produce acqua refrigerata alle temperature di mandata e ritorno rispettivamente di 7 e 12°C ed è raffreddato ad acqua ha un COP pari a 3,3. Triplicando perciò i consumi elettrici precedentemente individuati si è ottenuta l'energia frigorifera per utilizzo tecnologico richiesta dall'utenza durante tutto il corso dell'anno, come riportato di seguito.

MESE	kWhf consumati
Gennaio 2018	539.769
Febbraio 2018	580.752
Marzo 2018	566.409
Aprile 2018	441.879
Maggio 2018	429.696
Giugno 2018	489.936
Luglio 2018	489.936
Agosto 2018	489.936
Settembre 2018	489.936
Ottobre 2018	516.240
Novembre 2018	368.094
Dicembre 2018	476.640
TOTALE	5.879.223

Tabella 12 - Consumi frigoriferi mensili del Polo Freddo - Orbassano

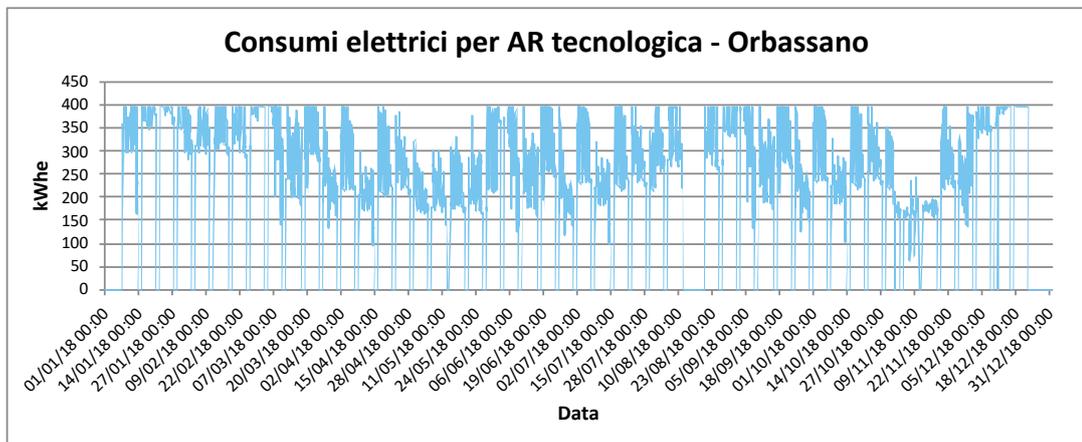


Figura 11 - Andamento orario del carico elettrico del PF per la produzione di AR ad uso tecnologico - Orbassano

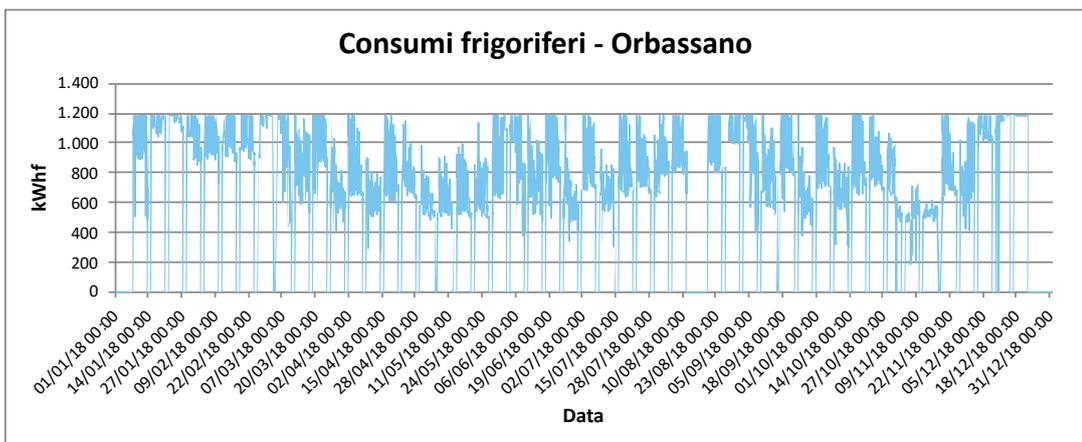


Figura 12 - Andamento orario del carico frigorifero - Orbassano

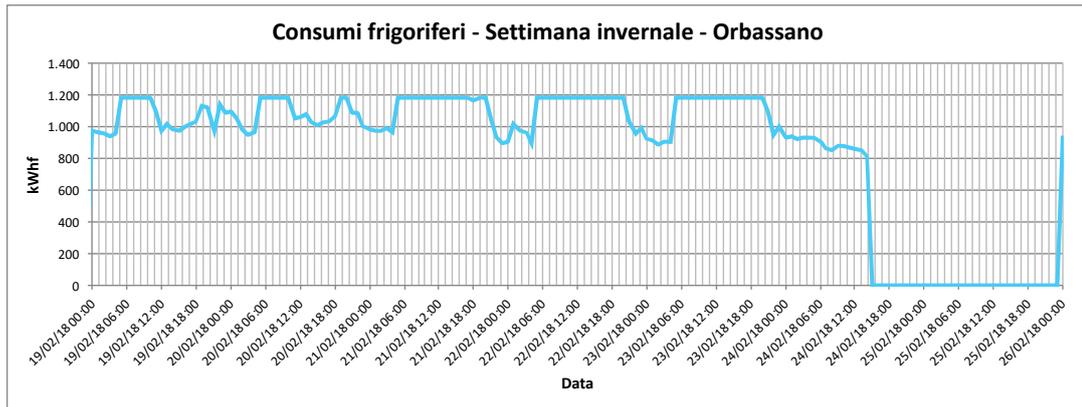


Figura 13 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana invernale – Orbassano

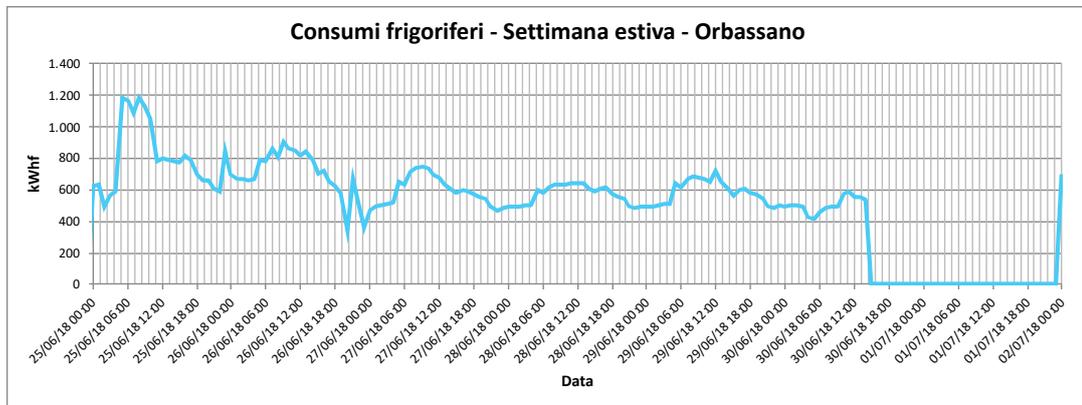


Figura 14 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva – Orbassano

3.6. Andamento del carico elettrico

Infine, tramite le letture mensili dei consumi elettrici di tutto lo Stabilimento, è stato supposto anche per il carico elettrico un andamento giornaliero di tali consumi tale per cui il totale mensile risultasse pari a quello effettivamente rilevato dal Sito, sempre in accordo con l'Unità Operativa. Differentemente da quanto assunto per i vettori termici, tuttavia, nel caso dell'energia elettrica non si sono azzerati i consumi durante i weekend, ma si è semplicemente supposto che durante la sera ed i fine settimana la richiesta fosse di entità minore rispetto ai giorni feriali. La tabella sottostante riporta i valori mensili dei consumi di energia elettrica; di seguito invece sono raffigurati gli andamenti annuali e settimanali del carico elettrico dell'intero stabilimento.

MESE	kWh _e consumati
Gennaio 2018	888.060
Febbraio 2018	891.316
Marzo 2018	1.017.622
Aprile 2018	862.248
Maggio 2018	990.877
Giugno 2018	988.840
Luglio 2018	1.040.860
Agosto 2018	715.307
Settembre 2018	898.124
Ottobre 2018	982.969
Novembre 2018	947.366
Dicembre 2018	807.897
TOTALE	11.031.488

Tabella 4 - Consumi elettrici mensili dello stabilimento - Orbassano

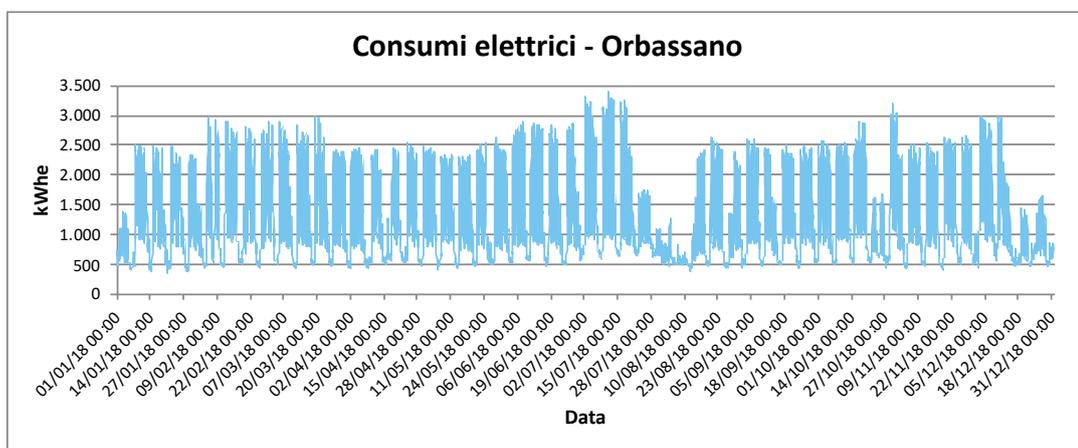


Figura 15 - Andamento orario del carico elettrico - Orbassano

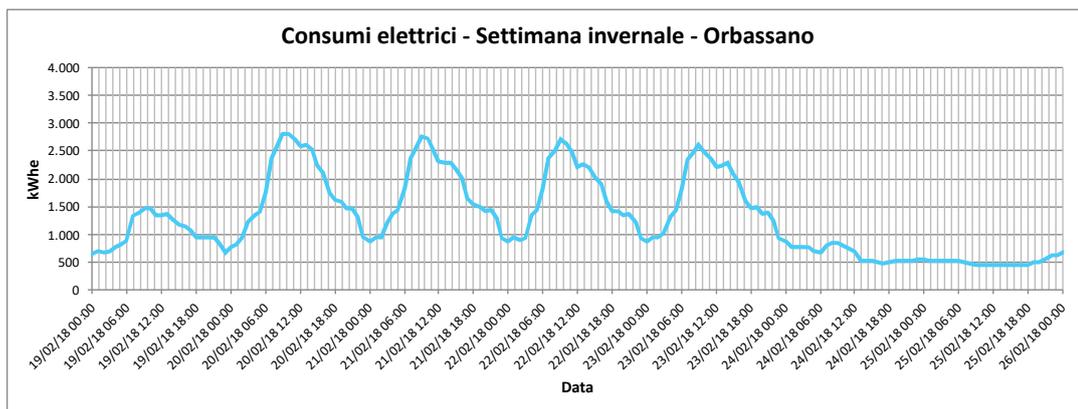


Figura 16 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Orbassano

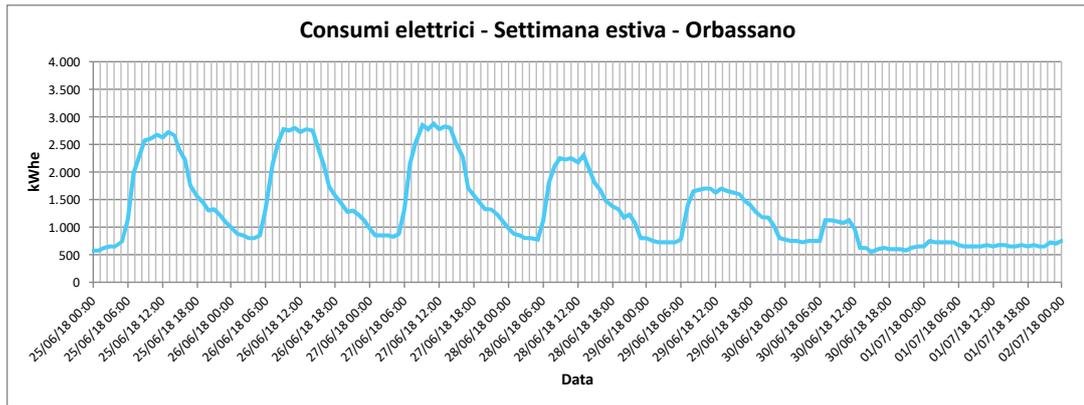


Figura 17 – Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva – Orbassano

3.7. Andamento delle cumulate

Una volta ricavati i consumi di energia termica, frigorifera ed elettrica del sito di interesse per la simulazione di fattibilità tecnico-economica del nostro impianto di trigenerazione, si possono facilmente ricavarne le cumulate. Per il calcolo dell'energia termica sotto forma di acqua calda (AC) necessaria a soddisfare il fabbisogno frigorifero per la produzione di acqua refrigerata (AR) richiesta dall'impianto, è stato considerato un rendimento dell'assorbitore pari a 0,7.

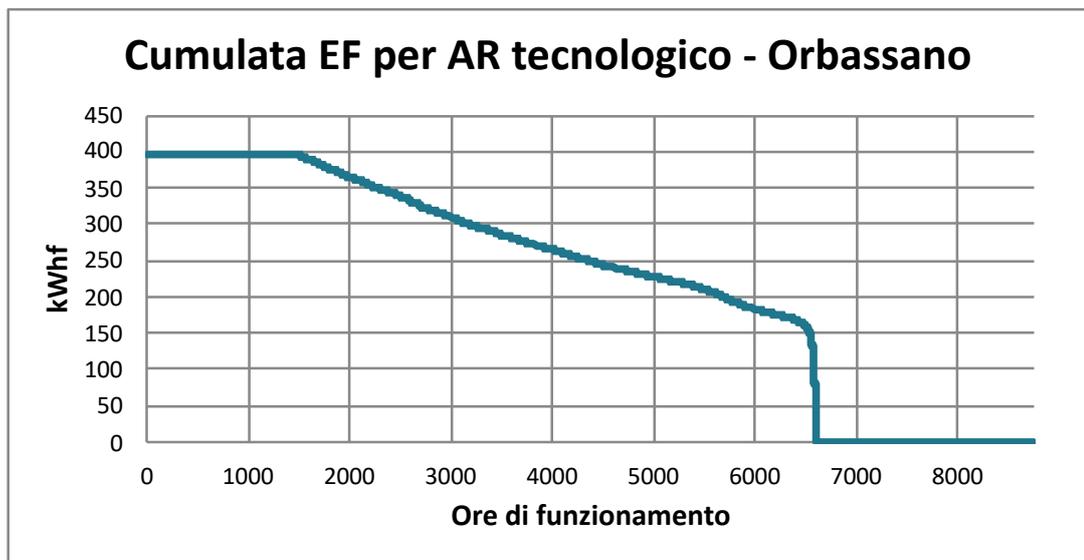


Figura 18 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per AR ad uso tecnologico – Orbassano

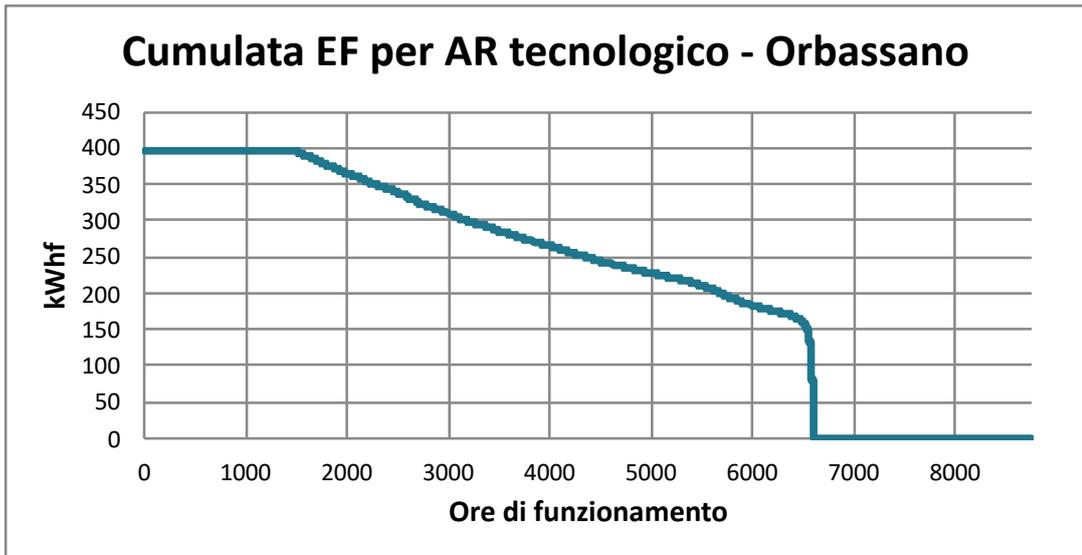


Figura 19 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per AR ad uso tecnologico - Orbassano

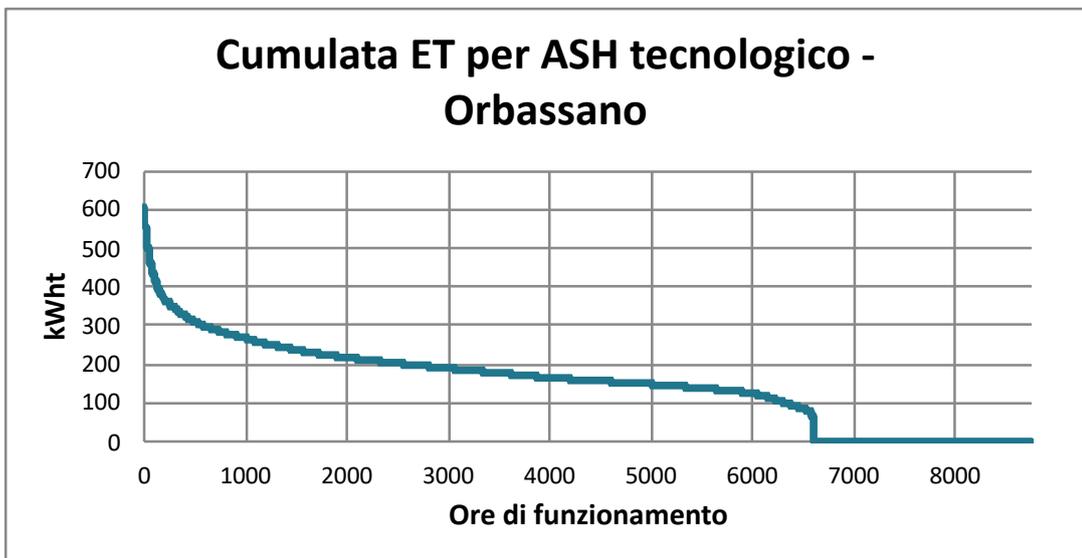


Figura 20 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per ASH ad uso tecnologico - Orbassano

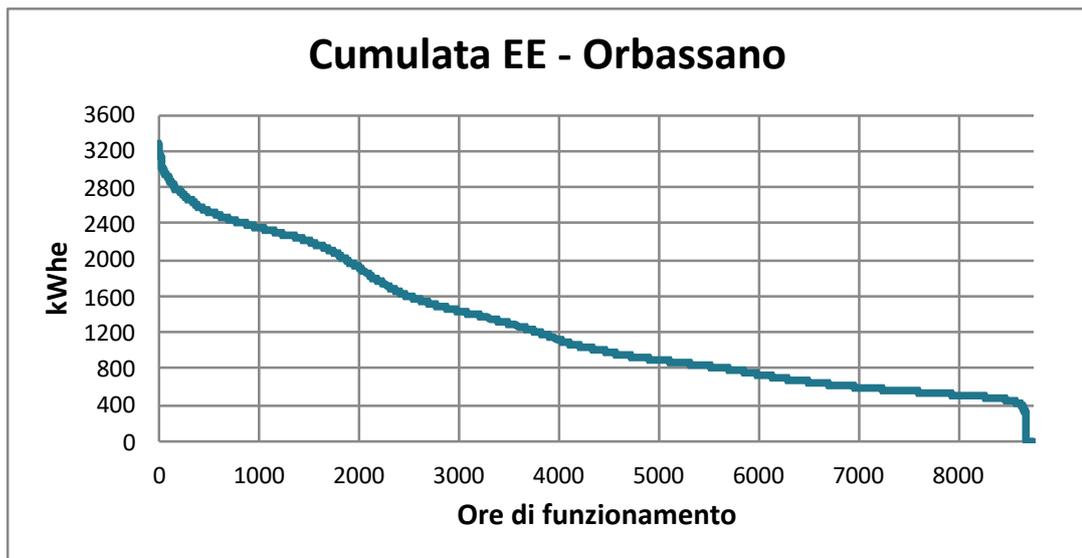


Figura 21 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica - Orbassano

3.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione

Un fattore importante da considerare nella progettazione di un impianto di trigenerazione riguarda gli spazi a disposizione per il collocamento di cogeneratore, assorbitore ed un'eventuale torre evaporativa, che oltre ad essere di notevoli dimensioni (dimensioni che aumentano ulteriormente se, come in questo caso, si prevede un posizionamento esterno a causa della non disponibilità di spazi chiusi) hanno anche un peso non indifferente. Per la scelta del posizionamento dei componenti, sebbene sia dimensioni che peso possano variare a seconda dei fornitori, cautelativamente sono stati considerati come valori affidabili per una valutazione preliminare i seguenti:

- Assorbitore: 10 x 2,4 metri circa di ingombro; 11700 kg circa di peso;
- Cogeneratore: 9 x 3 metri circa di ingombro; 7000 kg circa di peso;
- Torre evaporativa: 3,5 x 2,5 metri circa di ingombro; 1220 kg circa di peso.

Per il posizionamento dell'intervento oggetto di studio sono state inizialmente prese in considerazione due diverse soluzioni, poi sottoposte ad un'analisi economica per determinarne il rispettivo costo d'investimento. La prima presuppone il collocamento dell'assorbitore, dotato di apposito container poiché posizionato in esterno, in prossimità delle torri evaporative attualmente presenti nel Sito, mentre il cogeneratore, compreso anch'esso del container verrebbe posizionato nell'attuale parco rifiuti retrostante la Centrale Termica; per entrambi va tenuta in considerazione nella determinazione del costo di investimento la necessità di costruire appositi basamenti atti a supportarne il peso. La seconda soluzione analizzata in questa fase preliminare, invece, pur prefiggendosi anch'essa di installare il cogeneratore all'interno dell'area adibita a parco rifiuti, prevede l'installazione dell'assorbitore, sempre all'interno di un apposito container, sopra all'attuale locale denominato "gruppo elettrogeno/spogliatoio", situato in prossimità della Centrale Termica. Questo secondo caso prevede ovviamente la costruzione di una struttura di sostegno ad hoc; pertanto, come si può facilmente intuire, oltre ad una maggiore complessità della realizzazione dell'intervento, anche i costi d'investimento per la realizzazione di questa soluzione sono nettamente maggiori rispetto alla prima. Di conseguenza, si è scelto di proseguire la valutazione di fattibilità dell'intervento preferendo la prima soluzione rispetto alla seconda; nei paragrafi successivi, perciò, quando si parlerà di costi

relativi alla realizzazione dell'impianto di trigenerazione, ci si riferirà al primo posizionamento individuato all'interno del presente paragrafo.

Sebbene la parte di analisi economica verrà sviluppata nel dettaglio più avanti nello svolgimento del presente elaborato, si riportano di seguito sinteticamente i costi di realizzazione delle due soluzioni descritte sopra, da cui la decisione di procedere con la soluzione che prevede l'assorbitore collocato in prossimità delle torri evaporative. Per la descrizione dei costi compresi da ciascuna delle voci della tabella sottostante si rimanda al paragrafo "Costi di realizzazione degli impianti".

	SOLUZIONE 1	SOLUZIONE 2
Apparecchiature	520.765,00 €	520.765,00 €
Interconnessioni	185.579,46 €	172.784,38 €
<i>Impianti meccanici</i>	114.812,59 €	102.017,51 €
<i>Impianti elettrici</i>	65.766,87 €	65.766,87 €
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	5.000,00 €	5.000,00€
Altre attività	21.400,00 €	46.300,00 €
Progettazione	44.711,38 €	44.711,38 €
Gestione cantiere ed oneri per la sicurezza	43.612,85 €	43.612,85 €
TOTALE	816.067,69 €	828.173,61 €

Tabella 13 - Confronto economico tra le due soluzioni individuate per il posizionamento dell'impianto di trigenerazione

Per quanto concerne la torre evaporativa necessaria per l'assorbitore, invece, in prossimità della Centrale Termica ne sono già presenti 4 adibite al raffrescamento dei gruppi frigoriferi del Polo Freddo; poiché una è da sostituire, sebbene ad oggi di proprietà del Cliente, si è deciso di finanziarne l'investimento e dimensionarla in modo da sopperire anche al fabbisogno di acqua di reintegro dell'assorbitore.

Di seguito viene riportato uno schema della soluzione scelta per il posizionamento dei componenti dell'impianto di trigenerazione in studio. Le frecce rappresentano, indicativamente, i collegamenti impiantistici da realizzarsi per l'installazione della trigenerazione; è importante definire già in fase preliminare una lunghezza approssimativa delle tubazioni da realizzare poiché essa ha un risvolto economico importante nella determinazione del costo d'investimento.

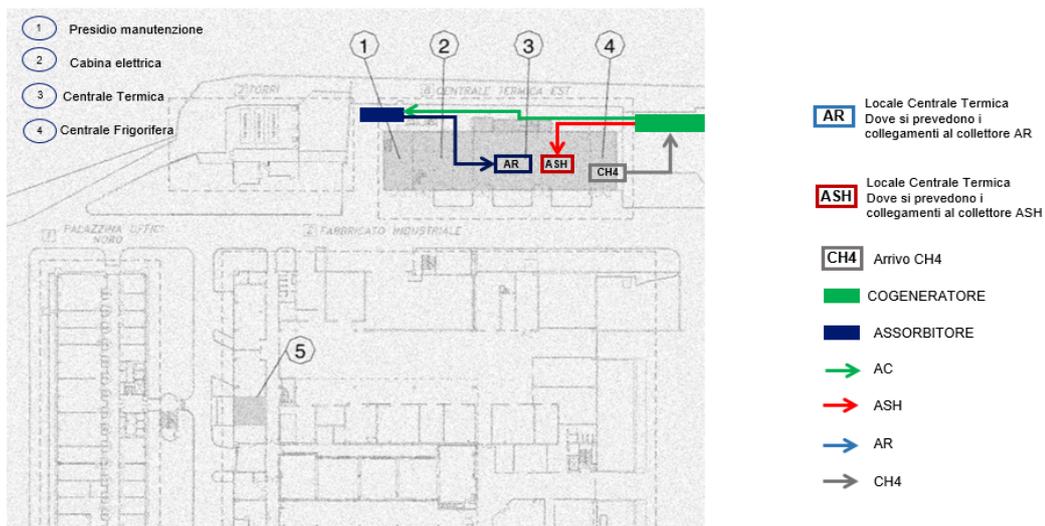


Figura 22 – Soluzione individuata per il posizionamento di cogeneratore ed assorbitore in fase preliminare – Orbassano

3.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore

Una volta individuati i possibili spazi atti a ospitare i componenti dell'impianto di trigenerazione oggetto di studio, e dopo aver determinato i fabbisogni di energia elettrica, termica e frigorifera del nostro impianto nell'assetto attuale, si può partire con la valutazione circa la taglia del motore che alimenterà l'impianto di trigenerazione che ci si propone di installare. A tale proposito è bene sottolineare alcune considerazioni di cui si terrà conto per tutti i casi studio analizzati nel presente elaborato:

- E' stato scelto di dimensionare il motore in modo da funzionare ad inseguimento elettrico. Pertanto, qualora la percentuale di carico diventi troppo bassa per assicurare rendimenti elettrici accettabili, l'impianto di cogenerazione/trigenerazione verrà spento; inoltre tutta l'energia elettrica prodotta dal sistema sarà finalizzata all'auto consumo da parte dell'utenza;
- Si è deciso di sottodimensionare la potenza elettrica dell'impianto di cogenerazione/trigenerazione rispetto alle richieste di picco dell'utenza al fine di massimizzare le ore di funzionamento del sistema in condizioni prossime a quelle nominali;
- Nello sviluppo dei modelli di simulazione è stato previsto lo spegnimento del motore qualora la sua percentuale di carico risultasse inferiore al 50%, poiché al di sotto di tale carico le performance dei motori endotermici diminuiscono drasticamente. Al fine della simulazione, comunque, trattandosi di impianti di piccola cogenerazione/trigenerazione ed essendo perciò, come detto sopra, notevolmente sottodimensionati dal punto di vista elettrico rispetto al fabbisogno dell'utenza, non accadrà mai che tale situazione si verifichi;
- Sono state supposte tre settimane all'anno di fermo impianto per manutenzione.

Per tutti gli impianti studiati nella presente Tesi, si è scelto di affidarsi ad un catalogo di motori a combustione interna MAN basandosi sulla potenza elettrica da essi prodotti. Nello specifico, nel caso del Orbassano si è scelto il modello MAN E3262 232 con potenza elettrica prodotta pari a 430 kW_e; i dati tecnici di maggiore interesse ai fini della nostra valutazione sono i seguenti:

MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA SCELTO – ORBASSANO	
Marca	MAN
Modello	E3262 LE232
Potenza elettrica	430 kW _e
Potenza termica recupero motore	295 kW _t
Potenza termica recupero fumi	253 kW _t
Potenza in ingresso	1.085 kW
Portata gas naturale	113 m ³ /h
Rendimento elettrico	40%

Tabella 14 - Principali dati tecnici del motore scelto - Orbassano

In caso si recuperasse tutto il calore disponibile sia dai gas esausti che dal raffreddamento del corpo motore per la produzione di acqua calda da inviare al gruppo frigorifero ad assorbimento, la potenza termica totale recuperabile risulterebbe essere pari a

$$P_{termica\ tot} = P_{fumi} + P_{motore} = 253 + 295 = 548\ kW_t$$

Supponendo un COP dell'assorbitore pari a 0,76, valore indicato dai fornitori di gruppi frigorifero ad assorbimento presi in considerazione, si ottiene

$$P_{frigorifera\ recuperabile\ tot} = P_{termica\ tot} * COP = 548 * 0,76 = 416\ kW_f$$

Pertanto, considerando che si vuole fornire all'utenza acqua surriscaldata ad uso tecnologico per gran parte dell'anno, e che perciò sarebbe inverosimile pensare di poter recuperare tutta la potenza termica disponibile dal raffreddamento dei fumi e del corpo motore per la produzione di acqua calda, si è deciso di prevedere un assorbitore avente potenza frigorifera pari a 360 kW_f e COP pari a 0,76, i cui dati tecnici di principale interesse vengono riportati nella tabella sottostante.

ASSORBITORE SCELTO – ORBASSANO	
Potenza frigorifera	360 kW _f
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
Portata AR	61,9 m ³ /h
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	2,8 kW
Potenza da dissipare	833 kW

Tabella 15 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Orbassano

Vengono riportati di seguito i grafici raffiguranti la quota parte di energia elettrica, termica e frigorifera fornita dal gruppo di trigenerazione scelto, facendo notare che sono state supposte 3 settimane di fermo impianto ad Agosto per manutenzione. Per la produzione di ASH si prevede di installare uno scambiatore fumi/ASH che raffredda i primi fino ad una temperatura non inferiore ai 120°C; per soddisfare il fabbisogno di AC dell'utenza, invece, viene sfruttato il

calore prodotto dal motore stesso in funzionamento. Nel caso in cui attraverso tale calore non si sia in grado di soddisfare pienamente la richiesta termica di acqua calda, si provvede a verificare la temperatura dei gas esausti in uscita dallo scambiatore fumi/ASH, anche detto caldaia fumi: qualora questa risultasse superiore a 120°C significa che vi è ancora possibilità di sfruttarne l'energia termica. In questo caso, quindi, gli esausti vengono fatti passare attraverso un secondo scambiatore per la produzione di acqua calda.

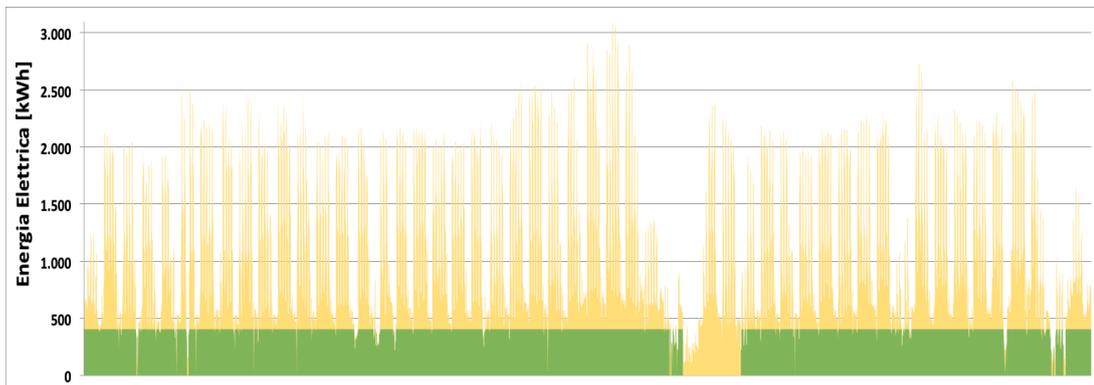


Figura 23 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Orbassano

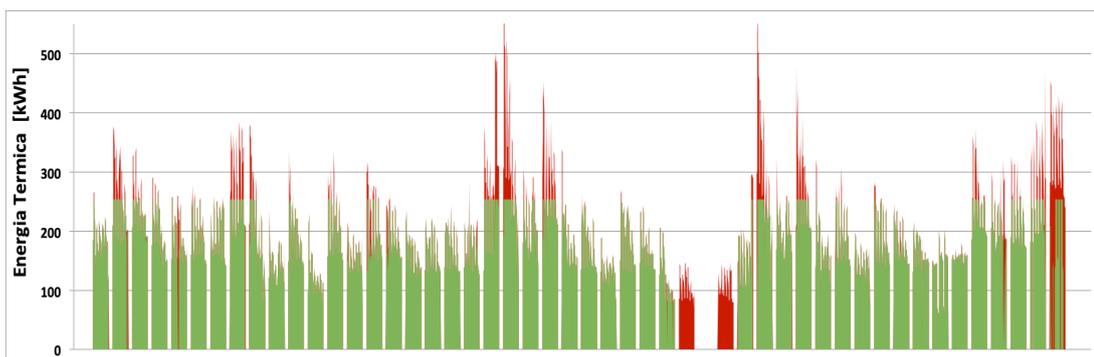


Figura 24 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Orbassano

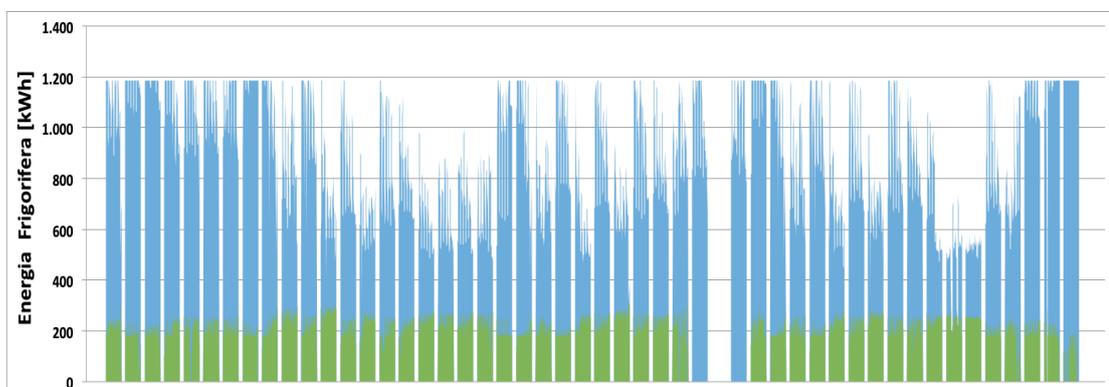


Figura 25 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Orbassano

4. Caso studio a Grugliasco

4.1. Informazioni generali sul Sito

La seconda Unità Operativa presa in studio per la simulazione di fattibilità tecnico-economica di un impianto di trigenerazione ha sede a Grugliasco, in provincia di Torino.

Nel caso dello stabilimento di Grugliasco non sono presenti vettori termici ad uso tecnologico da aggredire, pertanto l'intervento oggetto di studio sopperirà al fabbisogno di riscaldamento e raffrescamento ambientale. Dovendo aggredire perciò i carichi ambientali, è bene prendere in considerazione che si tratta di un sito industriale il cui comune risiede nella fascia climatica E; pertanto la stagione del riscaldamento risulta estendersi dal 15 Ottobre al 15 Aprile.

4.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo Freddo

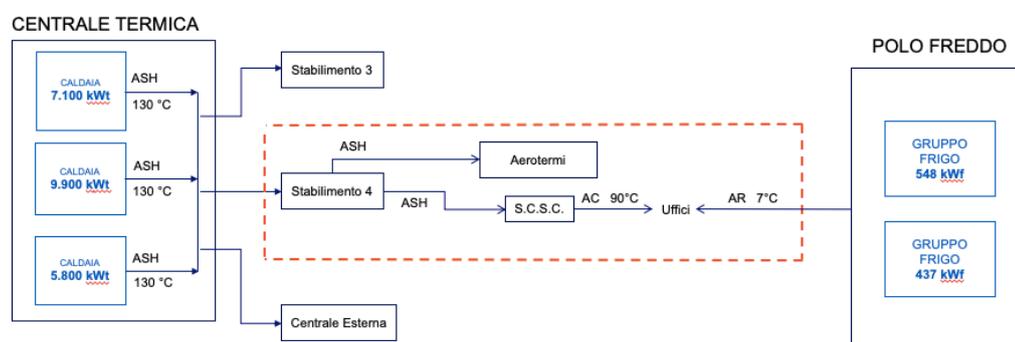


Figura 26 - Situazione attuale Centrale Termica e Polo Freddo e definizione del perimetro di intervento

In *Figura 26* è tratteggiato il parametro di intervento sulla quale si è deciso di intervenire. Attualmente la Centrale Termica presente nel Sito analizzato fornisce acqua surriscaldata, alla temperatura di mandata di circa 130°C, sia in ingresso a degli aerotermi che a uno scambiatore acqua surriscaldata/acqua calda S.C.S.C., ma viene usata anche per soddisfare i fabbisogni di energia termica di un altro stabilimento e di una centrale esterna; pertanto risulta ovviamente sovradimensionata rispetto al solo fabbisogno dell'utenza che verrà presa in considerazione per questo studio. Entrambi i vettori termici in ingresso allo stabilimento 4, ovvero l'acqua surriscaldata che alimenta direttamente gli aerotermi e l'acqua calda prodotta dallo scambiatore appena citato, vengono utilizzati unicamente per il riscaldamento degli uffici durante il periodo invernale. In uscita dallo scambiatore S.C.S.C. vi è acqua calda alla temperatura di 90°C circa.

Per quanto concerne la parte "fredda", invece, al momento il Polo Freddo presente nello Stabilimento consta di due gruppi frigoriferi raffreddati ad aria e con diversa potenza frigorifera installata, adibiti alla fornitura di acqua refrigerata (alla temperatura di circa 7°C) per il raffrescamento estivo degli uffici dello Stabilimento 4. A differenza della Centrale Termica, essi non servono alcuna altra utenza.

4.3. Analisi dei consumi della Centrale Termica e del Polo Freddo – Grugliasco

Ponendosi come obiettivo quello di minimizzare la dissipazione del calore prodotto dal motore cogenerativo, si è deciso di fornire all'utenza tre vettori termici, come indicato in *Tabella 16*: acqua calda surriscaldata, acqua calda ed acqua refrigerata.

Vettori termici aggrediti		
Vettore	T mandata (°C)	T ritorno (°C)
ASH	130	110
AC	80	60
AR	9	14

Tabella 16 - Vettori termici aggrediti, relative temperature di mandata e ritorno - Grugliasco

Sono stati inoltre definiti gli assetti sia della Centrale Termica che dello scambiatore ASH/AC, previo consulto con l'Unità Operativa del Sito, utili al fine di determinare l'andamento della richiesta giornaliera di energia termica da parte dell'utenza. Tali assetti sono riportati di seguito:

Assetto attuale caldaie considerate – Grugliasco
Normalmente funziona 1 sola caldaia; le altre 2 sono di supporto
Accesa da Domenica alle 22 a Sabato alle 12

Tabella 17 - Assetto attuale delle caldaie prese in considerazione – Grugliasco

Assetto attuale Scambiatore ASH/AC
Acceso da Lunedì a Venerdì dalle 8 alle 19

Tabella 18 - Assetto attuale dello scambiatore ASH/AC - Grugliasco

Per quanto concerne l'assetto dell'attuale Polo Freddo a servizio dello Stabilimento, esso è riportato in *Tabella 19*:

Assetto attuale gruppi frigo considerati – Grugliasco
Sempre accesi durante il periodo di raffrescamento ambientale

Tabella 19 - Assetto attuale dei gruppi frigoriferi presi in considerazione - Grugliasco

4.4. Andamento del carico termico

Per la definizione dei consumi termici legati ai vettori di acqua surriscaldata e di acqua calda, il Sito ha fornito le misure orarie dell'energia termica prodotta dalla Centrale Termica che serve lo stabilimento oggetto di studio.

Su indicazione dell'Unità Operativa, per ottenere la quota di acqua surriscaldata richiesta dagli aerotermini, si è decurtata la quota di energia termica misurata in uscita dalla Centrale Termica (la quale si riferisce, appunto, alla quantità di acqua surriscaldata prodotta nella CT e diretta quindi sia agli aerotermini che allo scambiatore ASH/AC) del 22%, che corrisponde alla frazione di acqua calda surriscaldata inviata allo scambiatore per essere convertita in acqua calda da utilizzare per il riscaldamento degli uffici. Si è così potuto determinare la quantità di acqua calda surriscaldata richiesta dall'utenza aerotermini (pari quindi al 78% dell'energia termica prodotta dalla Centrale Termica) e di conseguenza la restante parte, moltiplicata per l'efficacia dello scambiatore ASH/AC, assunta per cautela pari al 90%, è la quota di acqua calda richiesta dagli uffici per il loro riscaldamento invernale.

Si riporta di seguito uno schema esplicativo della suddivisione dell'energia termica prodotta dalla CT così come descritto sopra:

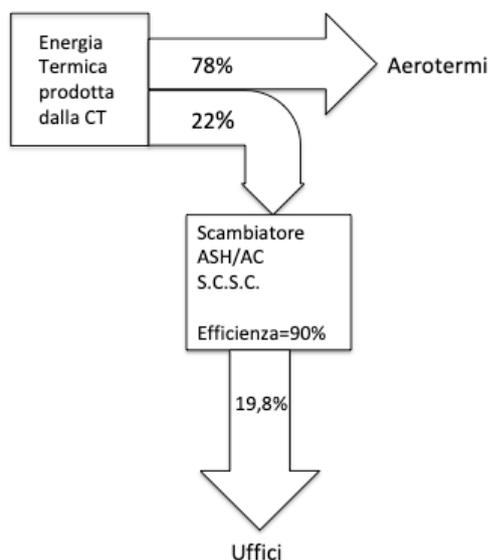


Figura 27 – Suddivisione dell'energia termica prodotta dalla Centrale Termica – Grugliasco

Avendo a disposizione le misure orarie dell'energia termica prodotta dalla CT, ed applicandone la suddivisione in quota di acqua calda surriscaldata destinata agli aerotermi e quota inviata invece allo scambiatore ASH/AC come indicato sopra, i profili di carico termico giornaliero dello stabilimento sono risultati essere i quelli rappresentati nelle figure a seguire:

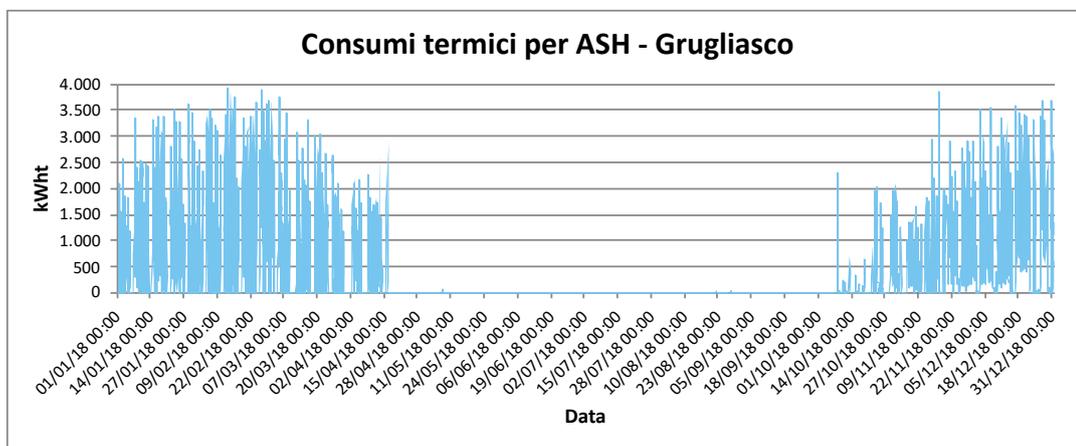


Figura 28 – Andamento orario del carico termico per acqua surriscaldata – Grugliasco

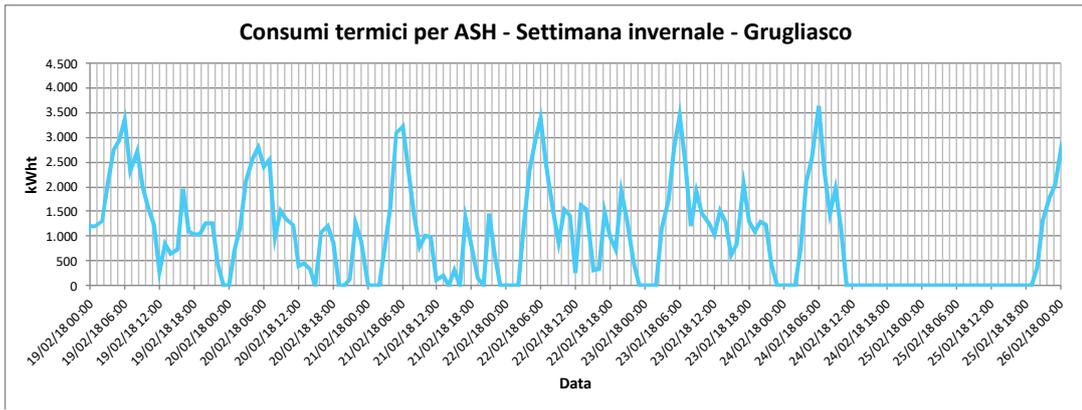


Figura 29 – Andamento giornaliero del carico termico per acqua surriscaldata durante una settimana invernale – Grugliasco

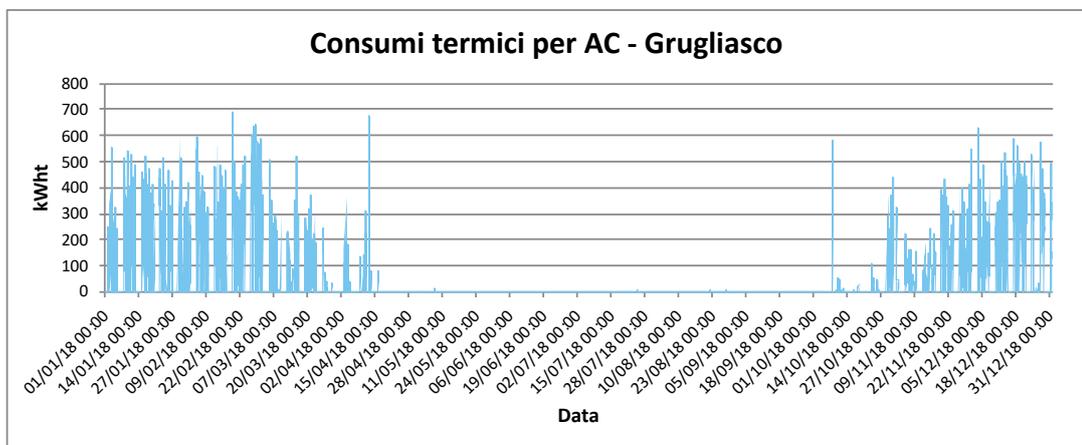


Figura 30 - Andamento orario del carico termico per acqua calda – Grugliasco

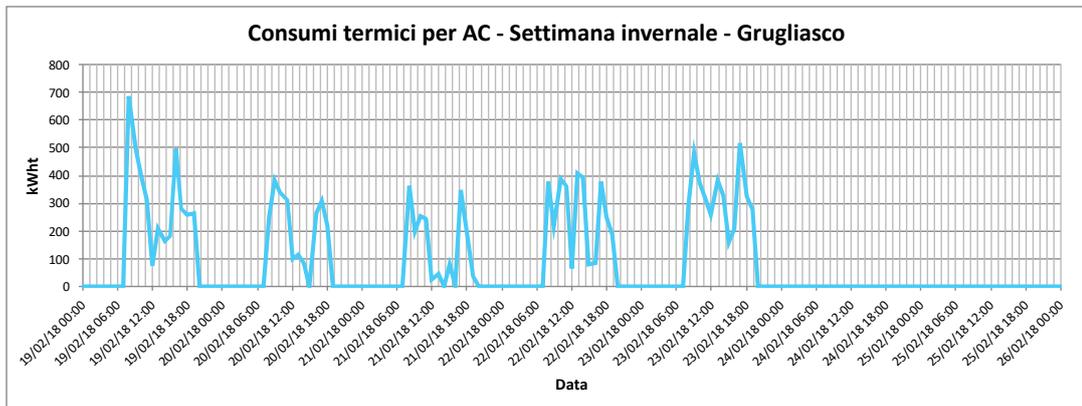


Figura 31 - Andamento giornaliero del carico termico per acqua calda durante una settimana invernale – Grugliasco

4.5. Andamento del carico frigorifero

Anche per determinare l'entità di acqua refrigerata richiesta dal Sito per il raffrescamento estivo degli edifici, ci si è basati sui consumi orari attuali di energia elettrica del Polo Freddo in analisi fornitoci dall'Unità Operativa, il cui andamento è stato riprodotto sui grafici che vengono di seguito riportati. Come per il Orbassano, per ottenere l'energia frigorifera richiesta dall'utenza a partire dall'energia elettrica consumata dai gruppi frigoriferi, si è ipotizzato che essi avessero un COP pari a 3.

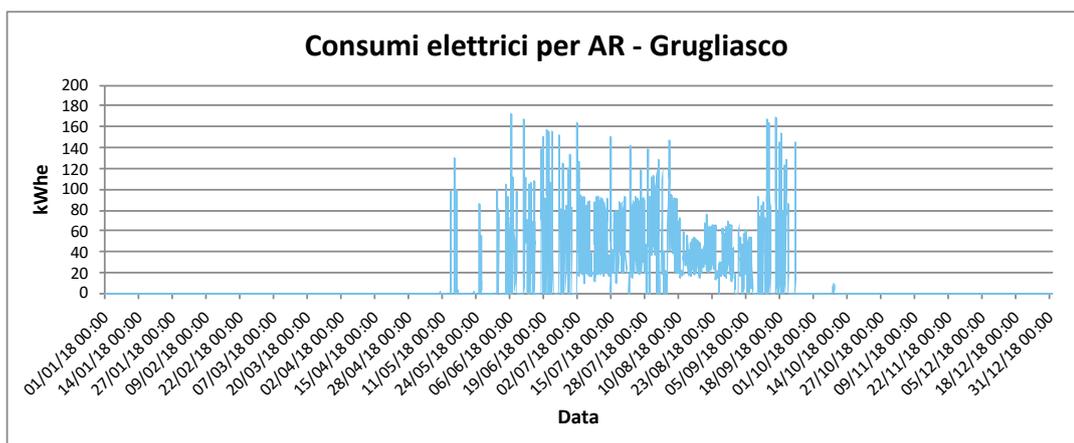


Figura 32 - Andamento orario del carico elettrico del Polo Freddo per la produzione di AR - Grugliasco

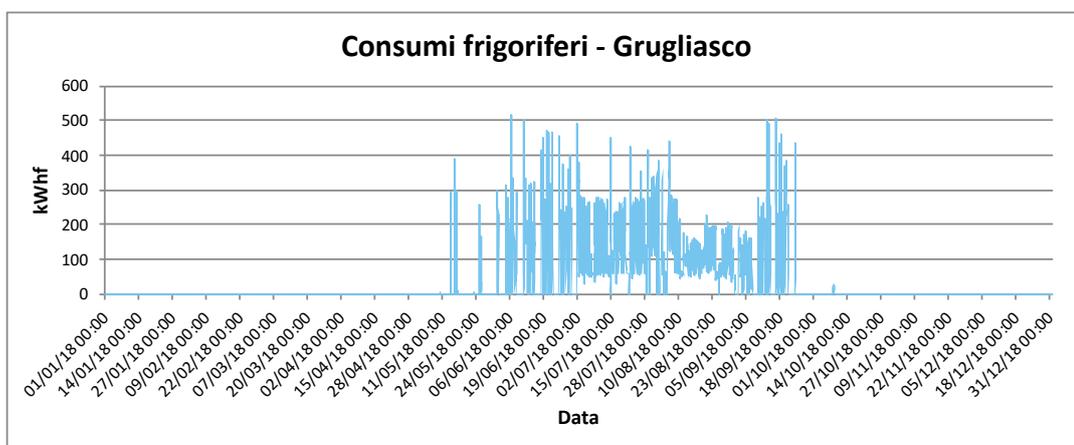


Figura 33 - Andamento orario del carico frigorifero - Grugliasco

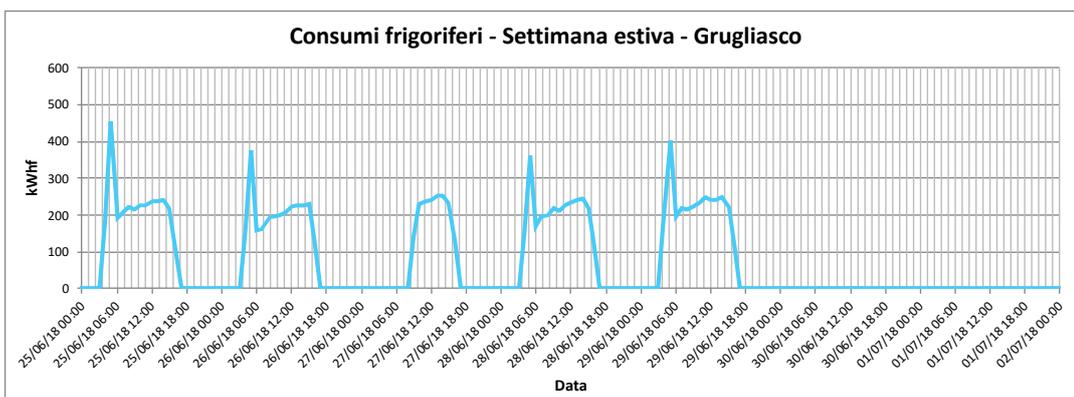


Figura 34 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva - Grugliasco

4.6. Andamento del carico elettrico

Al fine di determinare l'andamento della richiesta di energia elettrica da parte dello stabilimento nel suo complesso, sono stati utilizzati i dati riguardanti i consumi orari di energia elettrica forniti dal Sito su tutto l'anno 2018, determinando così le seguenti curve di carico elettrico:

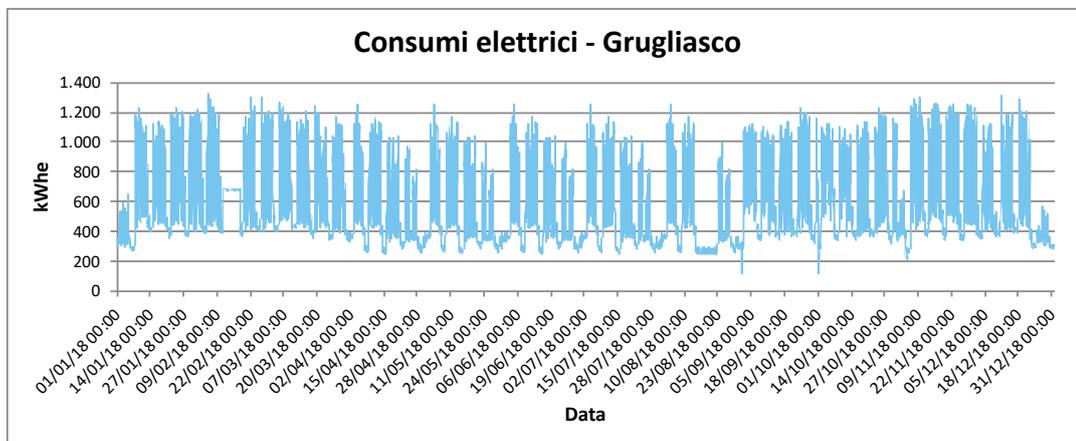


Figura 35 – Andamento orario del carico elettrico - Grugliasco

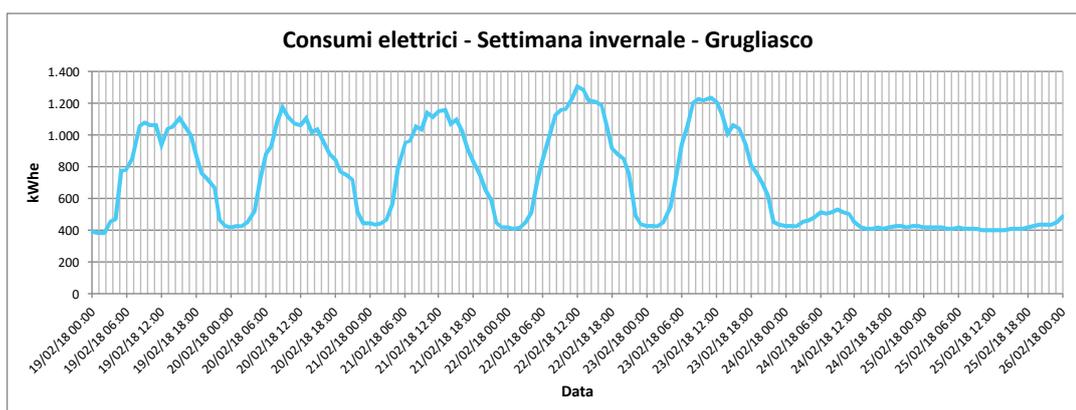


Figura 36 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Grugliasco

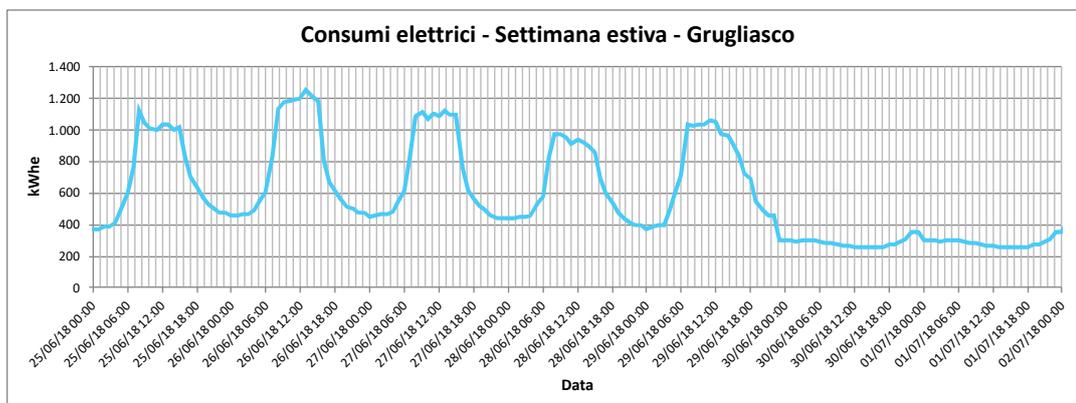


Figura 37 – Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva - Grugliasco

4.7. Andamento delle cumulate

Una volta ottenuti gli andamenti orari dei carichi elettrici, termici e frigoriferi che lo stabilimento richiede, ne sono state rappresentate le rispettive curve cumulate. Come per il Sito analizzato in precedenza, anche in questo caso è stato considerato in via cautelativa un rendimento dell'assorbitore pari a 0,7.

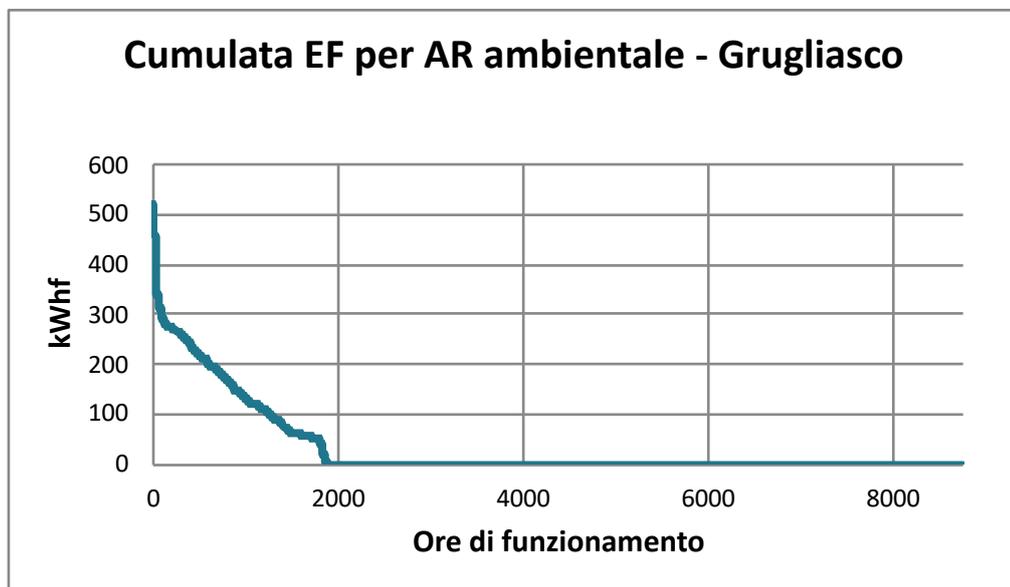


Figura 38 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale - Grugliasco

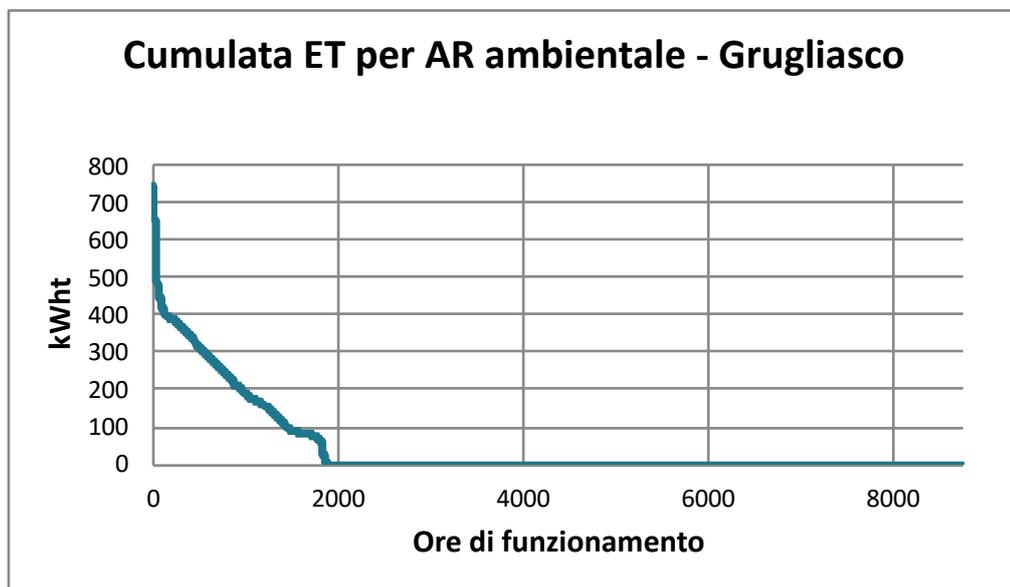


Figura 39 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il raffrescamento ambientale - Grugliasco

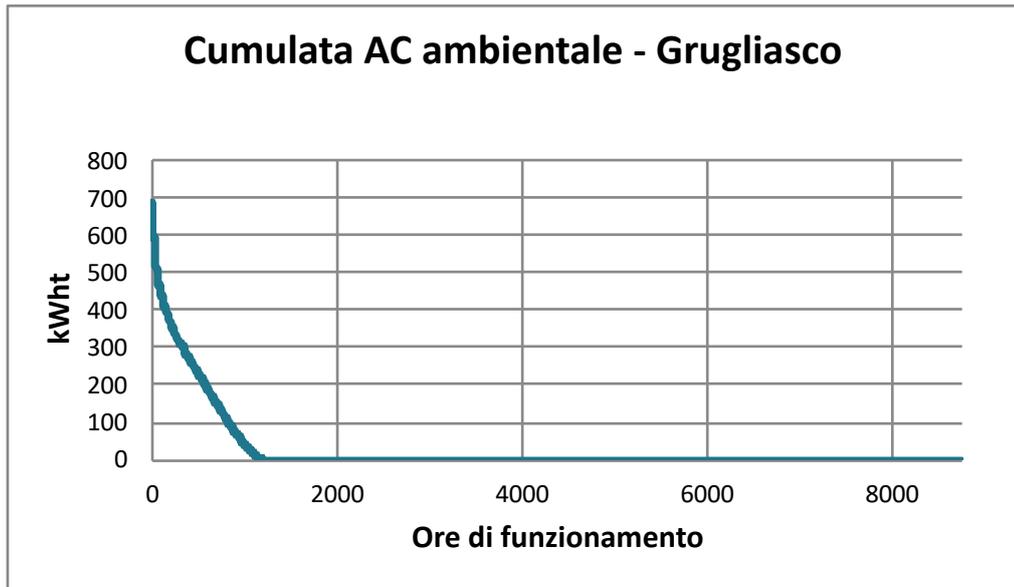


Figura 40 - Cumulata del fabbisogno di energia termica sotto forma di AC per il riscaldamento ambientale - Grugliasco

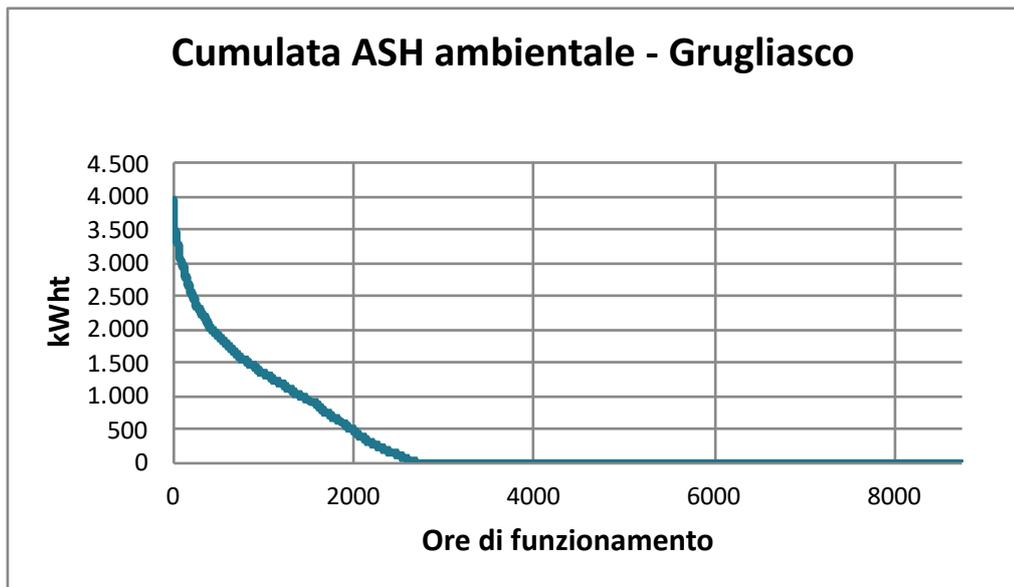


Figura 41 - Cumulata del fabbisogno di energia termica sotto forma di ASH per il riscaldamento ambientale - Grugliasco

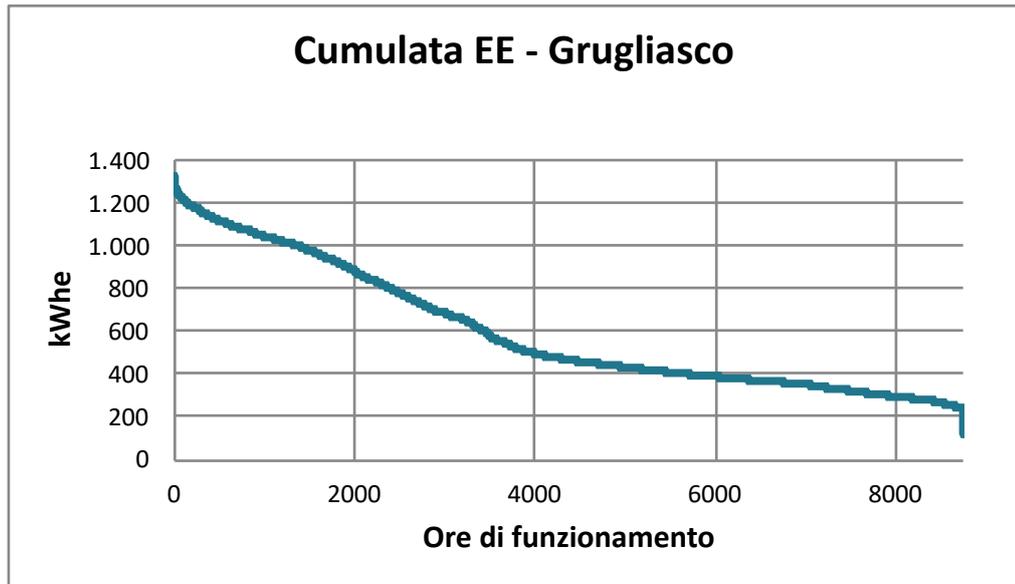


Figura 42 - Cumulata dell'energia elettrica richiesta durante l'anno dallo Stabilimento - Grugliasco

4.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione

Per il posizionamento del gruppo cogenerativo e dell'assorbitore è disponibile uno spazio all'aperto proprio in prossimità della Centrale Termica. Scegliendo tale area, anche le tubazioni del metano risultano essere vicine ai componenti dell'impianto; tuttavia la distanza tra cogeneratore e scambiatore ASH/AC S.C.S.C. e ancora di più la distanza tra assorbitore e Polo Freddo faranno lievitare i costi relativi alle opere di collegamento. Tuttavia, si è deciso di portare avanti il progetto, almeno fino allo step successivo, ovvero la definizione dei costi effettivi inerenti ai collegamenti meccanici ed elettrici necessari alla realizzazione dell'impianto di trigenerazione in studio. Una volta determinati il costo d'investimento per la realizzazione dell'impianto di trigenerazione ed il saving economico che esso apporta allo Stabilimento, ci si riserva di prendere una decisione sulla fattibilità economica del progetto.

Viene di seguito riportato uno schema inerente il futuro posizionamento di gruppo cogenerativo ed assorbitore a servizio dello Stabilimento di Grugliasco.



Figura 43 - Schema del posizionamento di cogeneratore ed assorbitore presso il Grugliasco

Come già detto, una grossa criticità del progetto in studio riguarda le lunghe distanze che intercorrono tra i punti di generazione dei vettori termico e frigorifero (cogeneratore ed assorbitore) e i collettori di mandata e ritorno su cui innestarsi per la distribuzione di acqua calda ed acqua refrigerata. Come riportato in *Figura 43*, tali distanze ammontano a circa 170 metri per la distribuzione dell'acqua calda e a circa 340 metri per quanto concerne il collegamento dell'acqua refrigerata. Di dimensioni molto più esigue è invece la tubazione che collega il gruppo cogenerativo al collettore di acqua surriscaldata presente in Centrale Termica, il quale dista solamente 15 metri circa dal cogeneratore.

4.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore

Come per lo Stabilimento di Orbassano, anche per determinare la taglia del motore endotermico a combustione interna da inserire a Grugliasco si è partiti da un database di motori MAN adibiti alla piccola cogenerazione e si è scelto tra questi quello che conciliasse maggiormente la necessità di produzione di energia termica ed elettrica, minimizzando le dissipazioni termiche e garantendo un buon ritorno dell'investimento.

Sulla base dei fabbisogni dell'utenza, il motore scelto per la simulazione di fattibilità tecnico-economica è il modello E 3268 della MAN, i cui principali dati tecnici di nostro interesse sono i seguenti:

MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA SCELTO - GRUGLIASCO	
Marca	MAN
Modello	E 3268
Potenza elettrica	360 kW _e
Potenza termica HT	225 kW _t
Potenza termica fumi	201 kW _t
Potenza in ingresso	903 kW
Portata gas naturale	94 m ³ /h
Rendimento elettrico	40%

Tabella 20 - Principali dati tecnici del motore scelto - Grugliasco

Al motore scelto si è deciso di accoppiare un assorbitore dalla potenza frigorifera pari a 300 kW_f, i cui dati tecnici vengono riportati nella tabella che segue.

ASSORBITORE SCELTO - GRUGLIASCO	
Potenza frigorifera	300 kW _f
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
Portata AR	51,6 m ³ /h
Portata AC di alimentazione	23,3 t/h
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	2,8 kW
Potenza da dissipare	694 kW

Tabella 21 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Grugliasco

Richiedendo l'utenza acqua surriscaldata alla temperatura di 130°C, se il raffreddamento dei fumi fosse utilizzato per sopperire unicamente a questo fabbisogno ci sarebbe ancora una quota di energia termica utilizzabile che andrebbe dissipata, pertanto si è previsto di fornire il calore necessario alla fornitura di acqua calda sia dal raffreddamento del motore che attraverso un ulteriore scambiatore di calore installato in coda alla linea fumi che li porti alla temperatura di circa 120°C. Durante il periodo estivo, tutta l'energia termica recuperabile dal raffreddamento degli esausti e del corpo motore è utilizzata per la produzione di acqua calda da inviare al gruppo frigorifero ad assorbimento. Si ricorda che si è supposto un periodo di fermo impianto per manutenzione pari a 3 settimane nel periodo che intercorre tra riscaldamento e raffrescamento.

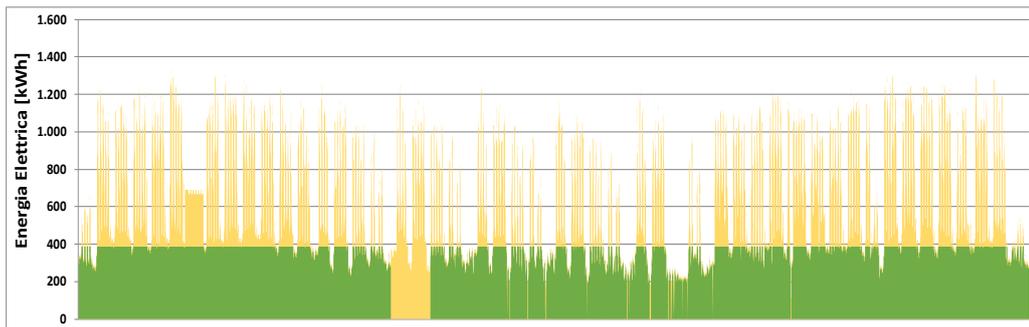


Figura 43 – Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) – Grugliasco



Figura 40 – Quota di energia termica sotto forma di acqua surriscaldata fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Grugliasco

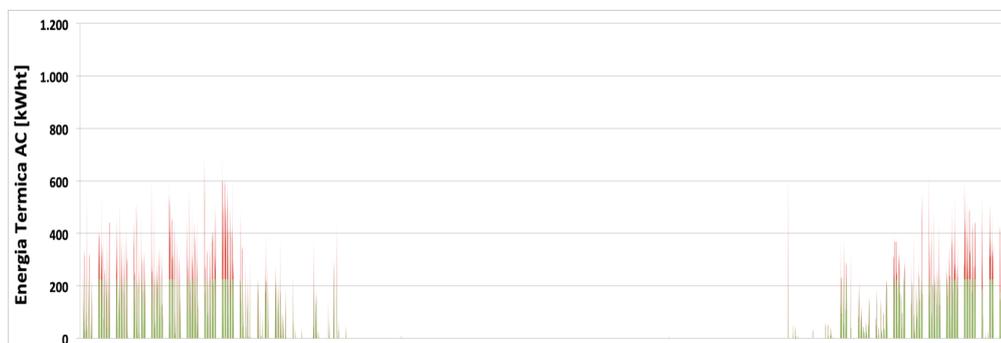


Figura 41 – Quota di energia termica sotto forma di acqua calda fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) – Grugliasco

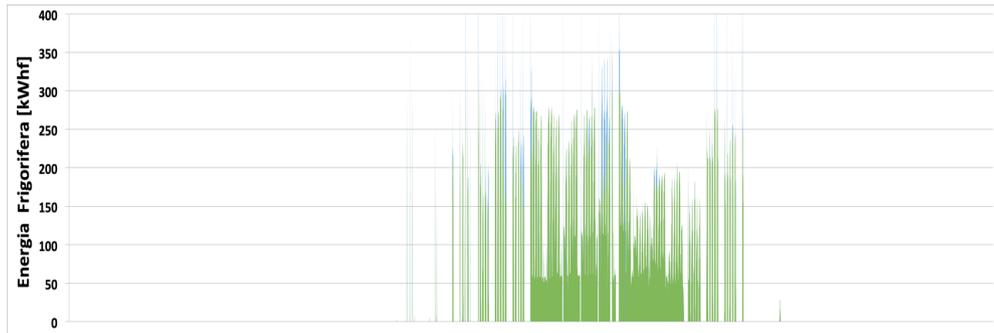


Figura 42 – Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Grugliasco

5. Caso studio a Rivoli

5.1. Informazioni generali sul Sito

A Rivoli (TO), ha sede il terzo Sito preso in considerazione per lo sviluppo della presente Tesi.

Anche nel caso studio a Rivoli, non sono presenti vettori termici ad uso tecnologico da aggredire, pertanto l'intervento in studio sopperirà ai fabbisogni ambientali dell'utenza. Anche Rivoli rientra nella fascia climatica E; pertanto la stagione del riscaldamento invernale risulta estendersi dal 15 Ottobre al 15 Aprile.

5.2. Situazione attuale – Centrale Termica e Polo Freddo

Ad oggi l'energia termica richiesta dal Sito di Rivoli (TO) per il riscaldamento invernale di tutti gli uffici dei dipendenti è garantita dal teleriscaldamento. In Centrale Termica sono presenti degli scambiatori che permettono di produrre l'acqua calda da mandare ai fancoils a partire dall'acqua surriscaldata prelevata dalla rete di teleriscaldamento. Per quanto concerne il raffrescamento estivo, invece, vi sono ad oggi due Poli Freddi adibiti al raffrescamento delle due palazzine uffici. Per motivi interni all'azienda, si è scelto di dimensionare l'impianto di trigenerazione affinché sopperisse solamente al fabbisogno di energia frigorifera di una delle due palazzine uffici, ed in particolare quella indicata in *Figura 44* come "Palazzina 1".

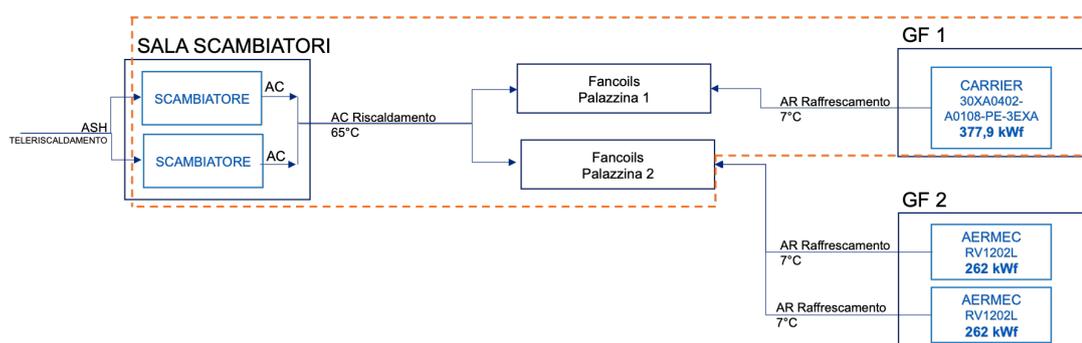


Figura 44 - Assetto attuale della Centrale Termica e del Polo Freddo - Rivoli

5.3. Analisi dei consumi Centrale Termica e Polo Freddo – Rivoli

Anche in questo caso ci si è posti come obiettivo lo studio di un impianto di piccola trigenerazione, che fornisca quindi all'utenza energia elettrica, energia termica ed energia frigorifera. Questo perché, non essendo presenti nel Sito dei vettori energetici ad uso tecnologico con richiesta pressoché costante durante tutto il corso dell'anno, proponendosi di soddisfare sia il fabbisogno invernale che quello estivo dell'utenza per il riscaldamento ed il raffrescamento degli ambienti lavorativi presenti, si riesce ad ottimizzare la produttività del sistema cogenerativo.

I vettori termici aggrediti sono di seguito riassunti:

Vettori termici aggrediti		
Vettore	T mandata (°C)	T ritorno (°C)
AC	65	45
AR	7	12

Tabella 22 - Vettori termici aggrediti, relative temperatura di mandata e ritorno - Rivoli

E' bene notare come la temperatura richiesta dall'utenza per la mandata di acqua calda risulti essere molto inferiore rispetto a quella mediamente richiesta dagli altri Siti analizzati (90°C circa). Questo avrà un risvolto negativo sullo studio economico del progetto, dato che recuperando il calore a disposizione sia dal raffreddamento dei fumi di scarico del gruppo cogenerativo, sia dal raffreddamento del motore stesso, la temperatura dell'acqua calda prodotta si aggira normalmente intorno ai 90°C. Pertanto si avrà bisogno di un ulteriore scambiatore di calore a valle del gruppo cogenerativo per portare la temperatura dell'acqua calda al valore richiesto dall'utenza.

5.4. Andamento del carico termico

Il Sito ha provveduto a fornire i consumi orari relativi all'anno 2018 di tutti i vettori energetici di nostro interesse, permettendo perciò di riprodurre l'andamento della richiesta di energia termica per il riscaldamento invernale degli uffici dei dipendenti, che viene di seguito riportato.

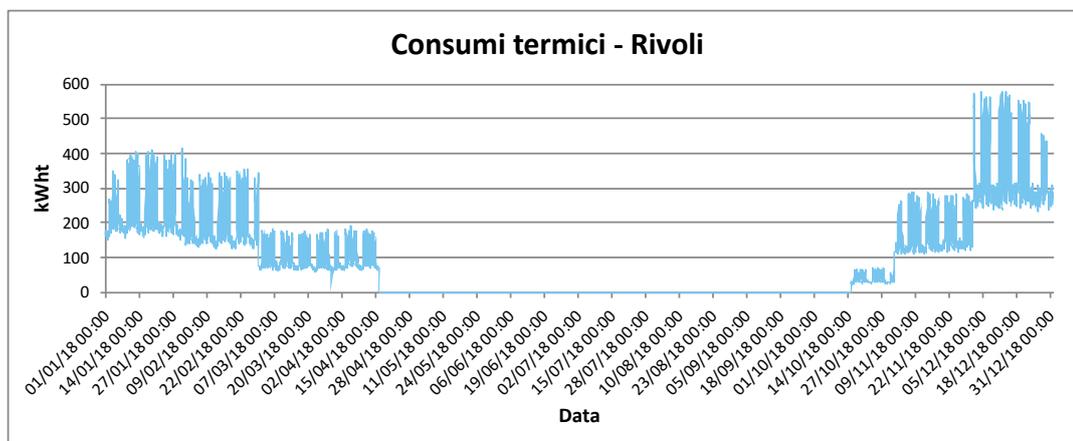


Figura 45 - Andamento orario del carico termico - Rivoli

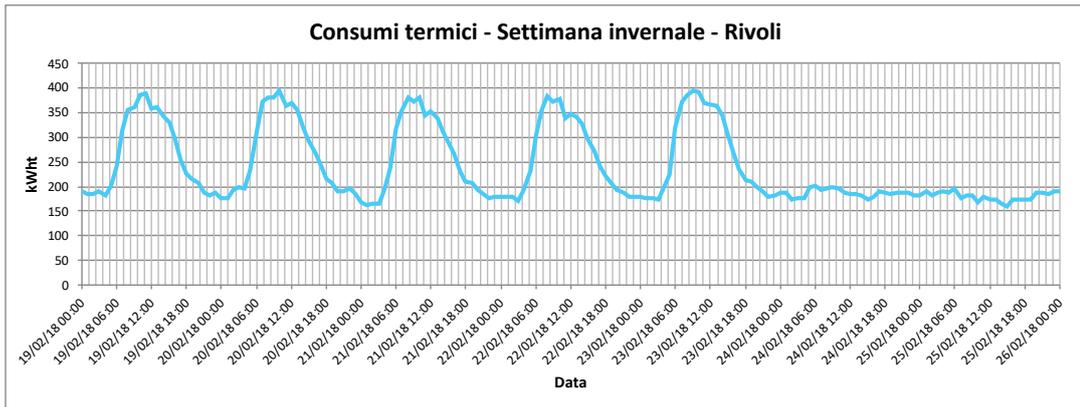


Figura 46 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale - Rivoli

5.5. Andamento del carico frigorifero

Anche per quanto concerne i fabbisogni di energia frigorifera richiesta dal Sito per il raffrescamento estivo, sono stati forniti i valori orari riferiti all'anno 2018. Di seguito si riportano i grafici raffiguranti l'andamento del carico frigorifero richiesto.

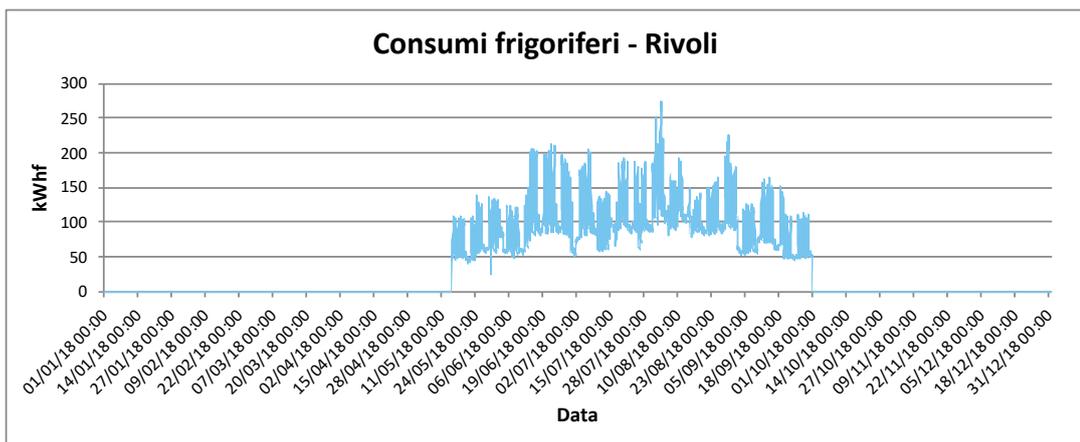


Figura 47 - Andamento orario del carico frigorifero - Rivoli

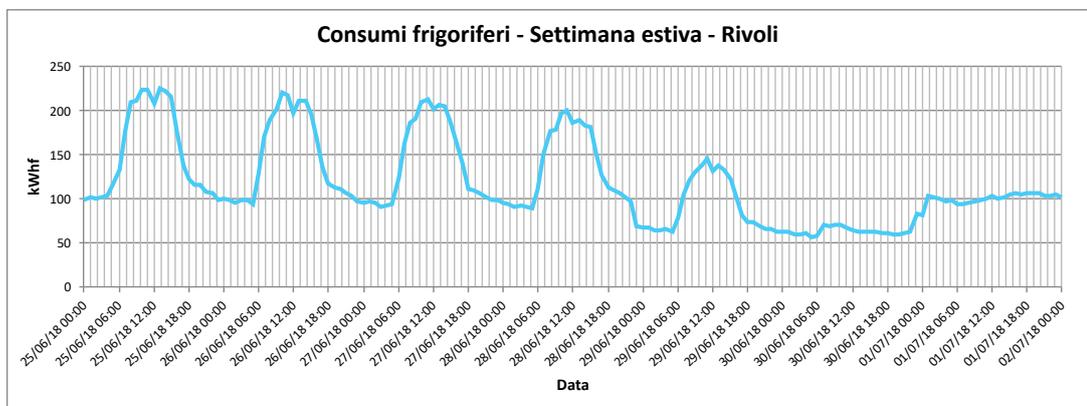


Figura 48 - Andamento giornaliero del carico frigorifero durante una settimana estiva - Rivoli

5.6. Andamento del carico elettrico

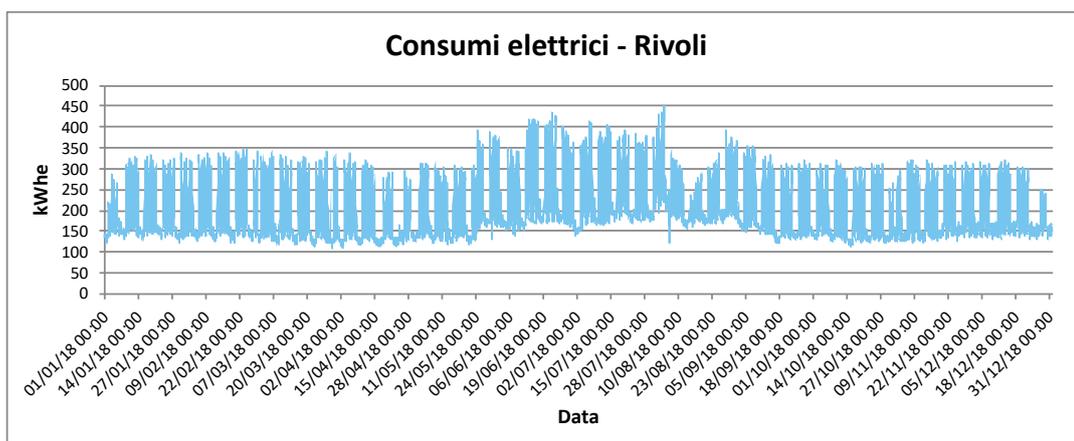


Figura 49 - Andamento orario del carico elettrico - Rivoli

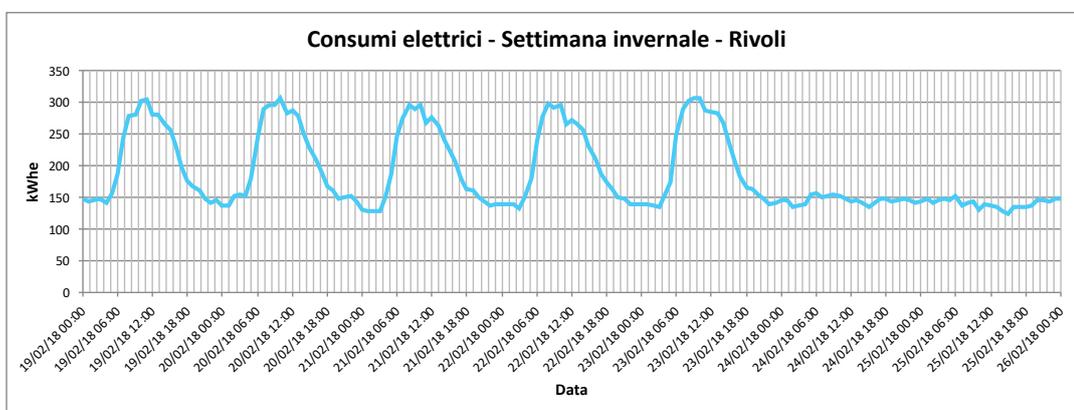


Figura 50 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Rivoli

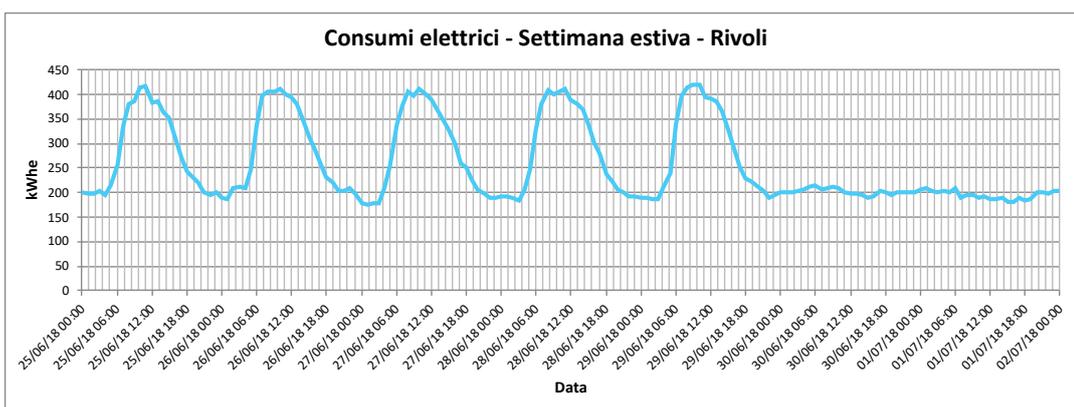


Figura 51 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva- Rivoli

5.7. Andamento delle cumulate

Dall'andamento del carico elettrico, termico ed elettrico richiesto dall'utenza in funzione delle ore di funzionamento annue dello stabilimento si possono dedurre le cumulate di seguito riportate; il rendimento dell'assorbitore, influente nel calcolo dell'AC necessaria per la produzione di AR, è stato ipotizzato essere 0,7 come nei casi precedentemente analizzati.

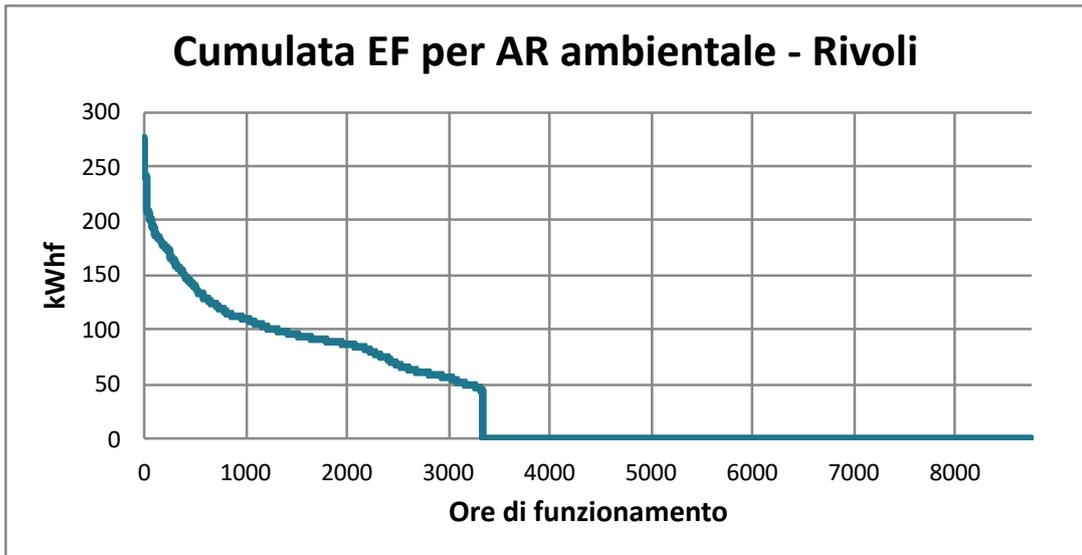


Figura 52 - Cumulata del fabbisogno di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale - Rivoli

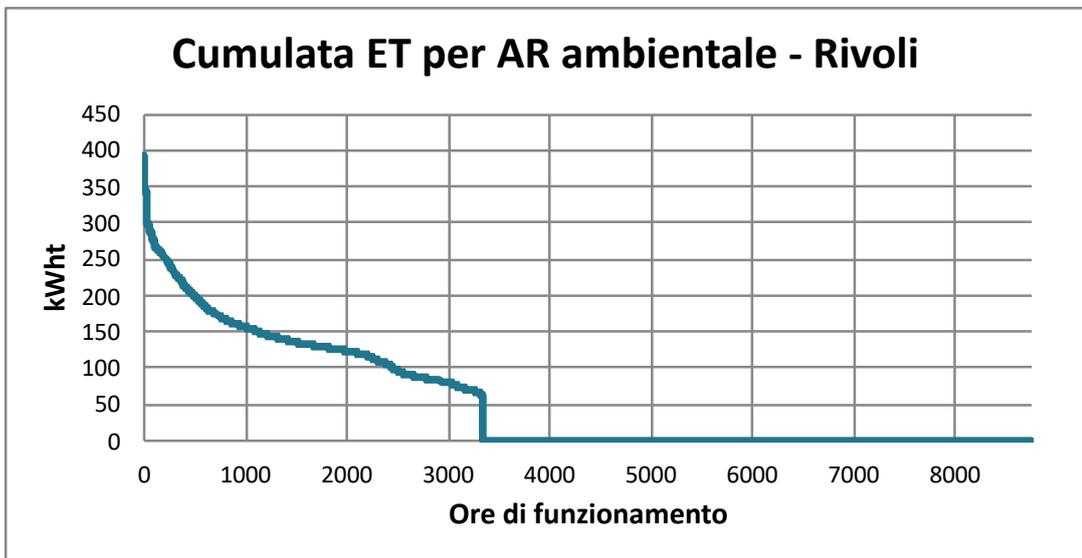


Figura 53 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il raffrescamento ambientale - Rivoli

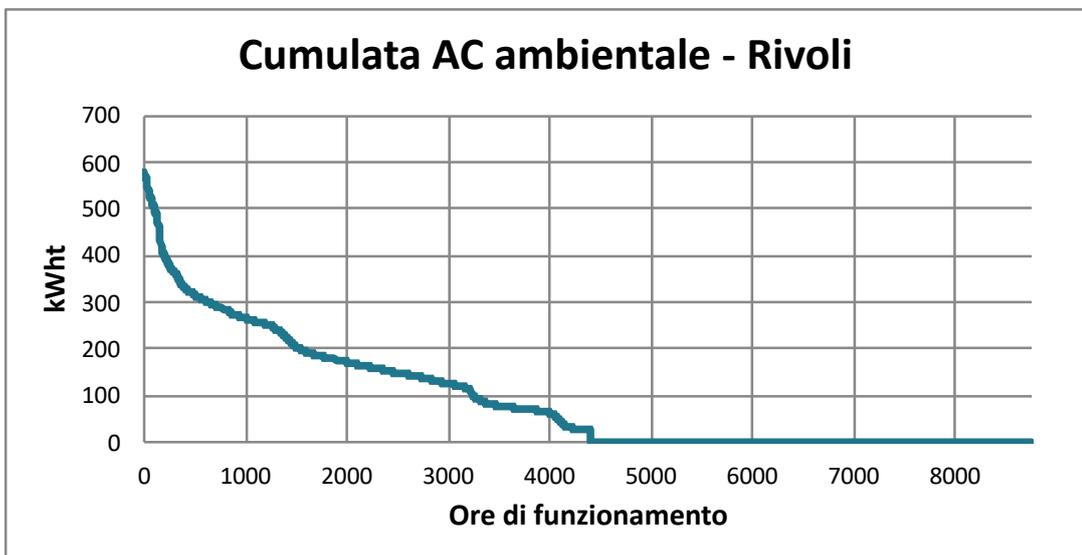


Figura 54 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento ambientale - Rivoli

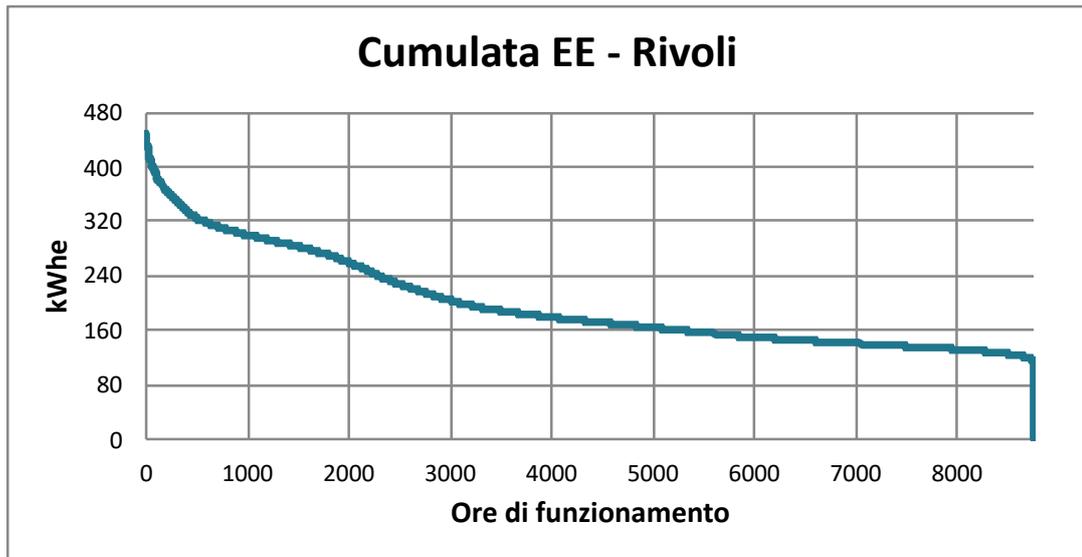


Figura 55 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica - Rivoli

5.8. Scelta del posizionamento dell'impianto di trigenerazione

Come per i Siti analizzati in precedenza, anche in questo caso si sono individuate diverse possibilità per il posizionamento di gruppo cogenerativo, assorbitore e torre evaporativa; nello specifico, per Rivoli sono state analizzate tre diverse soluzioni, come visibile in *Figura 56*. Tra queste, a seguito di valutazioni economiche, si è scelto di proseguire con la soluzione indicata come “Soluzione 1”, la quale prevede di installare sia il gruppo cogenerativo che l’assorbitore all’interno di locali chiusi, e nello specifico il primo all’interno di un locale già esistente al cui interno ad oggi vi è un gruppo elettrogeno che si prevede di dismettere a breve, mentre per l’assorbitore verrebbe costruita una struttura ad hoc. In questo modo, le emissioni sonore dell’impianto di trigenerazione sono notevolmente ridotte rispetto alle altre soluzioni individuate (attorno all’area verde individuata come area scelta per il posizionamento dell’impianto sono presenti unicamente gli uffici dei dipendenti, pertanto, rispetto ai casi studio precedenti, i limiti di emissione sonora sono inferiori).

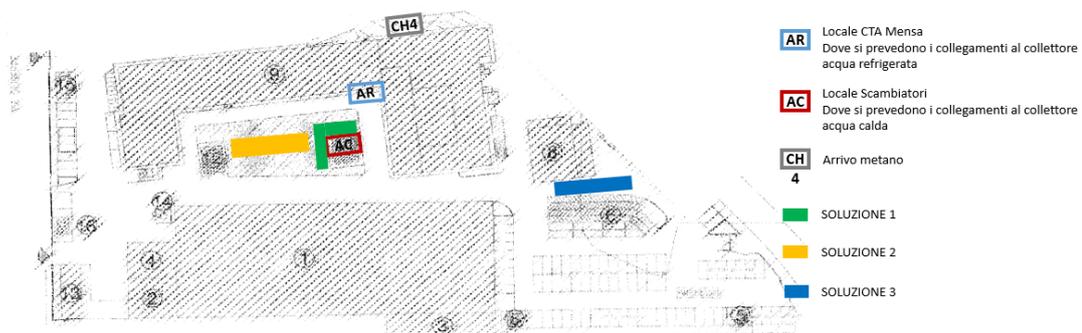


Figura 56 - Rappresentazione dei tre possibili posizionamenti dell'impianto trigenerativo individuati in fase preliminare - Rivoli

La prima soluzione, come detto sopra, è quella preferibile tra le tre opzioni proposte per il posizionamento dell’impianto di trigenerazione. Essa prevede il collocamento del gruppo cogenerativo all’interno di un locale già esistente e ad oggi contenente un gruppo elettrogeno in via di dismissione; l’assorbitore viene posizionato nella zona retrostante il cogeneratore,

all'interno di un locale dedicato da costruire ad hoc, mentre la torre evaporativa è da posizionarsi vicino all'assorbitore sull'area verde. La seconda soluzione individuata prevede invece di posizionare non solo la torre evaporativa all'esterno, ma anche il gruppo cogenerativo e l'assorbitore, all'interno di appositi container. Il vero svantaggio di questa soluzione riguarda la dismissione dell'area verde. Infine, la terza soluzione si propone di installare cogeneratore, assorbitore e torre evaporativa sempre in esterno ma in prossimità della rampa di uscita dai parcheggi sotterranei, relativamente lontano perciò dagli uffici lavorativi dei dipendenti del Sito. Se dal punto di vista estetico e sonoro si può pensare che questa sia la soluzione migliore, occorre però precisare che i punti di allaccio al metano ed ai collettori di acqua calda e acqua refrigerata, nonché la cabina elettrica a cui allacciarsi, sono però posizionati in prossimità dell'area verde, il che comporterebbe costi di allaccio e distribuzione molto più alti, diminuendo di conseguenza il saving del progetto ed aumentandone i tempi di ritorno dell'investimento.

A seguito delle considerazioni sopra riportate, si è scelto di procedere con la prima soluzione individuata per l'installazione di gruppo cogenerativo, assorbitore e torre evaporativa. Pertanto tutti i calcoli economici che verranno in seguito svolti si riferiranno al posizionamento raffigurato in *Figura 56* con il nome "SOLUZIONE 1".

5.9. Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore

Per la scelta della taglia del motore si è seguito lo stesso procedimento utilizzato per gli altri Siti analizzati nella presente Tesi, e descritto nei relativi paragrafi. Si è scelto di utilizzare un motore a combustione interna con potenzialità pari a 140 kWe modello E 2876 della MAN, i cui principali dati tecnici di nostro interesse sono i seguenti:

MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA SCELTO – RIVOLI	
Marca	MAN
Modello	E 2876
Potenza elettrica	140 kWe
Potenza termica HT	128 kWt
Potenza termica fumi	79 kWt
Potenza in ingresso	392 kW
Portata gas naturale	41 m ³ /h
Rendimento elettrico	36%

Tabella 23 - Principali dati tecnici del motore scelto - Rivoli

A tale motore cogenerativo a combustione interna si è scelto di abbinare un gruppo assorbitore a bromuro di litio dalla potenza frigorifera pari a 140 kWf, come visibile dalla tabella sottostante.

ASSORBITORE SCELTO – RIVOLI	
Potenza frigorifera	140 kWf
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
Portata AR	24,1 m ³ /h
Portata AC di alimentazione	10,9 t/h
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	1,5 kW
Potenza da dissipare	324 kW

Tabella 24 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto - Rivoli

Si riportano di seguito i grafici raffiguranti la quota parte di energia elettrica, termica e frigorifera fornita dal gruppo di trigenerazione scelto. Per la scelta dei metodi di utilizzo dei reflui termici al fine di produrre ASH e AC, si è seguito lo stesso ragionamento messo in atto nei Siti presi in considerazione nei paragrafi precedenti; pertanto per una descrizione più dettagliata si rimanda al *paragrafo 4.9*. Si ricorda che, come per i casi analizzati in precedenza, sono state previste 3 settimane di fermo impianto per manutenzione nel periodo che intercorre tra riscaldamento e raffreddamento ambientale.

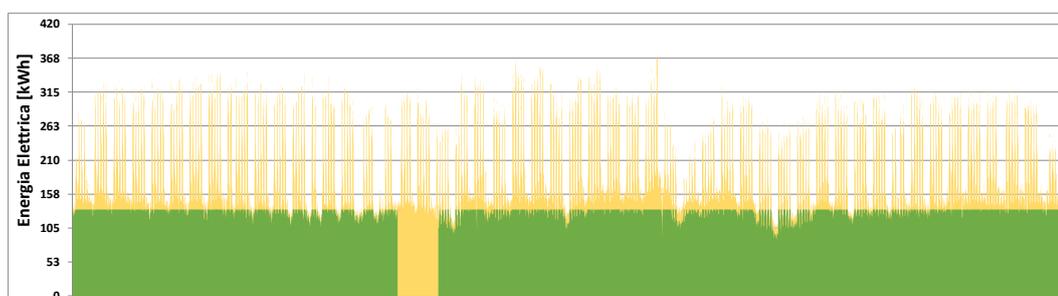


Figura 57 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Rivoli

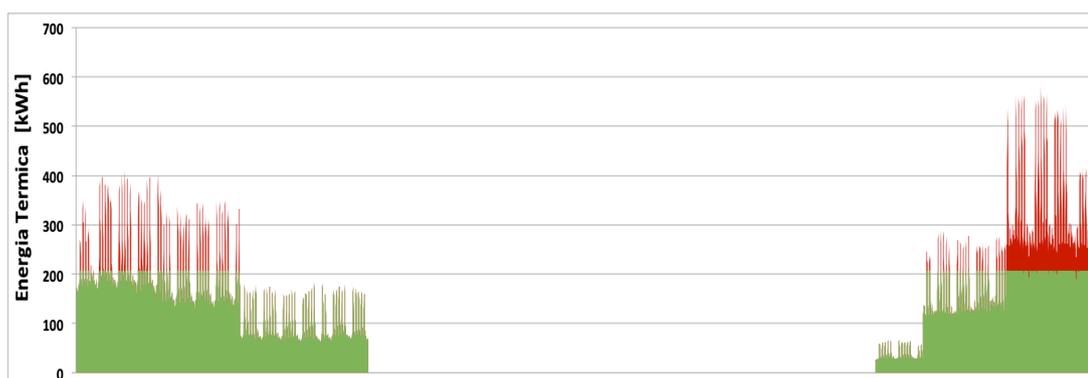


Figura 58 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Rivoli

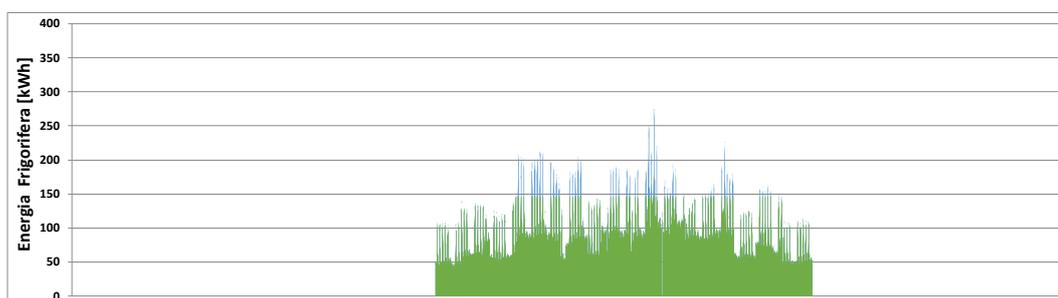


Figura 59 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Rivoli

6. Caso studio a Brescia

6.1. Informazioni generali sul Sito

Il quarto ed ultimo Sito oggetto di studio per la fattibilità tecnico-economica di un impianto di piccola cogenerazione nella presente Tesi è situato a Brescia.

A seguito delle valutazioni svolte, nel caso di Brescia si è notata una convenienza maggiore nella progettazione di un impianto di semplice cogenerazione rispetto alla trigenerazione. Questo poiché l'utenza richiede acqua calda ad uso tecnologico, pertanto per sopperire al suo fabbisogno, richiesto durante tutto il corso dell'anno, vengono recuperati tutti i reflui termici del motore cogenerativo. L'installazione di un assorbitore adibito al soddisfacimento della richiesta di acqua refrigerata per il raffrescamento estivo non è conveniente, in quanto comporta costi di investimento e manutenzione maggiore non solo legati all'assorbitore stesso ed alla torre evaporativa, ma anche perché, se si fosse deciso di fornire anche acqua refrigerata, la taglia del motore endotermico sarebbe dovuta essere maggiore comportando di conseguenza dissipazioni termiche durante tutto il periodo dell'anno in cui il raffrescamento estivo non è utilizzato.

6.2. Situazione attuale – Centrale Termica

Come detto sopra, per il Brescia è stata prevista l'installazione di un impianto di semplice cogenerazione, in cui provvedere perciò unicamente al fabbisogno di acqua calda ad uso tecnologico richiesta dall'utenza, ed in particolare dal Reparto Verniciatura dello Stabilimento oggetto di studio.

Ad oggi la situazione della Centrale Termica è quella descritta in Figura 62: una caldaia di tipo Viessmann avente potenzialità termica pari a 2.090 kWt produce acqua calda surriscaldata alla temperatura di circa 100°C, la quale attraverso uno scambiatore di calore ASH/AC permette la fornitura all'utenza di acqua calda a circa 80°C.

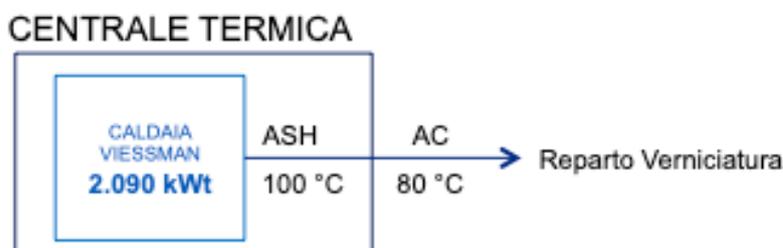


Figura 60 - Situazione attuale della Centrale Termica - Brescia

6.3. Analisi dei consumi della Centrale Termica

Per recuperare il calore messo a disposizione dal raffreddamento del motore del gruppo cogenerativo e dal raffreddamento dei gas di scarico che esso produce, si è deciso, come riportato nei paragrafi precedenti, di fornire all'utenza parte del suo fabbisogno di acqua calda la cui richiesta, essendo usata per scopi tecnologici, risulta essere pressoché costante e comunque non nulla durante tutto il corso dell'anno (periodi festivi e weekend esclusi).

Vettore termico aggredito		
Vettore	T mandata (°C)	T ritorno (°C)
AC	80	70

Tabella 25 - Indicazione del vettore termico aggredito, relativa temperatura di mandata e ritorno - Brescia

Poiché l'utenza richiede acqua calda ad una temperatura di circa 80°C, per soddisfarne la richiesta è possibile utilizzare il calore messo a disposizione sia dal raffreddamento dei fumi sia dal raffreddamento del motore, e pertanto sono minimizzate le dissipazioni del calore prodotto dall'impianto cogenerativo.

6.4. Andamento del carico termico

Grazie ai contatori di energia termica presenti nel Sito, l'Unità Operativa è stata in grado di fornirci i consumi orari di acqua surriscaldata del Reparto Verniciatura riferiti all'anno 2018; supponendo in modo cautelativo un rendimento dello scambiatore di calore ASH/AC pari al 90%, si sono ottenuti i consumi orari di acqua calda del Sito, il cui andamento sia annuale che giornaliero è illustrato nelle figure sottostanti.

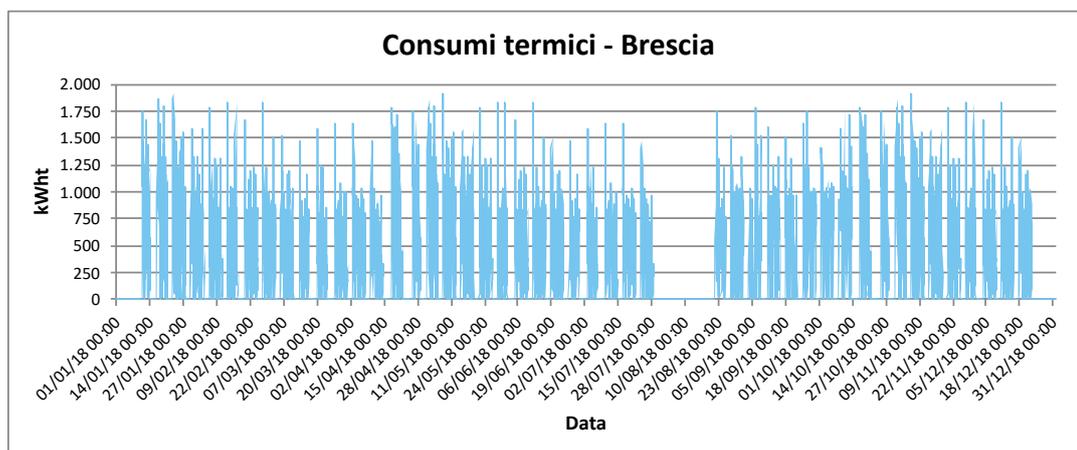


Figura 61 - Andamento orario del carico termico - Brescia

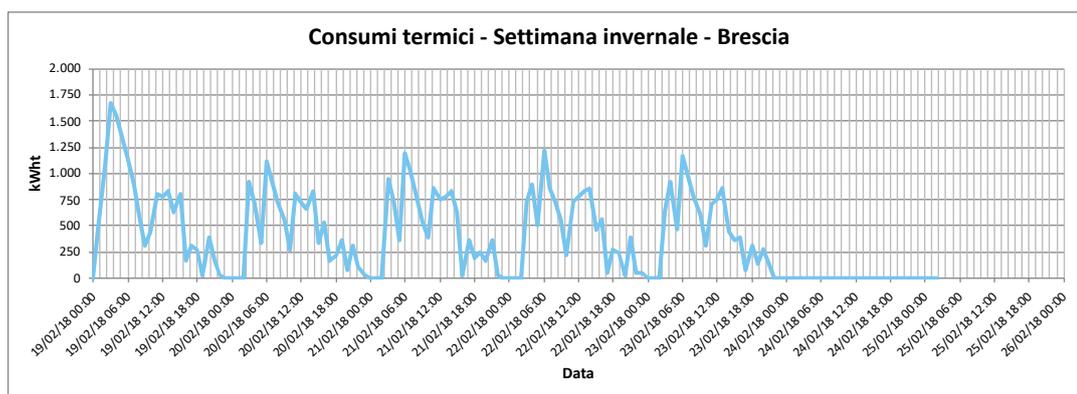


Figura 62 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana invernale - Brescia

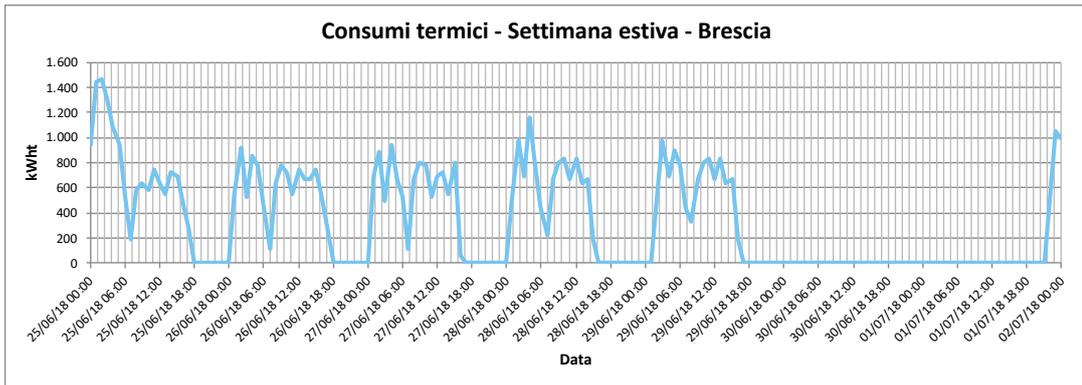


Figura 63 - Andamento giornaliero del carico termico durante una settimana estiva - Brescia

6.5. Andamento del carico elettrico

Sempre su indicazione dei consumi orari forniti dal Sito, sono stati riprodotti gli andamenti dei consumi elettrici a carico del Brescia, riferiti all'anno 2018, come riportato nelle figure a seguire.

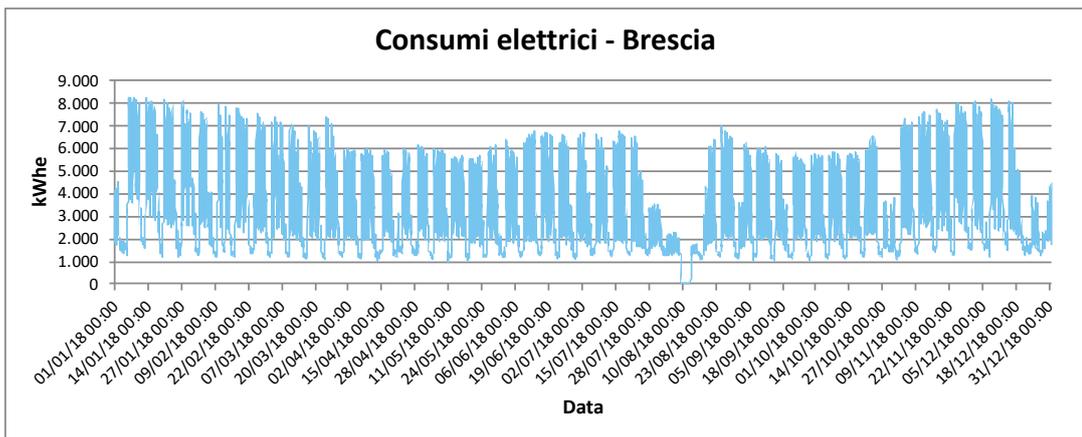


Figura 64 - Andamento orario del carico elettrico - Brescia

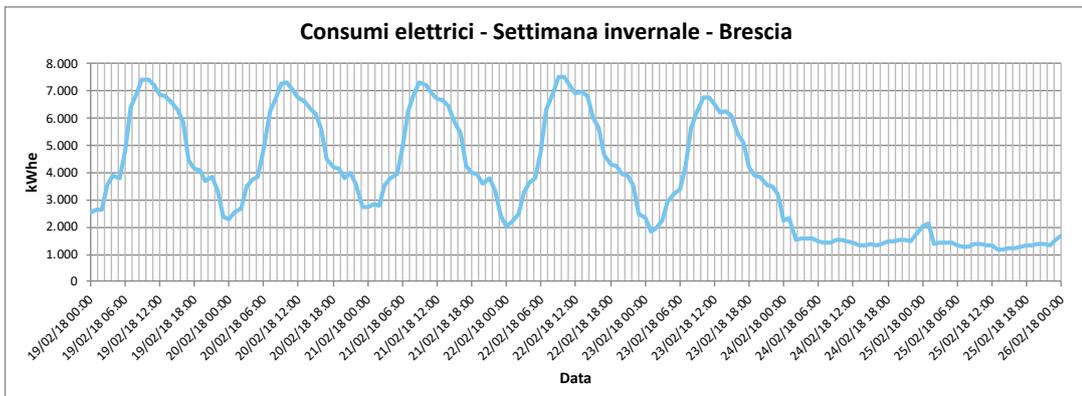


Figura 65 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana invernale - Brescia

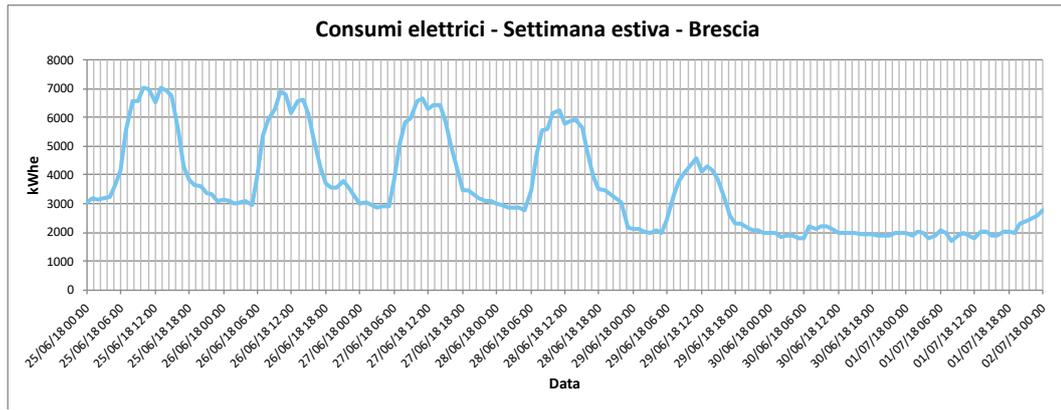


Figura 66 - Andamento giornaliero del carico elettrico durante una settimana estiva - Brescia

6.6. Andamento delle cumulate

Vengono di seguito riportate le curve di carico cumulato raffiguranti i fabbisogni di energia termica ed elettrica richiesti dallo Stabilimento oggetto di studio.

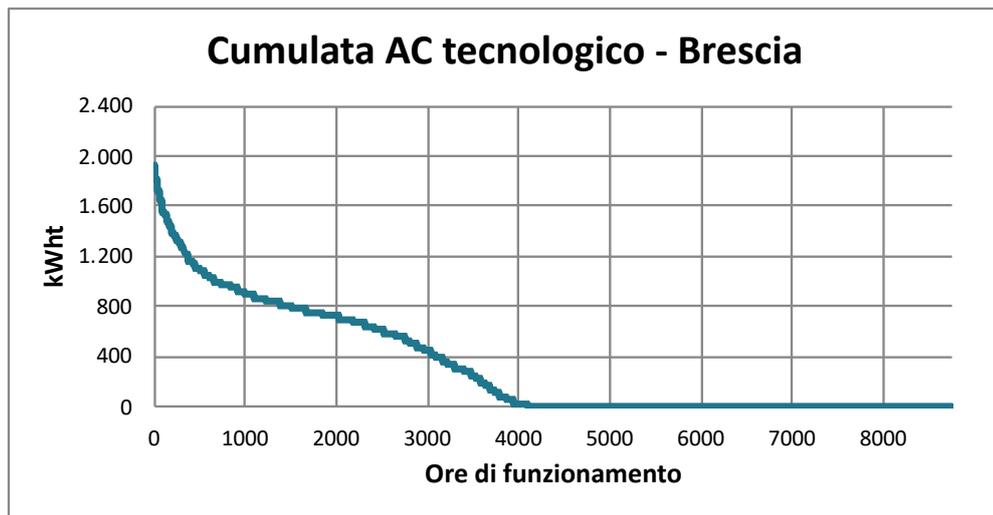


Figura 67 - Cumulata del fabbisogno di energia termica per acqua calda ad uso tecnologico - Brescia

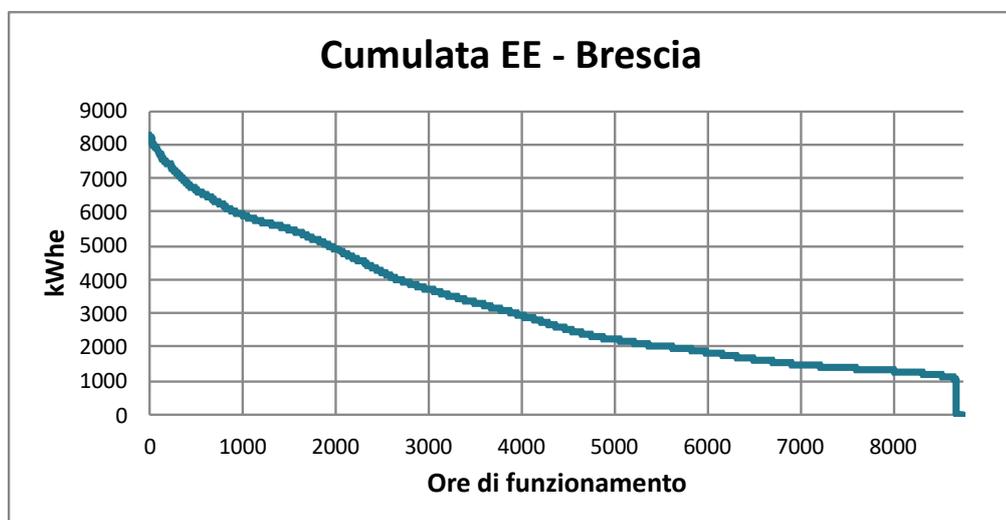


Figura 68 - Cumulata del fabbisogno di energia elettrica - Brescia

6.7. Scelta del posizionamento dell'impianto di cogenerazione

A causa della mancanza di ulteriori spazi adatti al posizionamento dell'impianto di cogenerazione, nel Sito qui analizzato si è individuata una sola soluzione possibile, come riportato nella figura sottostante.

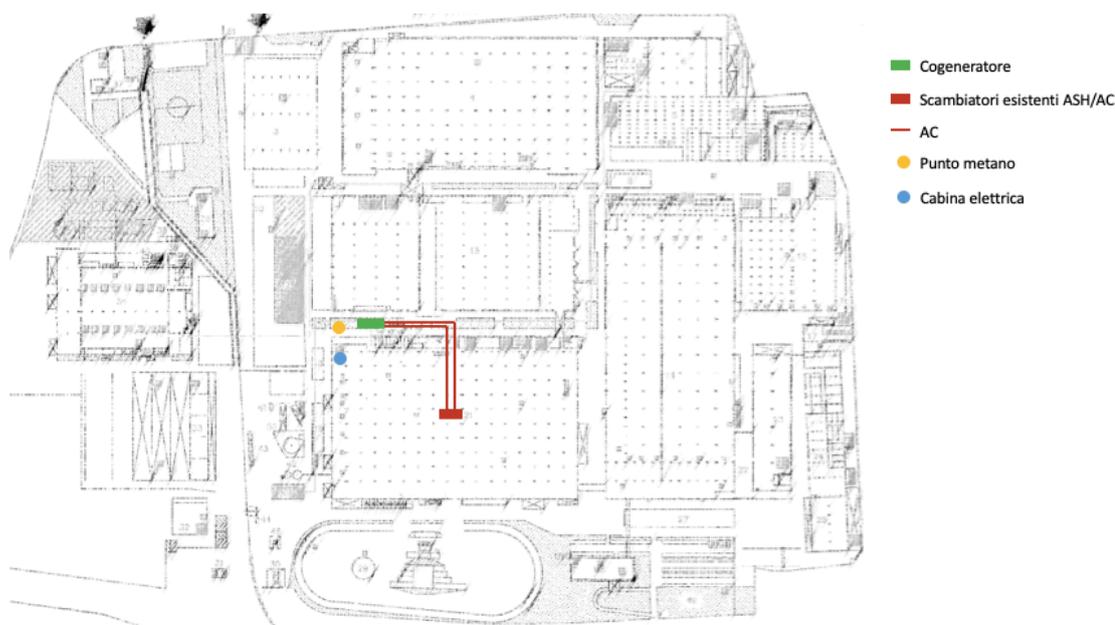


Figura 69 - Rappresentazione del posizionamento dell'impianto di cogenerazione - Brescia

Essendo la piccola CHP proposta per il Sito di Brescia ad asservimento della sola unità operativa di verniciatura, il posizionamento è stato dunque scelto in funzione della vicinanza a tale fabbricato. Si prevedono circa 300 metri di tubazione di acqua calda di collegamento tra il package di cogenerazione ed il circuito secondario degli scambiatori di calore; per il passaggio delle suddette tubazioni è possibile utilizzare il pipe-rack esistente e gli staffaggi presenti all'interno dell'edificio adibito alla verniciatura.

6.8. Scelta della taglia del motore

Come motore si è scelto di prevedere il modello E3262 E302 della MAN, avente potenza elettrica pari a 260 kW_e e potenza termica totale recuperabile pari a 380 kW_t. I principali dati tecnici di nostro interesse sono i seguenti:

MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA SCELTO – BRESCIA	
Marca	MAN
Modello	E3262 E302
Potenza elettrica	260 kW _e
Potenza termica HT	231 kW _t
Potenza termica fumi	149 kW _t
Potenza in ingresso	693 kW
Portata gas naturale	72 m ³ /h
Rendimento elettrico	38%

Tabella 26 - Principali dati tecnici del motore scelto - Brescia

Si riportano di seguito i grafici raffiguranti la quota parte di energia elettrica e termica fornita dal gruppo di cogenerazione scelto. A differenza degli interventi previsti negli altri Siti considerati, nell'Unità Operativa di Brescia è prevista una configurazione differente degli scambiatori di calore: richiedendo l'utenza energia termica sotto forma di acqua calda, per la produzione di questa vengono dapprima raffreddati i fumi in uscita dal motore cogenerativo, quindi si provvede ad utilizzare il calore prodotto dal funzionamento del motore stesso. Si ricorda che, come per i casi analizzati in precedenza, sono state previste 3 settimane di fermo impianto ad Agosto per manutenzione.

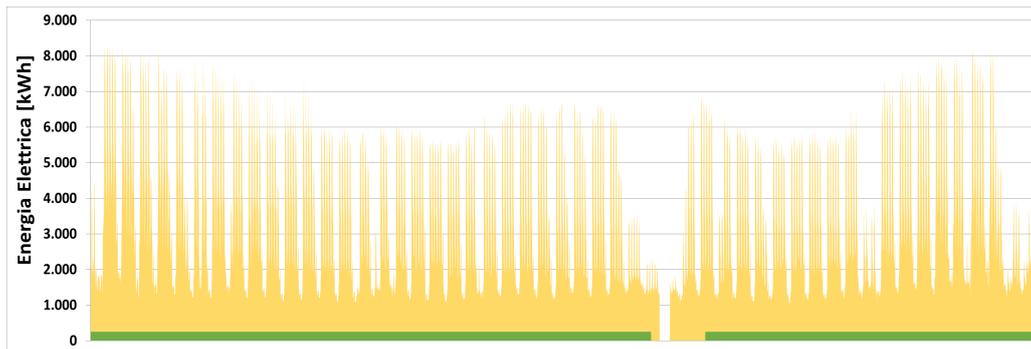


Figura 70 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Brescia

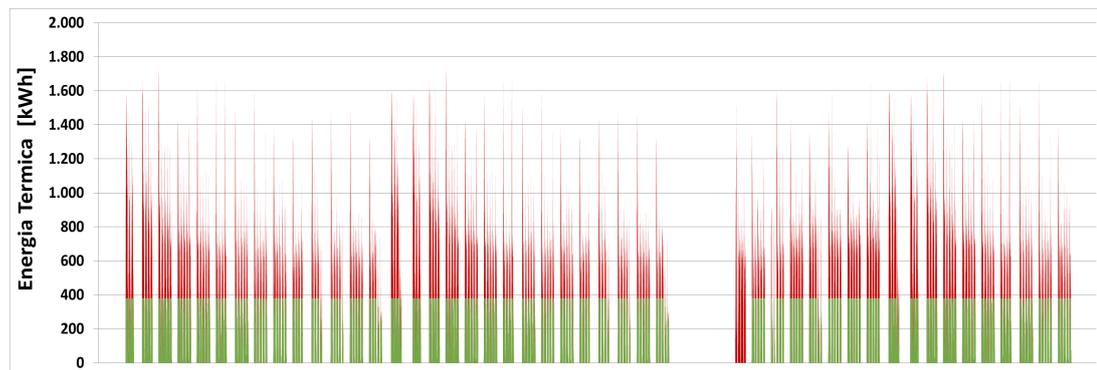


Figura 73 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di cogenerazione (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Brescia

7. Saving economico generato

7.1. Definizione delle potenze in gioco e dei fabbisogni degli impianti

Al fine di condurre l'analisi economica per gli interventi di cogenerazione e trigenerazione in studio, per prima cosa è bene valutare l'entità delle potenze in gioco nei quattro siti di interesse. Nelle tabelle sottostanti vengono perciò riportate le potenze fornite ed assorbite da ciascuno dei motori endotermici e dagli eventuali assorbitori scelti, che ricordiamo avere potenzialità diverse per ognuno dei possibili impianti analizzati.

ORBASSANO – ASH E AR AD USO TECNOLOGICO – POTENZE FORNITE DALLA TRIGENERAZIONE	
Potenza in ingresso	1.090 kWt
Potenza elettrica fornita	430 kWe
Potenza elettrica fornita al netto del consumo degli ausiliari	409 kWe
Potenza termica totale recuperabile	548 kWt
Potenza termica recuperabile dai fumi	253 kWt
Potenza termica recuperabile dal motore	295 kWt
Potenza frigorifera dell'assorbitore	360 kWf

Tabella 27 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione – Orbassano

GRUGLIASCO – ASH E AC PER RISCALDAMENTO, AR PER RAFFRESCAMENTO – POTENZE FORNITE DALLA TRIGENERAZIONE	
Potenza in ingresso	903 kWt
Potenza elettrica fornita	360 kWe
Potenza elettrica fornita al netto del consumo degli ausiliari	342 kWe
Potenza termica totale recuperabile	426 kWt
Potenza termica recuperabile dai fumi	201 kWt
Potenza termica recuperabile dal motore	225 kWt
Potenza frigorifera dell'assorbitore	300 kWf

Tabella 28 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione – Grugliasco

RIVOLI – AC PER RISCALDAMENTO, AR PER RAFFRESCAMENTO – POTENZE FORNITE DALLA TRIGENERAZIONE	
Potenza in ingresso	392 kWt
Potenza elettrica fornita	140 kWe
Potenza elettrica fornita al netto del consumo degli ausiliari	133 kWe
Potenza termica totale recuperabile	207 kWt
Potenza termica recuperabile dai fumi	79 kWt
Potenza termica recuperabile dal motore	128 kWt
Potenza frigorifera dell'assorbitore	140 kWf

Tabella 29 - Potenze fornite dall'impianto di trigenerazione – Rivoli

BRESCIA – AC AD USO TECNOLOGICO – POTENZE FORNITE DALLA COGENERAZIONE	
Potenza in ingresso	669 kWt
Potenza elettrica fornita	240 kW _e
Potenza elettrica fornita al netto del consumo degli ausiliari	228 kW _e
Potenza termica totale recuperabile	380 kWt
Potenza termica recuperabile dai fumi	149 kWt
Potenza termica recuperabile dal motore	231 kWt
Potenza frigorifera dell'assorbitore	0 kW _f

Tabella 30 - Potenze fornite dall'impianto di cogenerazione - Brescia

Per quanto riguarda la potenza elettrica consumata dagli ausiliari, essa è stata valutata essere pari al 5% della potenza elettrica totale fornita dal motore cogenerativo scelto.

Al fine di procedere con le sensibilità economiche sono quindi stati riportati in forma tabellare i fabbisogni termici attuali dei Siti ed il loro consumo di gas naturale ad oggi; a seguire, sono invece quantificate le quote di energia richiesta dalle utenze fornite dagli impianti in studio ed il conseguente consumo di metano in alimentazione al motore cogenerativo e, per semplice differenza, la quota parte di fabbisogno termico e frigorifero che rimarrà a carico delle Centrali Termiche e dei Poli Freddi ed il consumo di combustibile ad esse associato.

ORBASSANO – ASH E AR AD USO TECNOLOGICO – CONSUMI ATTUALI DELLA CENTRALE TERMICA	
Produzione termica attuale (senza trigenerazione)	1.303.258 kWht
- di cui ASH tecnologico	1.303.258 kWht
- di cui acqua calda per assorbitore	0 kWht
Consumo di gas metano attuale (senza trigenerazione)	151.294 m ³ /anno

Tabella 31 - Fabbisogni attuali- Orbassano

ORBASSANO – ASH E AC AD USO TECNOLOGICO – QUOTA DI ENERGIA FORNITA DALLA TRIGENERAZIONE	
Produzione termica totale producibile dalla trigenerazione:	4.143.289 kWht
- di cui dal recupero fumi	2.031.496 kWht
- di cui dal recupero motore	2.111.792 kWht
Energia termica prodotta dalla trigenerazione ed utilizzata effettivamente	3.150.251 kWht
- di cui dal recupero fumi	1.542.816 kWht
- di cui dal recupero motore	1.607.435 kWht
Energia termica d'integrazione (da CT)	142.614 kWht
Energia frigorifera prodotta dall'assorbitore	1.392.725 kW _f
Energia elettrica risparmiata per uso assorbitore	464.242 kW _e
Consumo gas metano impianto di trigenerazione	912.821 m ³ /anno
Consumo gas metano Centrale Termica (integrazione)	16.556 m ³ /anno

Tabella 32 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Orbassano

GRUGLIASCO – ASH E AC PER RISCALDAMENTO, AR PER RAFFRESCAMENTO – CONSUMI ATTUALI DELLA CENTRALE TERMICA	
Fabbisogno termico attuale (senza trigenerazione)	3.360.611 kWh
- di cui ASH per riscaldamento ambientale	3.115.573 kWh
- di cui AC per raffrescamento ambientale	245.038 kWh
- di cui acqua calda per assorbitore	0 kWh
Fabbisogno gas metano attuale (senza trigenerazione)	508.124 m ³ /anno

Tabella 33 - Fabbisogni attuali - Grugliasco

GRUGLIASCO – ASH E AC PER RISCALDAMENTO, AR PER RAFFRESCAMENTO – QUOTA DI ENERGIA FORNITA DALLA TRIGENERAZIONE	
Produzione termica totale producibile dalla trigenerazione:	3.380.559 kWh
- di cui dal recupero fumi	1.595.053 kWh
- di cui dal recupero motore	1.785.507 kWh
Energia termica prodotta dalla trigenerazione ed utilizzata effettivamente	979.450 kWh
- di cui dal recupero fumi	583.889 kWh
- di cui dal recupero motore	395.561 kWh
Energia termica d'integrazione (da CT)	2.689.115 kWh
Energia frigorifera prodotta dall'assorbitore	210.476 kWh
Energia elettrica risparmiata per uso assorbitore	70.159 kWh
Consumo gas metano impianto di trigenerazione	749.266 m ³ /anno
Consumo gas metano Centrale Termica (integrazione)	406.594 m ³ /anno

Tabella 34 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Grugliasco

RIVOLI – AC PER RISCALDAMENTO AMBIENTALE, AR PER RAFFRESCAMENTO AMBIENTALE – CONSUMI ATTUALI DELLA CENTRALE TERMICA	
Fabbisogno termico attuale (senza trigenerazione)	810.100 kWh
- di cui AC per riscaldamento ambientale	810.100 kWh
- di cui acqua calda per assorbitore	0 kWh
Fabbisogno gas metano attuale (senza trigenerazione)	104.493 m ³ /anno

Tabella 35 - Fabbisogni attuali - Rivoli

RIVOLI – AC PER RISCALDAMENTO AMBIENTALE, AR PER RAFFRESCAMENTO AMBIENTALE – QUOTA DI ENERGIA FORNITA DALLA TRIGENERAZIONE	
Produzione termica totale producibile dalla trigenerazione:	1.666.855 kWh
- di cui dal recupero fumi	636.143 kWh
- di cui dal recupero motore	1.030.712 kWh
Energia termica prodotta da trigenerazione ed utilizzata effettivamente	1.025.262 kWh
- di cui dal recupero fumi	383.178 kWh
- di cui dal recupero motore	642.084 kWh
Energia termica d'integrazione (da CT)	157.523 kWh
Energia frigorifera prodotta dall'assorbitore	260.880 kWh
Energia elettrica risparmiata per uso assorbitore	130.440 kWh
Consumo gas metano impianto di trigenerazione	330.032 m ³ /anno
Consumo gas metano Centrale Termica (integrazione)	20.319 m ³ /anno

Tabella 36 - Quota di energia fornita dalla trigenerazione e quota fornita dalla Centrale termica, con relativi consumi di combustibile - Rivoli

BRESCIA – AC AD USO TECNOLOGICO – CONSUMI ATTUALI DELLA CENTRALE TERMICA	
Fabbisogno termico attuale (senza cogenerazione)	2.528.495 kWh
- di cui AC tecnologico	2.528.495 kWh
- di cui acqua calda per assorbitore	0 kWh
Fabbisogno gas metano attuale (senza cogenerazione)	322.282 m ³ /anno

Tabella 37 - Fabbisogni attuali - Brescia

BRESCIA – AC AD USO TECNOLOGICO – QUOTA DI ENERGIA FORNITA DALLA COGENERAZIONE	
Produzione termica totale producibile dalla cogenerazione:	3.013.440 kWh
- di cui dal recupero fumi	1.065.024 kWh
- di cui dal recupero motore	1.948.416 kWh
Energia termica prodotta da cogenerazione ed utilizzata effettivamente	1.280.768 kWh
- di cui dal recupero fumi	490.827 kWh
- di cui dal recupero motore	789.941 kWh
Energia termica d'integrazione (da CT)	1.247.726 kWh
Energia frigorifera prodotta dall'assorbitore	0 kWh
Energia elettrica risparmiata per uso assorbitore	0 kWh
Consumo gas metano impianto di cogenerazione	575.263 m ³ /anno
Consumo gas metano Centrale Termica (integrazione)	159.035 m ³ /anno

Tabella 38 - Quota di energia fornita dalla cogenerazione e quota fornita dalla Centrale Termica, con relativi consumi di combustibile - Brescia

7.2. Risparmio previsto per la fornitura di energia termica

Una volta definito il motore cogenerativo scelto per ognuna delle simulazioni, e dunque la sua potenzialità in termini di recupero termico da fumi e motore, si può definire l'energia termica totale prodotta (sotto forma di acqua calda surriscaldata, di acqua calda o entrambe a seconda del caso analizzato). Di conseguenza, il confronto tra la potenza termica attualmente prodotta

dalla Centrale Termica e quella, ovviamente minore, che produrrebbe se accoppiata ad un impianto di piccola cogenerazione o microcogenerazione, risulta semplice da determinare. Infine, passando tramite la tariffa del gas naturale impostaci dai vari Siti, e che quindi varia per ogni caso analizzato, si ricava il risparmio economico conseguibile alla realizzazione degli impianti in studio. Le tariffe economiche sono state richieste ai Siti in questione ma sono omesse nelle tabelle che seguono; pertanto anche i valori dei risparmi previsti sotto riportati, sono solamente indicativi ma comunque coerenti con lo studio economico effettivamente svolto per la realizzazione degli interventi oggetto del presente elaborato.

ENERGIA TERMICA – ORBASSANO – ASH E AR AD USO TECNOLOGICO -		
Energia Termica che verrà prodotta dalla trigenerazione		
1.160 MWh/anno		
Energia Termica prodotta dalla Centrale Termica		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prodotto con Centrale Termica	1.303 MWh/anno	143 MWh/anno
Consumo gas in CT	151.294 m ³ /anno	16.556 m ³ /anno
Spesa per ASH e AC	53 k€/anno	6 k€/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 47 k€/anno		

Tabella 39 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Orbassano

ENERGIA TERMICA – GRUGLIASCO – ASH E AR PER RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO AMBIENTALE -		
Energia Termica che verrà prodotta dalla trigenerazione		
699 MWh/anno		
Energia Termica prodotta dalla Centrale Termica		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prodotto con Centrale Termica	3.388 MWh/anno	2.689 MWh/anno
Consumo gas in CT	512.241 m ³ /anno	406.594 m ³ /anno
Spesa per ASH e AC	191 k€/anno	151 k€/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 39 k€/anno		

Tabella 40 - Calcolo del saving economico sull'energia termica – Grugliasco

ENERGIA TERMICA – RIVOLI - AC PER RISCALDAMENTO AMBIENTALE -		
Energia Termica che verrà prodotta dalla trigenerazione		
653 MWh/anno		
Energia Termica prodotta dalla Centrale Termica		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prodotto con Centrale Termica	810 MWh/anno	158 MWh/anno
Consumo gas in CT	104.493 m ³ /anno	20.319 m ³ /anno
Spesa per AC	28 k€/anno	5 k€/anno
* volumi di riferimento anno 2018		
RISPARMIO PREVISTO = 23 k€/anno		

Tabella 41 - Calcolo del saving economico sull'energia termica - Rivoli

ENERGIA TERMICA – BRESCIA – AC AD USO TECNOLOGICO		
Energia Termica che verrà prodotta dalla cogenerazione		
1.326 MWh/anno		
Energia Termica prodotta dalla Centrale Termica		
	SENZA COGENERAZIONE *	CON COGENERAZIONE
Volume prodotto con Centrale Termica	2.528 MWh/anno	1.202 MWh/anno
Consumo gas in CT	322.282 m ³ /anno	153,270 m ³ /anno
Spesa per AC	114 k€/anno	54 k€/anno
* volumi di riferimento anno 2018		
RISPARMIO PREVISTO = 60 k€/anno		

Tabella 42 - Calcolo del saving economico sull'energia termica - Brescia

7.3. Risparmio previsto per la fornitura di energia elettrica

Così come si è proceduto per determinare il saving energetico ed economico in termini di energia termica che gli impianti di cogenerazione/trigenerazione analizzati apporterebbero, è stato determinato anche a quanto ammonta il risparmio monetario conseguente al risparmio di energia elettrica da parte del Sito. Nel calcolo del saving è bene ricordare che non solo il gruppo cogenerativo produrrà energia elettrica, che quindi potrà essere utilizzata direttamente dall'utenza senza bisogno di comprarla dall'esterno, ma anche la sostituzione di uno o più gruppi frigoriferi con l'assorbitore riduce il fabbisogno di EE del Sito. Infatti, come spiegato in precedenza nel paragrafo dal titolo "La trigenerazione in regime estivo: il ciclo frigorifero ad assorbimento", l'utilizzo di un ciclo frigorifero ad assorbimento comporta un dispendio di energia elettrica di entità trascurabile rispetto alle potenze termiche in gioco, a differenza dei gruppi frigo attualmente presenti nei Poli Freddi dei diversi compressori analizzati. Per quanto riguarda le tariffe utilizzate per la consuntivazione del saving economico, esse sono state fornite dagli Stabilimenti analizzati e nelle tabelle che seguono sono state omesse. Pertanto anche il

valore del saving riportato nelle stesse è indicativo, sebbene coerente con i calcoli effettivamente svolti nell'ambito dello studio di fattibilità economica degli interventi.

ENERGIA ELETTRICA – ORBASSANO – ASH E AR AD USO TECNOLOGICO		
Energia Elettrica che verrà risparmiata grazie alla trigenerazione		
3.022 MWh/anno		
Energia Elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prelevato	11.031 MWh/anno	8.009 MWh/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 529 k€/anno		

Tabella 43 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Orbassano

ENERGIA ELETTRICA – GRUGLIASCO – ASH E AC PER RISCALDAMENTO AMBIENTALE, AR PER RAFFRESCAMENTO AMBIENTALE		
Energia Elettrica che verrà risparmiata grazie alla trigenerazione		
2.784 MWh/anno		
Energia Elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prelevato	5.244 MWh/anno	2.460 MWh/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 446 k€/anno		

Tabella 44 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Grugliasco

ENERGIA ELETTRICA – RIVOLI – AC PER RISCALDAMENTO AMBIENTALE E AR PER RAFFRESCAMENTO AMBIENTALE		
Energia Elettrica che verrà risparmiata grazie alla trigenerazione		
1.201 MWh/anno		
Energia Elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale		
	SENZA TRIGENERAZIONE *	CON TRIGENERAZIONE
Volume prelevato	1.742 MWh/anno	541 MWh/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 140 k€/anno		

Tabella 45 - Import di energia elettrica con e senza trigenerazione – Rivoli

ENERGIA ELETTRICA – BRESCIA – AC AD USO TECNOLOGICO		
Energia Elettrica che verrà risparmiata grazie alla cogenerazione		
2.063 MWh/anno		
Energia Elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale		
	SENZA COGENERAZIONE *	CON COGENERAZIONE
Volume prelevato	28.248 MWh/anno	26.185 MWh/anno
<i>* volumi di riferimento anno 2018</i>		
RISPARMIO PREVISTO = 297 k€/anno		

Tabella 46 - Import di energia elettrica con e senza cogenerazione – Brescia

7.4. Costi previsti per l'alimentazione del motore cogenerativo

Poiché si presuppone di installare dei motori a combustione interna alimentati a gas naturale, al fine di performare l'analisi economica di fattibilità dell'impianto, al saving economico conseguente al risparmio di energia primaria (termica ed elettrica) va però sottratta la spesa dovuta al consumo di metano in ingresso al motore cogenerativo. Le tariffe del gas naturale utilizzate sono nuovamente quelle fornite dai vari Siti di interesse, il cui valore nelle tabelle sotto riportate è stato omesso. Come detto nel paragrafo precedente, anche in questo caso i valori economici sotto riportati risultano essere solamente indicativi sebbene coerenti con lo studio economico effettivamente svolto.

CONSUMO DI GAS PER LA TRIGENERAZIONE – ORBASSANO		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Volume consumato da MCI	0 m ³ /anno	912.821 m ³ /anno
Spesa per trigenerazione	0 k€/anno	317 k€/anno
MAGGIOR COSTO PREVISTO = 317 k€/anno		

Tabella 47 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione – Orbassano

CONSUMO DI GAS PER LA TRIGENERAZIONE – GRUGLIASCO		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Volume consumato da MCI	0 m ³ /anno	749.266 m ³ /anno
Spesa per trigenerazione	0 k€/anno	279 k€/anno
MAGGIOR COSTO PREVISTO = 279 k€/anno		

Tabella 48 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione – Grugliasco

CONSUMO DI GAS PER LA TRIGENERAZIONE – RIVOLI		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Volume consumato da MCI	0 m ³ /anno	330.032 m ³ /anno
Spesa per trigenerazione	0 k€/anno	89 k€/anno
MAGGIOR COSTO PREVISTO = 89 k€/anno		

Tabella 49 - Consumo di gas naturale per alimentare la trigenerazione - Rivoli

CONSUMO DI GAS PER LA COGENERAZIONE – BRESCIA		
	SENZA COGENERAZIONE	CON COGENERAZIONE
Volume consumato da MCI	0 m ³ /anno	596.701 m ³ /anno
Spesa per cogenerazione	0 k€/anno	210 k€/anno
MAGGIOR COSTO PREVISTO = 210 k€/anno		

Tabella 50 - Consumo di gas naturale per alimentare la cogenerazione - Brescia

7.5. Costi previsti per le emissioni di anidride carbonica in atmosfera

Con il Protocollo di Kyoto, sottoscritto nel 1997, per la prima volta sono stati fissati degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera; nel marzo 2000 la Commissione Europea ha presentato il progetto EU ETS (EUropean Emission Trading System), la cui direttiva è stata adottata nel 2003 ed il sistema inaugurato nel 2005. Ad oggi vi sono state tre fasi, e ad oggi siamo nella terza (2013-2020).

La prima fase (2005-2007) è stata di preparazione alla recezione vera e propria della direttiva, interessava solo gli impianti con uso massivo di energia e la maggior parte delle quote di emissione per le imprese erano assegnate a titolo gratuito. La seconda fase (2008-2012) ha ridotto il numero delle quote di emissione concesse a titolo gratuito, ha aumentato la sanzione in caso di mancato rispetto degli obblighi (passato dai 40 euro a tonnellata circa della prima fase ai 100 euro a tonnellata) ed ha basato il tetto sulle quote di emissioni sull'effettiva potenza termica prodotta dagli impianti anziché su quella nominale dei sistemi. Ogni quota di emissione permette l'emissione di una tonnellata di anidride carbonica oppure della quantità equivalente di biossido di azoto NO₂ o perfluorocarburi PFC. Nel 2013, anno di inizio della terza fase dell'EU ETS, le quote di emissione per gli impianti fissi era pari a 2.084.301.856 quote; a partire dal 2013 e per tutta la durata del terzo periodo le quote diminuiranno ogni anno di 38.264.246 entità. Solamente per alcuni settori, come l'automotive, la quantità di quote rimarrà costante.

Di seguito è riportato l'andamento dei prezzi medi annuali delle quote di anidride carbonica, sia in forma tabellare che grafica:

MEDIA ANNUA DEI PREZZI DELLA CO ₂	
2008	22,02 €/tonn
2009	13,06 €/tonn
2010	14,32 €/tonn
2011	12,89 €/tonn
2012	7,33 €/tonn
2013	4,45 €/tonn
2014	5,96 €/tonn
2015	7,68 €/tonn
2016	5,35 €/tonn
2017	5,83 €/tonn
2018	15,88 €/tonn
2019	24,81 €/tonn

Tabella 51 - Prezzo medio annuale per le quote di CO₂ - Fonte: SendeCO2

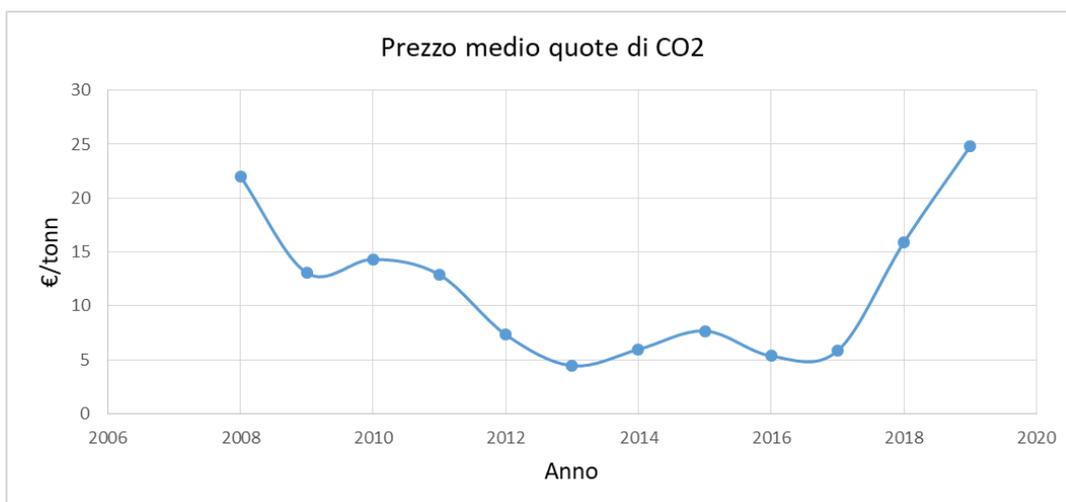


Figura 71 - Andamento del prezzo medio delle quote di CO₂ nel corso delle fasi dell'EU ETS

Siccome gli interventi di cui discusso nella presente Tesi sono impianti che, se ritenuti economicamente vantaggiosi da parte dell'Azienda Edison|Fenice, quest'ultima si propone di realizzare effettivamente, va tenuto in conto che questi non entreranno in esercizio prima del 2021, anno di inizio della quarta fase dell'EU ETS. Di conseguenza non è ancora ad oggi ben chiaro quante delle quote per le emissioni di CO₂ saranno disponibili a titolo gratuito e quante andranno pagate. Pertanto, al fine di essere cautelativi, si è deciso di decurtare il saving annuale di una quota parte proporzionale alla quantità di anidride carbonica immessa in atmosfera dai diversi impianti. Per le simulazioni analizzate nella presente Tesi, è stato utilizzato un costo unitario della CO₂ pari a 20 €/tonn.

Per i calcoli della valorizzazione delle quote di anidride carbonica, sono stati effettuati i calcoli di seguito riportati:

$$CO_{2,prodotta} = CH_{4,consumato} * PCI_{CO_2} * FdE * FdO$$

$$\text{Valorizzazione economica CO}_2 = \text{costo unitario CO}_2 * \text{CO}_{2\text{prodotta}}$$

Dove:

- FdE = fattore di emissione di riferimento = 56 tonn CO₂/TJ
- FdO = fattore di ossidazione = 99,5%
- Costo unitario CO₂ = 20 €/tonn

VALORIZZAZIONE QUOTE CO₂ – ORBASSANO	
Potere calorifico inferiore (PCI)	36,95 MJ / Nm ³
Fattore di conversione	1 / 1.000.000 MJ → TJ
Fattore di emissione di riferimento (FdE)	56 tonn CO ₂ / TJ
Fattore di ossidazione (FdO)	99,5%
Maggior consumo di gas	778.083 Nm ³ /anno
CO ₂ prodotta	1.602 tonn CO ₂
Costo unitario CO ₂	20,0 €/tonn
Valorizzazione economica CO₂	32.039 €/anno

Tabella 52 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Orbassano

VALORIZZAZIONE QUOTE CO₂ – GRUGLIASCO	
Potere calorifico inferiore (PCI)	36,95 MJ / Nm ³
Fattore di conversione	1 / 1.000.000 MJ → TJ
Fattore di emissione di riferimento (FdE)	56 tonn CO ₂ / TJ
Fattore di ossidazione (FdO)	99,5%
Maggior consumo di gas	643.619 Nm ³ /anno
CO ₂ prodotta	1.325 tonn CO ₂
Costo unitario CO ₂	20,0 €/tonn
Valorizzazione economica CO₂	26.502 €/anno

Tabella 53 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Grugliasco

VALORIZZAZIONE QUOTE CO₂ – RIVOLI	
Potere calorifico inferiore (PCI)	36,95 MJ / Nm ³
Fattore di conversione	1 / 1.000.000 MJ → TJ
Fattore di emissione di riferimento (FdE)	56 tonn CO ₂ / TJ
Fattore di ossidazione (FdO)	99,5%
Maggior consumo di gas	245.857 Nm ³ /anno
CO ₂ prodotta	506 tonn CO ₂
Costo unitario CO ₂	20,0 €/tonn
Valorizzazione economica CO₂	10.124 €/anno

Tabella 54 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Rivoli

VALORIZZAZIONE QUOTE CO₂ – BRESCIA	
Potere calorifico inferiore (PCI)	36,95 MJ / Nm ³
Fattore di conversione	1 / 1.000.000 MJ → TJ
Fattore di emissione di riferimento (FdE)	56 tonn CO ₂ / TJ
Fattore di ossidazione (FdO)	99,5%
Maggior consumo di gas	427.690 Nm ³ /anno
CO ₂ prodotta	881 tonn CO ₂
Costo unitario CO ₂	20,0 €/tonn
Valorizzazione economica CO₂	17.611 €/anno

Tabella 55 - Valorizzazione quote di anidride carbonica - Brescia

7.6. Ricavi per Certificati Bianchi da Cogenerazione ad Alto Rendimento

Come descritto nel paragrafo “*Certificati Bianchi per Cogenerazione ad Alto Rendimento*”, le CAR, ed in particolare le unità di piccola cogenerazione/trigenerazione in studio nella presente Tesi, hanno diritto ai Titoli di Efficienza Energetica se conseguono un PES almeno positivo. Per il calcolo del Primary Energy Saving sono state utilizzate nelle simulazioni svolte le formulazioni di seguito riportate:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{\eta_{H,CHP}}{\eta_{H,rif}} \right) + \left(\frac{\eta_{e,CHP}}{\eta_{e,rif,corretto}} \right)} \right) * 100$$

$$\eta_{e,rif,corretto} = (\eta_{e,rif} + k_{correzioneclima}) * p_{pesato_{imm/auto}}$$

$$p_{\text{pesato}_{\text{imm}/\text{auto}}} = p_{\text{immessa}} * \%_{\text{immessa}} + p_{\text{autoconsumata}} * \%_{\text{autoconsumata}}$$

$$N^{\circ} \text{ TEE} = \left(\left(\frac{E_{e,\text{lorda}}}{\eta_{e,\text{rif,corretto}}} + \frac{E_{H,\text{utile}}}{\eta_{H,\text{rif}}} \right) - E_c \right) * 0,086 * F_{CB}$$

dove F_{CB} è un fattore moltiplicativo che dipende dalla potenza dell'impianto, ed in particolare risulta essere pari a:

POTENZA DELL'IMPIANTO	F_{CB}
fino a 1 MW	1,4
da 1 a 10 MW	1,3
da 10 a 80 MW	1,2
da 80 a 100 MW	1,1
maggiore di 100 MW	1

Tabella 56 - Valore del fattore moltiplicativo da utilizzare per il calcolo nel numero di CB ottenibili

Nelle tabelle riportate di seguito si riportano i valori fondamentali per il calcolo del PES nei diversi casi analizzati ed il valore vero e proprio di risparmio di energia primaria conseguito, da cui sono stati calcolati il numero di Certificati Bianchi richiedibili ed il conseguente valore economico. Per quanto concerne la loro valorizzazione economica, il DM 10/5/2018 ne ha imposto il valore di 250÷260 €/TEE; ai fini di essere cautelativi, è stato preso un valore pari a 250 €/TEE.

VALORIZZAZIONE ECONOMICA TEE – ORBASSANO	
$\eta_{H,\text{rif}}$	0,92
$\eta_{e,\text{rif}}$	0,46
$k_{\text{correzioneclima}}$	0,0037
p_{immessa}	0,918
$\%_{\text{immessa}}$	0,00%
$p_{\text{autoconsumata}}$	0,891
$\%_{\text{autoconsumata}}$	100,00%
$p_{\text{pesato}_{\text{imm}/\text{auto}}}$	0,891
$\eta_{e,\text{rif,corretto}}$	0,41
$\eta_{H,\text{CHP}}$	0,36
$\eta_{e,\text{CHP}}$	0,39
PES	17,52%
F_{CB}	1,4
$E_{e,\text{lorda}}$ [MWh]	3.421
$E_{H,\text{utile}}$ [MWh]	3.150
E_c [MWh]	8.758
N° TEE	355
Valorizzazione economica [€/TEE]	250
Ricavo TEE [€]	88.750

Tabella 57 - Ricavo conseguibile dai CB - Orbassano

VALORIZZAZIONE ECONOMICA TEE – GRUGLIASCO	
$\eta_{H,rif}$	0,92
$\eta_{e,rif}$	0,46
$k_{correzioneclima}$	0,0037
$P_{immessa}$	0,918
$\%_{immessa}$	0,00%
$P_{autoconsumata}$	0,891
$\%_{autoconsumata}$	100,00%
$P_{pesato_{imm}/auto}$	0,891
$\eta_{e,rif,corretto}$	0,41
$\eta_{H,CHP}$	0,35
$\eta_{e,CHP}$	0,40
PES	17,90%
F_{CB}	1,4
$E_{e,lorda}$ [MWh]	1.098
$E_{H,utile}$ [MWh]	979
E_C [MWh]	2.770
N° TEE	115
Valorizzazione economica [€/TEE]	250
Ricavo TEE [€]	28.750

Tabella 58 - Ricavo conseguibile dai CB - Grugliasco

VALORIZZAZIONE ECONOMICA TEE – RIVOLI	
$\eta_{H,rif}$	0,92
$\eta_{e,rif}$	0,46
$k_{correzioneclima}$	0,0037
$P_{immessa}$	0,918
$\%_{immessa}$	0,00%
$P_{autoconsumata}$	0,891
$\%_{autoconsumata}$	100,00%
$P_{pesato_{imm}/auto}$	0,891
$\eta_{e,rif,corretto}$	0,41
$\eta_{H,CHP}$	0,39
$\eta_{e,CHP}$	0,36
PES	14,97%
F_{CB}	1,4
$E_{e,lorda}$ [MWh]	911
$E_{H,utile}$ [MWh]	1.025
E_C [MWh]	2.596
N° TEE	90
Valorizzazione economica [€/TEE]	250
Ricavo TEE [€]	22.500

Tabella 59 - Ricavo conseguibile dai CB - Rivoli

VALORIZZAZIONE ECONOMICA TEE – BRESCIA	
$\eta_{H,rif}$	0,92
$\eta_{e,rif}$	0,46
$k_{correzioneclima}$	0,0037
$P_{immessa}$	0,918
$\%_{immessa}$	0,00%
$P_{autoconsumata}$	0,891
$\%_{autoconsumata}$	100,00%
$P_{pesatoimm/auto}$	0,891
$\eta_{e,rif,corretto}$	0,41
$\eta_{H,CHP}$	0,37
$\eta_{e,CHP}$	0,38
PES	16,64%
F_{CB}	1,4
$E_{e,lorda}$ [MWh]	1.350
$E_{H,utile}$ [MWh]	1.326
E_C [MWh]	3.568
N° TEE	137
Valorizzazione economica [€/TEE]	250
Ricavo TEE [€]	34.250

Tabella 60 - Ricavo conseguibile dai CB - Brescia

7.7. Costi di realizzazione degli impianti

In parallelo alla determinazione del risparmio economico realizzato dai diversi impianti in studio, si è proceduto con la determinazione dei costi relativi all'installazione di suddetti impianti. Di seguito si riportano in forma tabellare il riepilogo dei costi di investimento da utilizzare poi per la determinazione del payback time. Per semplicità, i costi sono stati raggruppati in cinque sezioni, come spiegato nella tabella riportata di seguito.

DETERMINAZIONE DEI COSTI DI REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI	
Apparecchiature	Include: cogeneratore, assorbitore, contatori fiscali per energia termica, energia frigorifera e energia elettrica prodotta, contatori fiscali per gas metano consumato, eventuale seconda caldaia per produzione di ASH, eventuale filtro SCR
Interconnessioni	
<i>Impianti meccanici</i>	Include: posa delle apparecchiature (cogeneratore, assorbitore e torre evaporativa), circuito cogeneratore-assorbitore, circuito assorbitore-Acqua Fredda, circuito assorbitore torre evaporativa, circuito cogeneratore-ASH, circuito cogeneratore-AC, circuito assorbitore-AR, circuito adduzione gas metano, modifica dei collettori esistenti per accogliere i fluidi prodotti, coibentazione, fornitura e posa in opera di eventuali filtri, giunti antivibranti, valvole, manometri, termometri, vasi di espansione.
<i>Impianti elettrici</i>	Include: quadri elettrici di regolazione e di potenza, trasformatori, misuratori di tensione, prove e tarature.
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	Include: contacalorie ASH, contacalorie AC.
Altre attività	Include: assistenze edili quali i basamenti per cogeneratore ed assorbitore, forometrie e ripristini per passaggio tubazioni.
Progettazione	Include: iter pratiche autorizzative e commissioning.
Gestione cantieri ed oneri per la sicurezza	Include: oneri della sicurezza, redazione piano coordinamento sicurezza, assicurazione cantiere e gestione operativa del cantiere compresa di logistica, trasporti, assistenza alle varie fasi operative.

Tabella 61 - Descrizione delle macro sezioni in cui sono stati raggruppati i costi d'investimento per la realizzazione degli impianti studiati

Suddividendo perciò i costi d'investimento nelle macro aree riportate sopra, si ottengono i seguenti risultati:

COSTI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE – ORBASSANO	
Apparecchiature	520.764,00 €
Interconnessioni	158.579,46 €
<i>Impianti meccanici</i>	114.812,59 €
<i>Impianti elettrici</i>	65.766,87 €
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	5.000,00 €
Altre attività	21.400,00 €
Progettazione	44.711,38 €
Gestione cantieri ed oneri per la sicurezza	43.612,85 €
TOTALE	816.067,69 €

Tabella 62 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Orbassano

COSTI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE – GRUGLIASCO	
Apparecchiature	503.575,90 €
Interconnessioni	394.669,07 €
<i>Impianti meccanici</i>	294.908,99 €
<i>Impianti elettrici</i>	71.760,08 €
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	28.000,00 €
Altre attività	44.800,00 €
Progettazione	69.652,25 €
Gestione cantieri ed oneri per la sicurezza	52.928,68 €
TOTALE	1.065.625,90 €

Tabella 63 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Grugliasco

COSTI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE – RIVOLI	
Apparecchiature	295.204,75 €
Interconnessioni	128.386,30 €
<i>Impianti meccanici</i>	80.416,30 €
<i>Impianti elettrici</i>	42.970,00 €
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	5.000,00 €
Altre attività	18.800,00 €
Progettazione	44.369,55 €
Gestione cantieri ed oneri per la sicurezza	20.152,39 €
TOTALE	506.913,00 €

Tabella 64 - Costi di realizzazione impianto di trigenerazione - Rivoli

COSTI DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE – BRESCIA	
Apparecchiature	225.000,00 €
Interconnessioni	97.688,09 €
<i>Impianti meccanici</i>	68.708,09 €
<i>Impianti elettrici</i>	23.980,00 €
<i>Impianti elettrostrumentali</i>	5.000,00 €
Altre attività	17.800,00 €
Progettazione	26.953,90 €
Gestione cantieri ed oneri per la sicurezza	30.759,18 €
TOTALE	398.201,17 €

Tabella 65 - Costi di realizzazione impianto di cogenerazione - Brescia

7.8. Costi operativi e di gestione

La cosiddetta spesa operativa, o OPEX (dall'inglese Operating EXpense), riassume tutti i costi necessari a gestire un impianto o un sistema; tali costi sono detti costi operativi e di gestione anche denominati O&M (Operation and Maintenance).

Si riportano di seguito le spese operative con riferimento ai quattro Siti presi in considerazione nello svolgimento della presente Tesi; tra i costi è indicata anche la Major Overhaul (di seguito denominata MOH).

	ORBASSA NO	GRUGLIASC O	RIVOLI	BRESCIA
Manutenzione oraria motore [€/h]	6,71 €	6,71 €	2,45 €	6,27 €
MOH al raggiungimento delle 50.000 ore	75.000,00 €	70.000,00 €	38.000,00 €	75.000,00 €
Costo orario spalmato comprese le MOH [€/h]	8,21 €	8,11 €	2,74 €	7,77 €
Consumabili urea (se si prevede l'installazione di SCR) [€/anno]	4.000,00 €	4.000,00 €	8.600,00 €	4.000,00 €
Additivi/glicole [€/anno]	3.500,00 €	1.500,00 €	incluso nel costo orario spalmato	incluso nel costo orario spalmato
BOP meccanico/elettrico o inclusi catalizzatori/SCR [€/anno]	21.000,00 €	16.000,00 €	14.000,00 €	8.000,00 €
Costi di struttura/spese generali	inclusi	inclusi	inclusi	inclusi

Tabella 66 - Costi O&M per i diversi Siti analizzati

7.9. Riepilogo del saving economico e determinazione del payback time

Vengono di seguito riportati, sotto forma di tabelle, i dati che determinano il saving economico degli impianti studiati e il calcolo del payback time, ovvero il numero di anni necessari per rientrare nell'investimento, considerando tra i costi necessari alla manutenzione degli impianti anche il Major Overhaul. Il prezzo di quest'ultimo è stato definito dal fornitore dei motori scelti per l'alimentazione degli impianti di cogenerazione/trigenerazione e il suo impatto nei costi O&M su base annuale (in k€/anno) dipende dal numero di ore di funzionamento annuo del motore.

COSTI ENERGETICI - ORBASSANO		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Energia termica per stabilimento	-53 k€/anno	-6 k€/anno
Energia elettrica per stabilimento	-1.566 k€/anno	-1.038 k€/anno
Consumo di gas per trigenerazione	0 k€/anno	-317 k€/anno
CB da CAR	0 k€/anno	+89 k€/anno
Valorizzazione quote CO ₂	0 k€/anno	-32 k€/anno
TOTALE COSTI	-1.619 k€/anno	-1.304 k€/anno
SAVING ANNUO COMPENSORIO = 315 k€/anno		

Tabella 67 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Orbassano

SAVING E PAYBACK TIME – ORBASSANO		
Energia termica risparmiata	1.161 MWh/anno	47 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	3.722.207 kWh/anno	528 k€/anno
Gas consumato da trigenerazione	912.821 Smc/anno	-317 k€/anno
Stima quote CO ₂	1.602 tonn/anno	-32 k€/anno
CB da CAR	355 TEE/anno	89 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO		315 k€/anno
STIMA INVESTIMENTO TOTALE		816 k€
COSTI O&M incluso MOH		83,5 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M		3,5 anni

Tabella 68 - Determinazione del payback time – Orbassano

COSTI ENERGETICI – GRUGLIASCO		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Energia termica per stabilimento	-191 k€/anno	-151 k€/anno
Energia elettrica per stabilimento	-840 k€/anno	-394 k€/anno
Consumo di gas per trigenerazione	0 k€/anno	-279 k€/anno
CB da CAR	0 k€/anno	+29 k€/anno
Valorizzazione quote CO ₂	0 k€/anno	-27 k€/anno
TOTALE COSTI	-1.031 k€/anno	-822 k€/anno
SAVING ANNUO COMPRENSORIO = 209 k€/anno		

Tabella 69 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Grugliasco

SAVING E PAYBACK TIME - GRUGLIASCO		
Energia termica risparmiata	699 MWh/anno	39 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	2.784.141 kWh/anno	446 k€/anno
Gas consumato da trigenerazione	749.266 Smc/anno	-279 k€/anno
Stima quote CO ₂	1.325 tonn/anno	-27 k€/anno
CB da CAR	115 TEE/anno	29 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO		209 k€/anno
STIMA INVESTIMENTO TOTALE		1.065 k€
COSTI O&M incluso MOH		78,7 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M		8 anni

Tabella 70 - Determinazione del payback time – Grugliasco

COSTI ENERGETICI – RIVOLI		
	SENZA TRIGENERAZIONE	CON TRIGENERAZIONE
Energia termica per stabilimento	-28 k€/anno	-5 k€/anno
Energia elettrica per stabilimento	-247 k€/anno	-107 k€/anno
Consumo di gas per trigenerazione	0 k€/anno	-89 k€/anno
CB da CAR	0 k€/anno	+23 k€/anno
Valorizzazione quote CO ₂	0 k€/anno	-10 k€/anno
TOTALE COSTI	-276 k€/anno	-188 k€/anno
SAVING ANNUO COMPRESORIO = 87 k€/anno		

Tabella 71 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Rivoli

SAVING E PAYBACK TIME - RIVOLI		
Energia termica risparmiata	653 MWh/anno	23 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	1.201.414 kWh/anno	140 k€/anno
Gas consumato da trigenerazione	330.032 Smc/anno	-89 k€/anno
Stima quote CO ₂	506 tonn/anno	-10 k€/anno
CB da CAR	90 TEE/anno	22 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO		87 k€/anno
STIMA INVESTIMENTO TOTALE		506 k€
COSTI O&M incluso MOH		44 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M		11,7 anni

Tabella 72 - Determinazione del payback time – Rivoli

COSTI ENERGETICI – BRESCIA		
	SENZA COGENERAZIONE	CON COGENERAZIONE
Energia termica per stabilimento	-114 k€/anno	-54 k€/anno
Energia elettrica per stabilimento	-4.066 k€/anno	-3.769 k€/anno
Consumo di gas per cogenerazione	0 k€/anno	-210 k€/anno
CB da CAR	0 k€/anno	34 k€/anno
Valorizzazione quote CO ₂	0 k€/anno	-18 k€/anno
TOTALE COSTI	4.180 k€/anno	4.018 k€/anno
SAVING ANNUO COMPRENSORIO = 162 k€/anno		

Tabella 73 - Riassunto dei costi energetici e saving annuale – Brescia

SAVING E PAYBACK TIME - BRESCIA		
Energia termica risparmiata	1.326 MWh/anno	60 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	2.062.762 kWh/anno	297 k€/anno
Gas consumato da cogenerazione	596.701 Smc/anno	-210 k€/anno
Stima quote CO ₂	881 tonn/anno	-18 k€/anno
CB da CAR	137 TEE/anno	34 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO		162 k€/anno
STIMA INVESTIMENTO TOTALE		398 k€
COSTI O&M incluso MOH		84,5 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M		5,1 anni

Tabella 74 - Determinazione del payback time – Brescia

7.10. Confronto finale tra i casi studio

La tabella riportata di seguito mostra il riepilogo dello studio economico svolto. Essa riporta i tempi di rientro dell'investimento ottenuti a seguito delle valutazioni svolte; in verde sono evidenziati i casi studio che hanno dato un esito positivo, in giallo quelli caratterizzati da un payback time eccessivamente lungo.

CONFRONTO TRA I PAYBACK TIME DEI CASI STUDIO				
	Orbassano	Grugliasco	Rivoli	Brescia
Taglia motore [kWe]	430	360	140	260
Taglia assorbitore [kWf]	360	300	140	0
Capex [k€]	816.067,69	1.065.625,90	506.913,00	398.201,17
Saving [k€/anno]	315	209	87	162
Payback time [anni]	3,5	8	11,7	5,1

Tabella 75 - Riepilogo delle valutazioni economiche sui quattro caso studio analizzati

Come visibile dalla tabella sopra riportata, il caso studio a Orbassano è quello che porta ad un risultato migliore tra quelli analizzati poiché, così come anche Brescia, è caratterizzato da tempi di ritorno dell'investimento non eccessivi. Al contrario, gli interventi oggetto di studio a Grugliasco e Rivoli danno un esito non positivo, a causa di CAPEX alti e saving bassi. Mentre questi ultimi sono dovuti all'intermittenza del carico caldo e freddo, poiché si ricorda che i vettori termici aggrediti sono, in entrambi i casi, adibiti al soddisfacimento dei carichi ambientali, gli alti costi di investimento sono invece dovuti principalmente alle interconnessioni meccaniche.

Infine, si riportano i rendimenti di primo principio ottenuti nei quattro casi studio analizzati nello svolgimento del presente lavoro di Tesi.

CONFRONTO TRA I RENDIMENTI DI PRIMO PRINCIPIO DEI CASI STUDIO				
	Orbassano	Grugliasco	Rivoli	Brescia
Energia termica prodotta [kWh]	3.150.251	979.450	1.025.262	1.280.768
Consumo di gas metano [m ³ /anno]	912.821	749.266	330.032	575.263
Rendimento termico	36%	14%	32%	23%
Rendimento elettrico	40%	40%	36%	38%
Rendimento di primo principio	76%	54%	68%	61%

Tabella 76 - Confronto tra i rendimenti di primo principio nei quattro casi studio analizzati

8. Analisi delle emissioni in atmosfera

L'inquinamento dell'aria ha un forte impatto sulla salute umana e sull'ambiente. Sebbene la qualità dell'aria sia notevolmente migliorata durante gli ultimi anni, vi sono ancora problemi specialmente nelle aree urbane e nelle aree con alta densità di popolazione.

I gas esausti dai processi di combustione sono tra i maggiori contributori all'inquinamento dell'aria; la formazione degli agenti inquinanti dipende dalla composizione chimica del combustibile e dalle condizioni che caratterizzano il processo di combustione.

I principali inquinanti di un motore a combustione interna alimentato con gas naturale (CH₄) sono composti da una parte gassosa, prevalentemente idrocarburi incombusti (HC), monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NO_x), da una parte liquida contenente il combustibile non bruciato e l'olio lubrificante, e da una parte solida. Liquidi e solidi costituiscono quello che è conosciuto con il nome di materiale particolato (PM).

Tutti i suddetti inquinanti danneggiano sia l'ambiente che la salute umana.

I motori alimentati a benzina producono minori quantità di PM ma maggiori quantità di gas esausti se paragonati ai motori alimentati a diesel; questi ultimi sono preferibili ai primi anche perché lavorano in eccesso d'aria, il che permette di diminuire il consumo di combustibile ed ottenere delle combustioni pressoché complete. Di conseguenza si riducono le emissioni di CO₂, uno dei principali contribuenti al riscaldamento globale a causa dell'effetto serra.

I valori limite di emissione di sostanze inquinanti da parte degli impianti produttivi sono stabiliti dal Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, n. 152 dal titolo «*Norme in materia ambientale*». In esso, ed in particolare nella parte quinta «*Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera*», si definiscono i parametri per la prevenzione e limitazioni dell'inquinamento atmosferico da parte di impianti ed attività. Nonostante il D. Lgs 152/2006 imponga dei valori limite per le immissioni in atmosfera delle principali specie inquinanti, l'Autorità competente può fissare dei valori limite di emissioni più rigorosi laddove lo giustificano determinate condizioni locali o normative di carattere regionale.

E' importante essere a conoscenza dei limiti di emissione nelle aree in studio già durante la valutazione preliminare di installazione di un nuovo impianto, quale in questo caso un impianto di cogenerazione/trigenerazione, al fine di conoscere se risulterà necessario prevedere specifici processi di abbattimento delle emissioni, che influiscono notevolmente sul bilancio economico della fattibilità dell'impianto.

8.1. Il Decreto Legislativo 152/2006

Il Decreto Legislativo 152/2006 definisce come "emissione in atmosfera" «*qualsiasi sostanza solida, liquida o gassosa introdotta nell'atmosfera che possa causare inquinamento atmosferico [...]*». La sua parte quinta, che come detto prima è quella volta alla prevenzione e alla limitazione delle emissioni di inquinanti nell'aria ambiente, si compone di tre titoli:

- il primo si intitola «*Prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività*» e riguarda disposizioni di carattere generale nonché le modalità di individuazione dei limiti emissivi ed alcune disposizioni finali di carattere sanzionatorio;
- il secondo titolo, «*Impianti termici civili*», è atto a disciplinare gli impianti termici civili aventi potenza inferiore nominale minore di 3 MW;

- l'ultimo titolo, infine, è denominato «*Combustibili*» e si pone di determinare le caratteristiche merceologiche e le condizioni di utilizzo dei diversi tipi di combustibile presenti sul mercato, analizzando anche i modi per ottimizzarne il rendimento.

Vi sono poi dieci allegati alla parte V D. Lgs 152/2006 che ne indicano le disposizioni di carattere tecnico-operativo e le prescrizioni relative a specifiche tipologie di impianti ed attività.

Con riferimento ai casi specifici analizzati nella presente Tesi, si farà riferimento all'art. 272 comma 1 del Decreto Legislativo, il quale prevede che gli impianti a combustione (compresi i gruppi elettrogeni e di cogenerazione) alimentati a metano o GPL ed aventi potenza termica introdotta nominale inferiore a 3 MWt non debbano essere sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera. Il Decreto Legislativo 15/11/2017 n. 183 modifica la parte I dell'allegato IV al D.Lgs 152/2006, abbassando a 1 MW la soglia di potenza termica al di sotto della quale non ricorre l'obbligo dell'autorizzazione alle emissioni, a prescindere dalla tipologia di combustibile, per alcuni impianti tra cui i gruppi elettrogeni di cogenerazione alimentati a metano o GPL.

8.2. Emissioni di anidride carbonica

L'anidride carbonica è uno dei principali gas responsabili dell'effetto serra. Si tratta di un gas clima-alterante immesso in atmosfera a seguito della combustione di fonti fossili, la cui elevata concentrazione nell'atmosfera porta a una serie di alterazioni del sistema climatico tra cui la più importante è l'aumento della temperatura media globale.

La valorizzazione economica delle quote di anidride carbonica immesse in atmosfera dagli impianti studiati nella presente Tesi sono riportate nel paragrafo *Costi previsti per le emissioni di anidride carbonica in atmosfera*.

8.3. Emissioni di monossido di carbonio

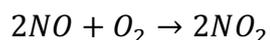
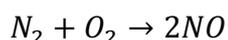
La formazione di monossido di carbonio (CO) deriva da processi di combustione incompleta di qualsiasi materiale organico per difetto di ossigeno. Si tratta di un gas tossico, inodore, incolore, insapore e non irritante; per queste sue proprietà, può essere inalato impercettibilmente fino al raggiungimento di concentrazioni letali nell'organismo. Una volta inalato, il monossido di carbonio si lega con l'emoglobina presente nel nostro corpo formando la carbossiemoglobina ed impedendo il normale trasporto dell'ossigeno ai tessuti periferici. A concentrazioni non troppo elevate, le conseguenze possono essere cefalea, confusione, disorientamento, capogiri e nausea; concentrazioni particolarmente elevate di CO conducono invece a coma e morte per asfissia.

La concentrazione di monossido di carbonio va tenuta sotto controllo con un catalizzatore ossidante. Nei motori automobilistici sono posizionate nella marmitta catalitica, ed hanno il compito di ridurre la concentrazione (in mg/Nm³) di CO emessa dal motore. Nei motori cogenerativi, i catalizzatori sono invece posizionati nella linea fumi. Oltre a ridurre il monossido di carbonio, essi danno anche un contributo, seppur parziale, alla riduzione degli ossidi di azoto. I catalizzatori sono apparecchiature in grado di accelerare la reazione di ossidazione anche a temperature relativamente basse (300 °C) senza subire esse stesse cambiamenti chimici permanenti, abbattendo il monossido di carbonio, parte degli ossidi di azoto, gli idrocarburi, la formaldeide ed i particolati.

8.4. Emissioni di ossidi di azoto

Con il termine NO_x viene generalmente indicato l'insieme del monossido di azoto NO e del biossido di azoto NO_2 , i due più importanti ossidi di azoto responsabili dell'inquinamento atmosferico. Essi vengono generati durante una qualsiasi reazione di combustione che utilizzi l'aria, sono irritanti per le vie respiratorie e, se reagiscono con l'acqua, possono dare origine a sostanze acide; inoltre gli NO_x sono responsabili della formazione dello smog fotochimico, costituendo dei precursori per la generazione di ozono troposferico. Mentre il monossido di azoto è un gas incolore ed inodore, il biossido di azoto ha colore rossiccio ed un odore pungente e soffocante che ne permette la percezione olfattiva a concentrazioni comprese tra 200 e 410 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Quest'ultimo risulta inoltre essere circa 4 volte più dannoso del monossido di azoto poiché è un forte ossidante, e viene da molti considerato un inquinante secondario in quanto derivante principalmente dalla reazione di ossidazione dell' NO .

Come detto in precedenza, sia l' NO che l' NO_2 derivano da una reazione dell'azoto molecolare, estremamente inerte, con l'ossigeno atmosferico, come riportato nelle seguenti reazioni:



Affinché la reazione tra l'azoto contenuto in aria e l'ossigeno abbia luogo, è richiesta la fornitura di una notevole quantità di energia sotto forma di calore, detta energia di attivazione. Alle normali temperature dell'aria, ossigeno ed azoto reagiscono pochissimo tra loro, e pertanto le suddette reazioni non avvengono. Tuttavia durante le reazioni di combustione, dove si raggiungono temperature che possono superare i 1100°C , la formazione di ossidi di azoto è estremamente favorita.

Risulta perciò evidente come la formazione di ossidi di azoto sia favorita dalle stesse condizioni che portano ad una minore produzione di monossido di carbonio.

8.5. Abbattimento degli ossidi di azoto attraverso il sistema catalitico SCR

Esistono due diversi approcci che consentono di ridurre le emissioni degli ossidi di azoto in atmosfera derivanti dai processi di combustione. Si può infatti pensare di agire direttamente sulla camera di combustione, modulando e controllando alcuni parametri fisici che influenzano il rateo di produzione degli NO_x quali la temperatura raggiunta in camera di combustione, il tempo di residenza del combustibile ed il tenore di ossigeno nel combustore. In questo caso, si parla di interventi primari di denitrificazione. A causa dei limiti sempre più restrittivi imposti dalle prescrizioni per le emissioni di ossidi di azoto, tuttavia, non sempre bastano gli interventi primari di denitrificazione a garantire il rispetto dei valori limite ambientali di emissione. Pertanto si può rendere necessario accoppiare ad essi i cosiddetti interventi secondari di denitrificazione, che intervengono a valle del processo di combustione. Tra queste soluzioni vi è il sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) il quale fa uso dell'ammoniaca in presenza di un catalizzatore. L'ammoniaca allo stato gassoso viene mescolata con l'aria e quindi iniettata nei gas di scarico del motore cogenerativo; il rateo di NH_3 da immettere è calcolata attraverso un sistema di monitoraggio degli NO_x nei gas di scarico entranti nell'SCR, al fine di rispettare il rapporto tra i flussi molari di ammoniaca e di ossidi di azoto pari a 1.

Il reattore catalitico di post-trattamento dei fumi al fine di diminuirne la concentrazione di ossidi di azoto si compone di un contenitore in cui è alloggiato il catalizzatore e in cui è presente una griglia di iniezione dell'agente riducente, ovvero l'ammoniaca. Solitamente anziché stoccare direttamente l'ammoniaca (NH₃), la si ricava da una soluzione di urea (CH₄N₂O) la quale viene conservata in granuli per poi essere disciolta in acqua e inviata ad un idrolizzatore al fine di produrre ammoniaca allo stato gassoso.

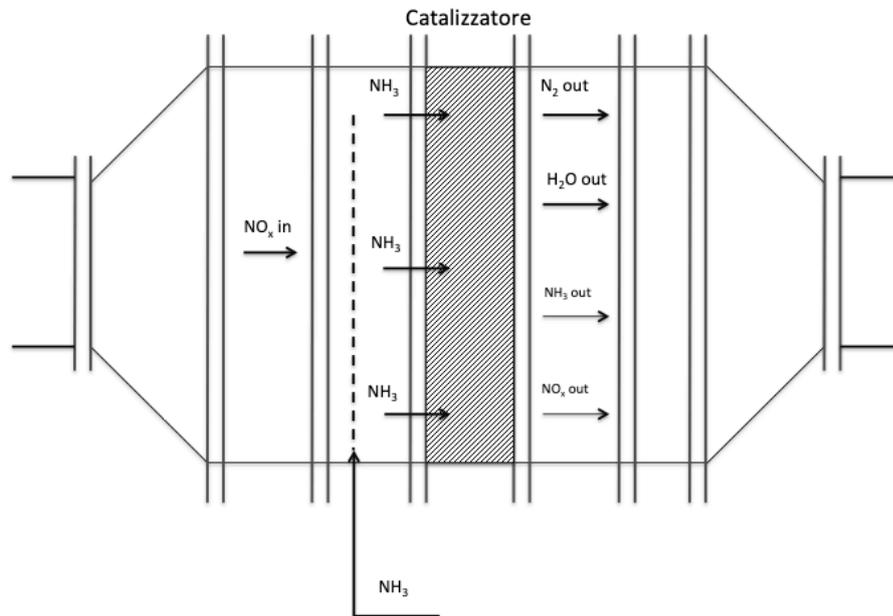
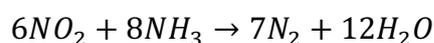
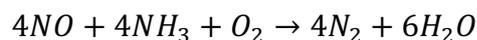


Figura 72 - Rappresentazione dell'SCR

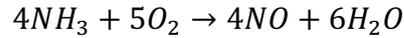
Come mostra la *Figura 72*, l'SCR converte gli ossidi di azoto in azoto molecolare (N₂) ed acqua (H₂O) facendo reagire NH₃, NO_x e O₂ in presenza di un apposito catalizzatore. L'utilizzo di un catalizzatore si rende necessario al fine di garantire un adeguato grado di conversione dei reagenti nei prodotti finali, dato che il range di temperature in cui avvengono le reazioni è tra i 250°C ed i 450°C e quindi i livelli di energia di attivazione sono bassi.

La miscela NH₃/aria è iniettata nei gas esausti in ingresso all'SCR e, una volta che questi passano attraverso il reattore, l'ammoniaca riduce gli NO_x in N₂ e H₂O. Ovviamente, non essendo l'efficienza del processo pari a 1, non tutti gli ossidi di azoto sono ridotti, ma una piccola parte verrà comunque immessa in atmosfera, così come anche parte dell'ammoniaca che non ha reagito. Generalmente, un sistema di riduzione selettiva catalitica degli ossidi di azoto permette una riduzione pari a circa l'80% rispetto alla quantità di inquinanti presenti nei fumi in ingresso al sistema.

Le equazioni riportate di seguito descrivono le reazioni stechiometriche di riduzione degli NO_x ad opera dell'NH₃ ed in presenza di apposito catalizzatore:



Nel range di temperatura compreso tra i 250°C ed i 450°C, circa il 90% degli ossidi di azoto presenti nei gas combusti è monossido di azoto (NO); pertanto, tra le equazioni riportate sopra, la seconda e la terza rivestono un ruolo marginale nel processo di riduzione selettiva catalitica. Qualora la temperatura nel reattore superasse i 450°C, può prevalere la reazione di ossidazione dell'ammoniaca rispetto a quella di riduzione:



Tale reazione è fortemente indesiderata in quanto penalizza il processo di abbattimento degli ossidi di azoto sottraendo ammoniaca al processo di riduzione oltre a produrre ossido nitrico. E' inoltre altrettanto sconsigliabile lavorare al di sotto dei 250°C, dal momento che a temperature basse non è assicurata la reattività del catalizzatore. Pertanto, è bene monitorare e controllare costantemente la temperatura nel reattore SCR al fine di garantire il corretto funzionamento del catalizzatore ed una buona efficienza di conversione degli NO_x.

9. Cogenerazione con celle a combustibile

Le celle a combustibile o fuel cell (FC) sono celle elettrochimiche che operano in regime galvanico. Caratterizzate da un comportamento esotermico, attraverso l'energia chimica contenuta nei reagenti esse producono direttamente potenza elettrica e calore.

Una cella a combustibile è composta essenzialmente da tre elementi costruttivi: due elettrodi costituiti da materiale poroso, ovvero l'anodo ed il catodo, e l'elettrolita. Tipicamente il combustibile viene introdotto all'anodo mentre l'agente ossidante, spesso ossigeno allo stato gassoso, è mandato al catodo della stessa. Le reazioni elettrochimiche che hanno luogo agli elettrodi, e che si realizzano con continuità fintanto che combustibile ed ossidante vengono forniti al sistema, portano alla produzione di ioni; il ruolo dell'elettrolita è quello di provvedere alla conduzione di suddetti ioni dall'elettrodo in cui vengono prodotti a quello in cui sono consumati, producendo di conseguenza corrente elettrica.



Figura 73 - Rappresentazione schematica di una cella elettrochimica

Ogni cella elettrochimica è tuttavia in grado di fornire solo valori di tensione molto bassi, pertanto solitamente negli impianti di produzione di energia vengono inserite più celle a combustibile collegate tra loro, e questo viene detto stack.

Vi sono diversi tipi di fuel cell attualmente in commercio, la cui classificazione più diffusa si basa sul materiale di cui è composto l'elettrolita, il quale a sua volta determina il range di temperatura in cui la cella può operare nonché il tipo di ione che trasporta la corrente elettrica attraverso lo strato di elettrolita e la conseguente direzione di diffusione attraverso la cella stessa.

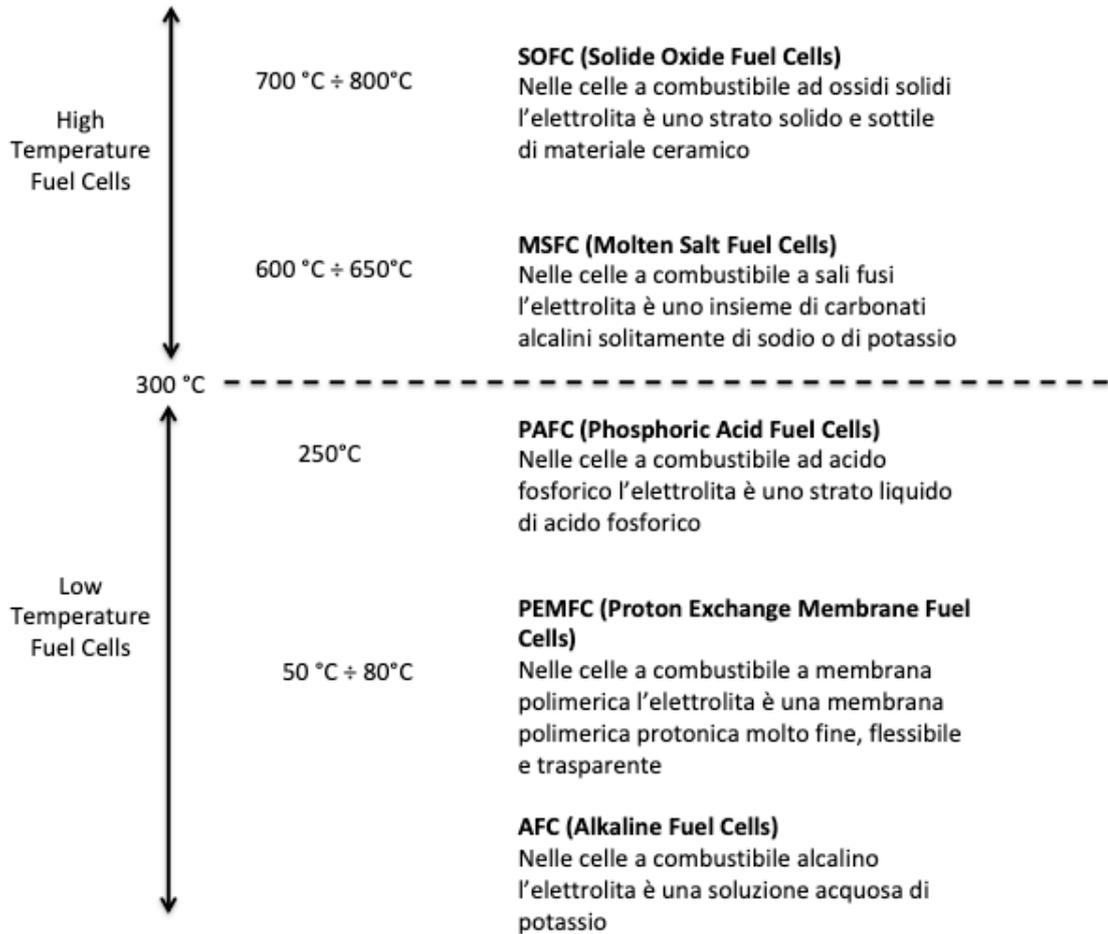


Figura 74 - Classificazione delle celle a combustibile attualmente in commercio

E' interessante notare che le celle a combustibile che operano a temperature elevate quali le SOFC possono essere usate per scopi cogenerativi grazie al recupero del calore prodotto, il quale è dunque usato non solo per mantenere le elevate temperature richieste dalla cella stessa e per procedere al preriscaldamento del flusso reagente inviato al catodo, ma anche per cedere calore ad un altro fluido per utilizzi cogenerativi.

All'anodo della cella, come detto sopra, è inviato il combustibile; al fine di limitare notevolmente le emissioni di gas inquinanti e climalteranti in atmosfera, è preferibile utilizzare come combustibile idrogeno puro. Purtroppo però esso non è disponibile in natura, pertanto lo si produce mediante unità di reforming di idrocarburi, quali ad esempio il metano, che provvedono all'estrazione dell'idrogeno e tuttavia liberano in atmosfera l'anidride carbonica. Viene di seguito riportata una riproduzione schematica rappresentante l'utilizzo di una cella a combustibile per scopi cogenerativi/trigenerativi.

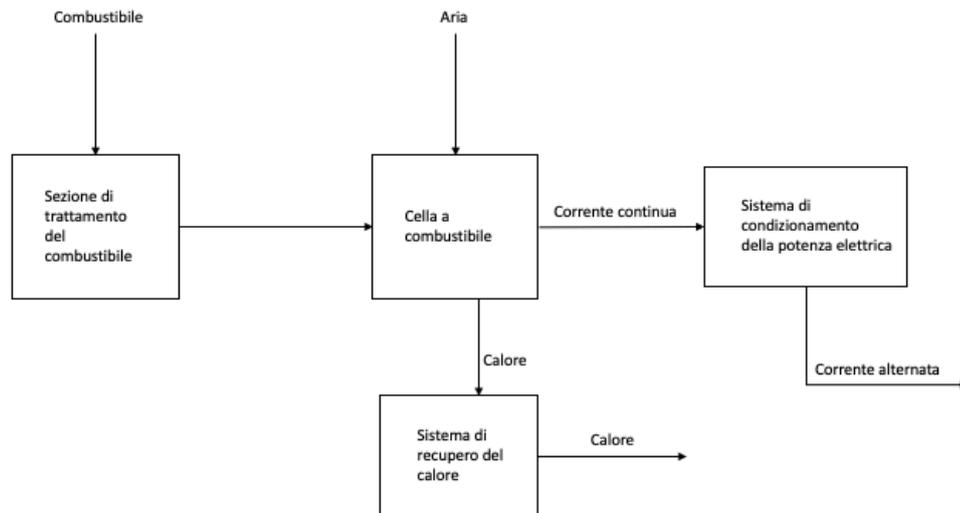


Figura 75 - Rappresentazione schematica del tipico utilizzo di una cella a combustibile per scopi cogenerativi

La diffusione delle fuel cell risulta tuttavia ad oggi ancora assai limitata a causa degli elevati costi di realizzazione e ad alcuni problemi di resistenza agli stress termici ed alla corrosione che le celle funzionanti alle alte temperature devono sopportare.

9.1. Le celle a combustibile ad ossidi solidi

Le celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC), come riportato nel paragrafo precedente, sono celle galvaniche che operano ad un range di temperatura compreso tra i 600°C ed i 1000°C, ma con prestazioni particolarmente interessanti tra i 700°C e gli 800°C circa. In esse il materiale elettrolita è un solido ceramico ed è solitamente un conduttore anionico (trasporta cioè lo ione O^{2-} dal catodo all'anodo attraverso l'elettrolita). Al giorno d'oggi, il materiale elettrolita che rappresenta il miglior compromesso in termini di costi e performances è l'ossido di zirconio (ZrO_2) stabilizzato con ossido di ittrio (Y_2O_3). Esso richiede che la cella a combustibile lavori ad alte temperature al fine di assicurarne una adeguata conducibilità ionica; d'altra parte però il fatto di operare a temperature così elevate determina un miglioramento della reazione elettrochimica e di conseguenza un'alta efficienza elettrica. Inoltre, l'elevata temperatura di funzionamento della SOFC fa in modo che all'interno della cella stessa si possano realizzare reazioni di reforming; di conseguenza essa può essere alimentata direttamente a gas naturale senza la necessità di inserire un fuel reformer esterno a differenza delle celle a combustibile che operano a bassa temperatura.

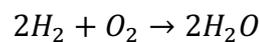
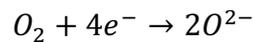
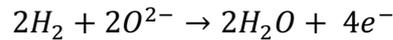
Altro vantaggio del particolare materiale elettrolita utilizzato nelle SOFC è il fatto che con esso è possibile usare come catalizzatore il Nichel (Ni), il quale a sua volta permette di lavorare con combustibili contenenti molecole di carbonio in quanto non soffre di problematiche legate alla corrosione. La flessibilità della scelta del combustibile è inoltre molto vantaggiosa: queste celle, infatti, possono essere alimentate con qualsiasi idrocarburo (gas naturale, benzina..).

Per quanto concerne invece le problematiche legate all'uso delle SOFC, dal punto di vista economico è bene notare che si rende necessario l'uso di un acciaio di alta qualità per i componenti ausiliari. Inoltre questo tipo di celle a combustibile è designato per lavorare in regime continuo, diminuendo di fatto i tipi di sistemi in cui le SOFC possono essere applicate.

Per ciò che riguarda gli elettrodi, anodo e catodo della cella a combustibile ad ossidi solidi sono ricavati da materiali diversi. L'anodo è in genere realizzato in cermet, ovvero una lega di

materiale ceramico (ossido di zirconio, ZrO_2) e Nichel. Alle alte temperature a cui la cella lavora, il cermet ha proprietà molto vantaggiose in termini di capacità di attivazione della reazione di ossidazione, conduttività degli elettroni e porosità. Il catodo è invece costituito da manganato di lantanio ($LaMnO_3$) drogato con stronzio (Sr), un ossido perovskite caratterizzato da un'elevata conducibilità ionica e stabilità chimica.

All'anodo si instaura la reazione di ossidazione dell'idrogeno, mentre al catodo ha luogo la riduzione dell'ossigeno; le due semi-reazioni elettrochimiche e la conseguente reazione complessiva sono descritte dalle seguenti equazioni:



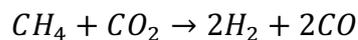
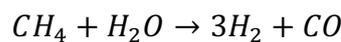
9.2. Celle a combustibile ad ossidi solidi alimentate a gas naturale

Uno dei vantaggi più significativi della SOFC è la flessibilità del combustibile; in particolare grazie alle alte temperature raggiunte all'interno della cella stessa essa può essere alimentata con qualsiasi idrocarburo leggero tra cui, come detto prima, il metano.

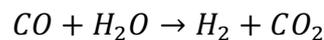
Nel caso di alimentazione a metano, la reazione di elettro-ossidazione che avrà luogo all'anodo sarà la seguente:



Mano a mano che il metano reagisce, acqua e anidride carbonica vengono prodotti; la presenza contemporanea di CH_4 , CO_2 e H_2O in un ambiente che viene tenuto alla temperatura di circa $800^\circ C$ dà luogo a due reazioni: la *steam methane reforming* e la *dry methane reforming*, riportate di seguito.



Il monossido di carbonio prodotto inoltre fa sì che avvenga la *water shift reaction* con conseguente produzione di idrogeno:



9.3. Competizione tra celle a combustibile ad ossidi solidi e motori a combustione interna

Tra le celle a combustibile, la SOFC appare essere particolarmente competitiva rispetto ai motori a combustione interna sotto numerosi aspetti. Questi ultimi prevedono la combustione di idrocarburi per riscaldare un certo volume di gas che viene poi fatto espandere attraverso un sistema a pistone, risultando di conseguenza meno efficienti e molto più inquinanti rispetto alle celle a combustibile ad ossidi solidi. Le SOFC garantiscono infatti rendimenti elettrici nettamente superiori, con valori che possono arrivare fino al 55-60% se adoperate in condizioni

ottimali e quasi indipendente dalle variazioni di carico elettrico e dalle dimensioni dell'impianto; il loro impatto ambientale sia dal punto di vista acustico che delle emissioni di gas inquinanti in atmosfera è inoltre notevolmente contenuto se paragonato a quello prodotto dai motori a combustione interna convenzionali. Le emissioni di NO_x, CO, SO_x e particolato sono praticamente trascurabili, con conseguente possibilità di raffreddarne i fumi, prodotti alla temperatura di circa 220°C, fino a circa 50°C senza rischi di corrosione sugli scambiatori di calore come conseguenza della condensazione degli esausti. Al tempo stesso la quantità specifica di anidride carbonica [g/kWh] scaricata in atmosfera si riduce drasticamente come conseguenza dei rendimenti elettrici maggiori rispetto ai motori endotermici che porta a un minore consumo di combustibile a parità di potenza elettrica fornita all'utenza. Infine, l'impatto acustico prodotto dalle fuel cell è estremamente basso in quanto non vi sono grossi organi in movimento.

Nonostante i vantaggi appena descritti, tuttavia, i motori a combustione interna risultano ancora essere ad oggi molto più convenienti economicamente, ostacolando perciò non di poco la diffusione sul mercato dei sistemi adoperanti celle a combustibile.

9.4. Applicazione di cogenerazione e trigenerazione con celle a combustibile

Con l'obiettivo di analizzare l'effettiva compatibilità delle fuel cell nell'ambito della produzione simultanea di più vettori energetici rispetto ai sistemi di cogenerazione tradizionali, sono stati analizzati nuovamente i consumi delle utenze prese in studio nella prima parte del presente elaborato e si è simulata l'applicazione di sistemi cogenerativi e trigenerativi alimentati da celle a combustibile. Nello specifico, si è deciso di utilizzare dei moduli SOFC aventi le caratteristiche riportate in *Tabella 77*, le quali si riferiscono al modulo per intero, il quale include il pre-riscaldamento dei gas, il reforming, il recupero termico, l'after-burner e la gestione elettrica.

CARATTERISTICHE SOFC	
Potenza elettrica [kWe]	58
Portata di gas naturale [Smc/h]	53,8
Temperatura dei fumi in uscita [°C]	220
Rendimento elettrico	53%
Rendimento globale	85%

Tabella 77 - Caratteristiche della cella elettrochimica considerata

Per quanto riguarda il calore necessario per scopi cogenerativi, esso deriva dal raffreddamento dei fumi i quali possono essere portati fino ad una temperatura di 50°C circa; se si scende maggiormente con le temperature c'è il rischio di condensa. Conoscendo il rendimento globale e il rendimento elettrico della fuel cell, si può ricavare il rendimento termico come differenza dei due:

$$\eta_{termico} = \eta_{globale} - \eta_{elettrico} = 85\% - 53\% = 32\%$$

$$\eta_{termico} = \frac{\text{Potenza termica}}{\text{Potenza in ingresso}} = \frac{P_{termica}}{P_{fuel}}$$

$$P_{fuel} = \frac{P_{elettrica}}{\eta_{elettrico}} = \frac{58}{0,53} = 109,43 \text{ kW}$$

$$P_{termica} = P_{fuel} * \eta_{termico} = 109,43 * 0,32 = 35,02 \text{ kW}$$

Per quanto concerne i costi di installazione e manutenzione delle celle a combustibile ad ossidi solidi, sono stati utilizzati i dati presi da uno studio effettuato da FCH JU nel 2015. Per l'analisi delle emissioni in atmosfera, invece, si è deciso di prendere i dati forniti da un'analisi sulle emissioni DEMOSOFC, la cui fonte è riportata nella bibliografia. Tutti i dati utilizzati sono riportati nelle tabelle che seguono; per la determinazione del costo di manutenzione si sono considerate due sostituzioni dello stack in 10 anni, mentre i valori di emissione si riferiscono al flusso di esausti.

COSTI DI INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE SOFC	
Costo di installazione	1.406 €/kW
Costo dei sistemi aggiuntivi	5.800 €/kW
Costo dello stack	10.702 €/kW
Costo di investimento	17.908 €/kW
Costo di manutenzione	120 €/kW/anno
Costo di sostituzione dello stack	2.710 €/kW
Costo di manutenzione	662 €/kW/anno

Tabella 78 - Costi di installazione e manutenzione di una SOFC commerciale - Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90

EMISSIONI DEMOSOFC	
Emissioni di CO ₂	3,4 %-vol
Emissioni di NO _x	<20 mg/m ³
Emissioni di PM	0,01 mg/m ³

Tabella 79 - Emissioni DEMOSOFC - Fonte: DEMOnstration of large SOFC system fed with biogas from WWTP, Deliverable number 4.3-a, Analysis of the emissions from the DEMO, p.9

Infine, al fine di proporre un confronto economico tra SOFC e motore a combustione interna, si riportano di seguito i costi di investimento e manutenzione indicativamente associati a quest'ultimo.

COSTI DI INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE MCI	
Costo di investimento	1.025 €/kW
Costo O&M	270 €/kW/anno

Tabella 80 - Costi specifici di investimento e di manutenzione per i motori a combustione interna

9.4.1. Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Orbassano

Per l'alimentazione dell'impianto di trigenerazione di Orbassano si è previsto di installare un sistema SOFC avente le caratteristiche riportate in *Tabella 77*.

TRIGENERAZIONE CON SOFC – ORBASSANO	
Potenza elettrica [kWe]	464
Portata di gas naturale [kg/h]	430,4
Temperatura dei fumi in uscita [°C]	220
Potenza in ingresso [kW]	875,44
Potenza termica [kWt]	280,16
Rendimento elettrico	53%
Rendimento termico	32%
Rendimento globale	85%

Tabella 81 - Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Orbassano

Per la descrizione dei vettori termici richiesti dall'utenza si rimanda alla *Tabella 7*. Per il recupero del calore contenuto dai fumi, si è pensato di predisporre due scambiatori in serie; il primo provvede a raffreddare gli esausti fino a circa 110°C per la produzione di ASH, il secondo si occupa di recuperare tutta la coda dei fumi producendo così acqua calda da inviare ad un assorbitore. Supponendo una portata di esausti pari a 650 kg/h per ogni singolo modulo SOFC e un calore specifico degli stessi pari a 1,1 kJ/kg/K, le potenze recuperabili nei due scambiatori si determinano perciò a partire dalle seguenti espressioni:

$$P_{fumi} = m'_{fumi} * cp_{fumi} * (220^{\circ}C - 110^{\circ}C)$$

$$P_{coda\ fumi} = m'_{fumi} * cp_{fumi} * (110^{\circ}C - 50^{\circ}C)$$

Nel caso specifico preso in considerazione nel seguente paragrafo, le potenze termiche massime estraibili dagli esausti del sistema trigenerativo risultano essere quelle riportate in *Tabella 82*. Ovviamente, per la produzione di acqua surriscaldata, che l'utenza richiede ad una temperatura di 100°C con una differenza di temperatura tra mandata e ritorno pari a 20°C, si potrebbero raffreddare i fumi in uscita dal sistema trigenerativo con SOFC fino ad una temperatura inferiore ai 110°C; tuttavia scendere a temperature inferiori avrebbe significato che la potenza termica recuperabile in coda ai fumi sarebbe stata ancora inferiore, pertanto si è scelto di procedere come descritto sopra.

POTENZE TERMICHE RECUPERABILI	
P _{fumi}	175 kWt
P _{coda fumi}	95 kWt

Tabella 82 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Orbassano

Qualora non ci fosse richiesta di acqua surriscaldata da parte dell'utenza, o in caso questa sia di piccola entità e perciò sfrutti solo parte della potenza termica disponibile dal raffreddamento dei fumi, si avrà in ingresso allo scambiatore fumi/AC un flusso di esausti a temperatura maggiore di 110°C; in questo caso, il calore recuperabile da questo secondo scambiatore sarà maggiore rispetto al valore riportato nella tabella sopra.

Per quanto concerne la produzione di potenza frigorifera, si ricorda che nel paragrafo 3.9. *Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore* si prevedeva l'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento da 360 kWf (vedi *Tabella 15*). In caso di alimentazione del gruppo

trigenerativo tramite SOFC, tuttavia, la massima potenza termica recuperabile per la produzione di acqua calda, supponendo di utilizzare tutto il calore messo a disposizione dai gas esausti, risulta essere pari a

$$P_{termica\ tot} = P_{fumi} + P_{coda\ fumi} = 174,8 + 95,3 = 270,1\ kWt$$

Valore che, trasformato in energia frigorifera tramite l'apposito Coefficient Of Performance COP dell'assorbitore, assunto pari a 0,76 così come nella simulazione con MCI, diventa

$$P_{frigorifera\ tot} = p_{termica\ tot} * COP = 270,1 * 0,76 = 205,3\ kWf$$

Tenendo in considerazione che, come riportato nel paragrafo 3.9. *Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore*, richiedendo l'utenza ASH e AR a scopi tecnologici per tutto il corso dell'anno, un assorbitore avente la potenza frigorifera pari a $P_{frigorifera\ tot}$ risulterebbe notevolmente sovradimensionato, si è deciso di prevedere l'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento avente le caratteristiche sotto riportate:

ASSORBITORE SCELTO PER LA TRIGENERAZIONE CON SOFC – ORBASSANO	
Potenza frigorifera	140 kWf
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	1,5 kW _e
Potenza da dissipare	324 kW

Tabella 83 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Orbassano

Tenendo conto di quanto descritto sopra, è stata simulata l'alimentazione del gruppo trigenerativo con un sistema SOFC dalle caratteristiche in *Tabella 81*; si riportano di seguito le rappresentazioni della produzione di energia elettrica, termica e frigorifera rapportate ai fabbisogni dello Stabilimento. Si ricorda che sono state supposte cautelativamente tre settimane di fermo impianto ad Agosto per manutenzione. Sebbene la curva di carico del sistema SOFC non sia riportata nell'elaborato, nella simulazione svolta si è tenuto in conto della variazione delle performance del sistema a carichi ridotti; pertanto il rendimento elettrico dell'impianto trigenerativo non è stato considerato costante al variare della potenza emessa, ma bensì variabile in funzione della percentuale di carico elettrico.

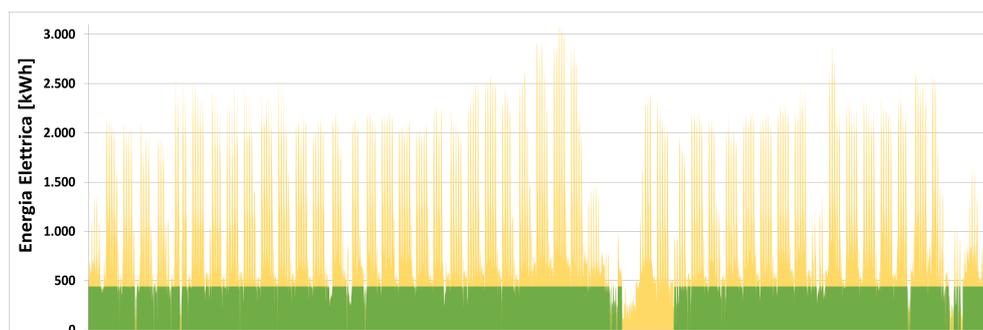


Figura 76 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Orbassano

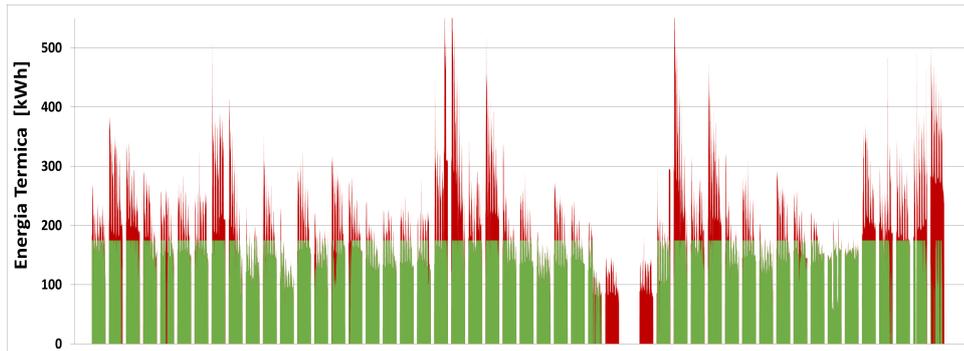


Figura 77 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Orbassano

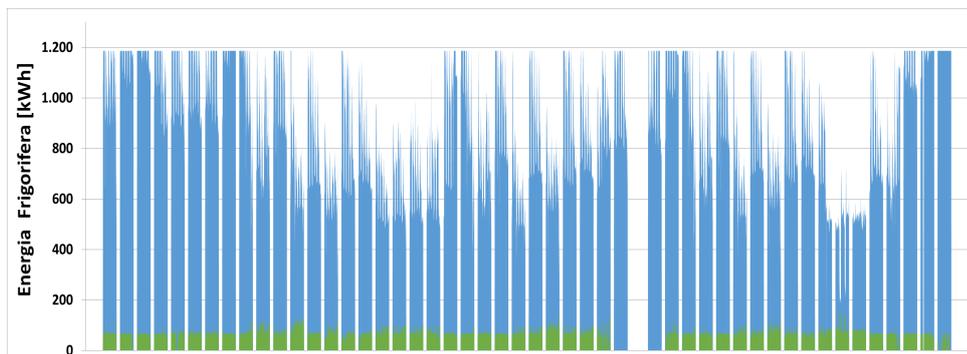


Figura 78 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Orbassano

Si riportano di seguito brevi considerazioni sul risparmio economico che l'intervento, se realizzato, garantirebbe. Si ricorda che il ricavo economico è dato dalla somma di mancata energia elettrica prelevata da rete e generata dal nuovo impianto di trigenerazione e del minore consumo di gas in Centrale Termica per minore utilizzo delle caldaie attualmente esistenti, a cui va però sottratto il consumo di gas per alimentazione della cella a combustibile; avendo supposto un assetto di funzionamento ad inseguimento elettrico, tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto è finalizzata all'autoconsumo. Si ricorda che per la valorizzazione economica del saving generato si sono usate tariffe fornite dai Siti considerati; pertanto i valori riportati nelle tabelle che seguono sono solamente indicativi, seppur coerenti con i valori effettivamente ottenuti dallo studio economico svolto. Per quanto concerne la stima del costo d'investimento, sono stati considerati gli stessi costi utilizzati nel paragrafo *Costi di realizzazione degli impianti*, semplicemente sostituendo il costo del motore a combustione interna con quello della SOFC riportato in *Tabella 78* e tenendo in considerazione la differente taglia dell'assorbitore scelto. Per quanto concerne la determinazione dei costi di operazione e manutenzione, ad oggi si stima che lo stack vada sostituito 2 volte in 10 anni.

SAVING ECONOMICO GENERATO DALL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE ALIMENTATO CON SOFC – ORBASSANO		
Energia termica prodotta dalla trigenerazione	984	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia termica	40	k€/anno
Energia frigorifera prodotta dalla trigenerazione	456	MWh/anno
Energia elettrica risparmiata	3.664	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia elettrica	520	k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	726.955	Sm ³ /anno
Maggiore costo previsto per il gas consumato	252	k€/anno

Tabella 84 - Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC - Orbassano

SAVING E PAYBACK TIME– ORBASSANO			
Energia termica risparmiata	984	MWh/anno	40 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	3.663.780	kWh/anno	520 k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	726.955	Sm ³ /anno	-252 k€/anno
CB da CAR	449	TEE/anno	110 k€/anno
Stima quote CO ₂	-186	tonn/anno	3,7 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO = 421,7 k€/anno			
Stima investimento SOFC			7.163,2 k€
Stima investimento totale			7.579,3 k€
SIMPLE PAYBACK TIME = 18 anni			
Costi O&M SOFC			264,8 k€/anno
Costi O&M totali			265,7 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M = 44 anni			

Tabella 85 -Calcolo del payback time - Orbassano

A riguardo della stima di quote di anidride carbonica generate dall'intervento in studio, si sono svolti i calcoli di seguito riportati, considerando cioè che l'utilizzo di moduli SOFC in assetto cogenerativo comporta una significativa riduzione di emissioni di anidride carbonica in atmosfera rispetto al caso attuale. Pertanto, se si considera di pagare le emissioni di CO₂ prendendo in considerazione il ragionamento riportato nel paragrafo "*Costi previsti per le emissioni di anidride carbonica in atmosfera*", la riduzione delle quote emesse comporta, nel bilancio economico dello stabilimento, un risparmio non indifferente.

STIMA DELLE QUOTE DI ANIDRIDE CARBONICA RISPARMIATE		
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn
Consumo di gas naturale per trigenerazione	726.955	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ per trigenerazione	48,84	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT senza trigenerazione	151.294	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT senza trigenerazione	311	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT con trigenerazione	37.016	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT con trigenerazione	76	tonn/anno
Quote di CO ₂ risparmiate grazie alla trigenerazione	186	tonn/anno
Saving economico generato dalla trigenerazione a fronte della riduzione delle quote di CO₂	3,7	k€/anno

Tabella 86 - Stima delle quote di CO₂ con trigenerazione con SOFC - Orbassano

Infine, per elaborare un confronto tra l'alimentazione tramite motore a combustione interna e l'alimentazione con cella a combustibile ad ossidi solidi, si riportano di seguito le caratteristiche più salienti delle due tecnologie.

CONFRONTO TRA TRIGENERAZIONE CON MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA E MODULO SOFC				
	ALIMENTAZIONE CON MCI		ALIMENTAZIONE CON SOFC	
POTENZA ELETTRICA E TERMICA DELL'IMPIANTO				
Potenza elettrica	430	kWe	464	kWe
Potenza termica per produzione ASH	253	kWt	174,8	kWt
Potenza termica per produzione AC	295	kWt	95,3	kWt
RENDIMENTO ELETTRICO E POTENZA IN INGRESSO				
Rendimento elettrico	40	%	53	%
Potenza in ingresso	1.085	kW	875,44	kW
POTENZA FRIGORIFERA DELL'ASSORBITORE				
Potenza frigorifera dell'assorbitore	360	kWf	140	kWf
POTENZE PRODOTTE DALLA TRIGENERAZIONE				
Energia elettrica prodotta	3.022	MWh/anno	3.664	MWh/anno
Energia termica prodotta	1.160	MWh/anno	984	MWh/anno
Energia frigorifera prodotta	984	MWh/anno	456	MWh/anno
PERCENTUALE DI CARICO COPERTA SU BASE ANNUA				
Potenza elettrica	27,4	%	33,2	%
Potenza termica	89	%	75,5	%
Potenza frigorifera	16,7	%	7,7	%
CONSUMO DI COMBUSTIBILE				
Gas consumato dalla trigenerazione	912.821	Sm ³ /anno	726.955	Sm ³ /anno
EMISSIONI DI CO₂ E RICAVI CERTIFICATI BIANCHI				
CO ₂ prodotta	1.879	tonn/anno	49	tonn/anno
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn	20	€/tonn
Spesa per le emissioni di CO ₂	37,6	k€/anno	0,98	k€/anno
Ricavi da Certificati Bianchi per CAR	87	k€/anno	110	k€/anno
SAVING ANNUO PREVISTO				
Saving annuo previsto	313	k€/anno	421,7	k€/anno
CALCOLO DEL PAYBACK TIME				
Costo d'investimento	816	k€	7.579,3	k€
Costi O&M	83,5	k€/anno	265,7	k€/anno
Simple payback time	3,5	anni	44	anni

Tabella 87 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Orbassano

9.4.2. Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Grugliasco

Lo stabilimento industriale sito a Grugliasco ed oggetto di studio richiedeva quali vettori termici acqua surriscaldata ed acqua calda durante il periodo di riscaldamento, ed acqua refrigerata durante il periodo estivo. Per la descrizione dettagliata dei fabbisogni dell'utenza si rimanda al paragrafo 4.3. *Analisi dei consumi della Centrale Termica*. Per quanto concerne invece la taglia

ottimale del motore a combustione interna individuato nello studio inerente l'alimentazione di un intervento di trigenerazione tramite MCI, si rimanda al paragrafo 4.9. *Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore.*

Al fine di soddisfare le richieste del Sito si è pensato di impiegare un modulo SOFC le cui caratteristiche principale sono di seguito riportate.

TRIGENERAZIONE CON SOFC – GRUGLIASCO	
Potenza elettrica [kWe]	406
Portata di gas naturale [kg/h]	135
Temperatura dei fumi in uscita [°C]	220
Potenza in ingresso [kW]	766
Potenza termica [kWt]	245
Rendimento elettrico	53%
Rendimento termico	32%
Rendimento globale	85%

Tabella 88- Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Grugliasco

Per le potenze termiche recuperabili dal raffreddamento dei fumi al fine di produrre energia termica e frigorifera da fornire all'utenza, è stato previsto, durante il periodo di accensione degli impianti di climatizzazione invernale, di effettuare un primo raffreddamento dei gas esausti fino ad una temperatura pari a circa 120°C al fine di produrre acqua surriscaldata che l'utenza richiede a 110°C, e produrre acqua calda (richiesta dall'utenza a 80°C e con una differenza di temperatura tra mandata e ritorno pari a 20°C circa) con il successivo raffreddamento degli esausti fino a 65°C. Durante il periodo estivo, invece, i fumi in uscita a 220°C saranno raffreddati completamente fino a 50°C per produrre AC da inviare al gruppo frigorifero ad assorbimento; non è consigliabile raffreddare i fumi al di sotto di tale temperatura per problemi di condensa. Maggiori dettagli sui vettori termici richiesti dallo stabilimento industriale di Grugliasco sono riportati in *Tabella 16*.

Le potenze termiche recuperabili da un sistema trigenerativo alimentato con un modulo SOFC con le caratteristiche di cui sopra sono perciò quelle riportate in *Tabella 89*.

POTENZE TERMICHE RECUPERABILI	
PERIODO INVERNALE	
P_{fumi}	139 kWt
$P_{coda\ fumi}$	76 kWt
PERIODO ESTIVO	
P_{fumi}	236 kWt

Tabella 89 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Grugliasco

Al fine di fornire al Sito potenza frigorifera, si ricorda che nel paragrafo 4.9. *Scelta della taglia del motore e dell'assorbitore* si prevedeva l'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento da 300 kWf (vedi *Tabella 21*). In caso di alimentazione del gruppo trigenerativo tramite SOFC, tuttavia, la massima potenza termica recuperabile per la produzione di acqua calda risulta essere pari a:

$$P_{fumi} = 236 \text{ kWt}$$

Valore che, trasformato in energia frigorifera tramite l'apposito Coefficient Of Performance COP, assunto pari a 0,76 così come nella simulazione con MCI, diventa

$$P_{frigorifera\ tot} = p_{termica\ tot} * COP = 236 * 0,76 = 179,4\ kWf$$

Tenendo in considerazione che la fornitura di acqua refrigerata all'utenza avviene a scopo di raffrescamento estivo si è deciso di prevedere l'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento avente le caratteristiche sotto riportate:

ASSORBITORE SCELTO PER LA TRIGENERAZIONE CON SOFC – GRUGLIASCO	
Potenza frigorifera	180 kWf
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	1,6 kWe
Potenza da dissipare	330 kW

Tabella 90 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Grugliasco

Si è quindi provveduto ad effettuare una simulazione con la previsione di alimentare il gruppo trigenerativo ad inseguimento elettrico tramite un modulo SOFC le cui caratteristiche sono descritte in *Tabella 88*; di seguito si riportano immagini raffiguranti la produzione di energia elettrica, termica e frigorifera rapportate ai fabbisogni dello Stabilimento. Sono state supposte cautelativamente tre settimane di fermo impianto per manutenzione; come per il caso analizzato precedentemente, sebbene i valori numerici siano stati omessi nel presente elaborato, il valore del rendimento elettrico del sistema non è stato supposto costante al variare del carico elettrico ma dipendente dalla potenza emessa secondo i dati forniti dal produttore.

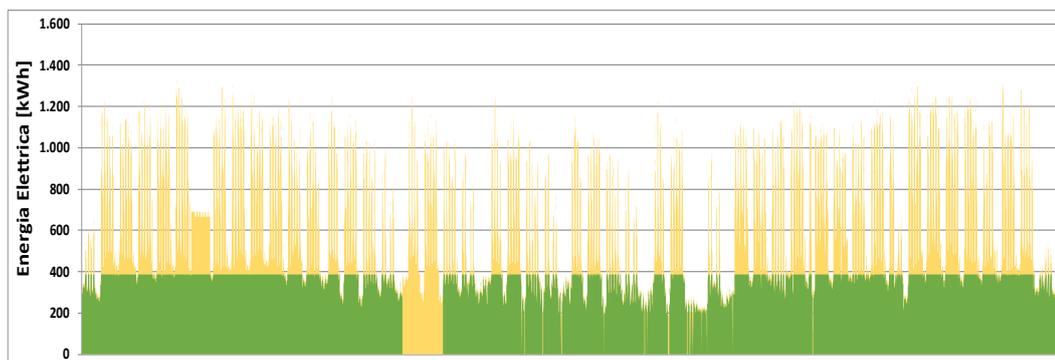


Figura 79 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Grugliasco

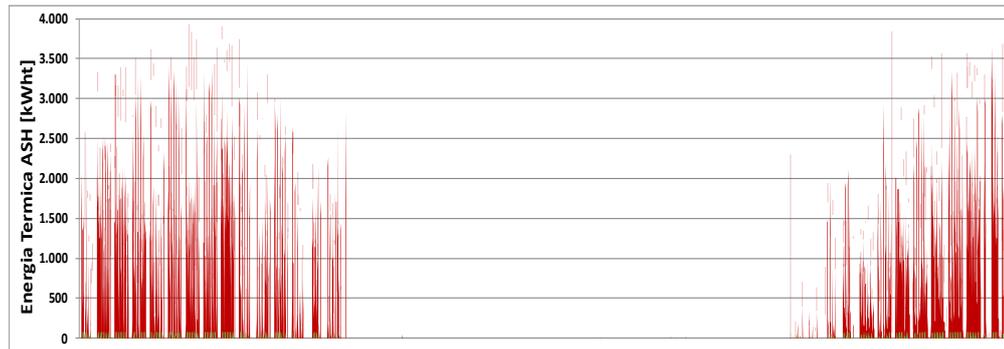


Figura 80 - Quota di energia termica sotto forma di ASH fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Grugliasco

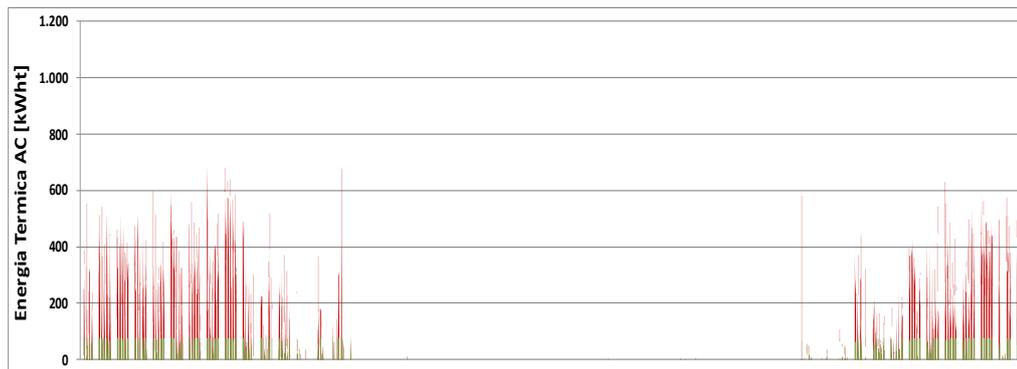


Figura 81 - Quota di energia termica sotto forma di AC fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Grugliasco

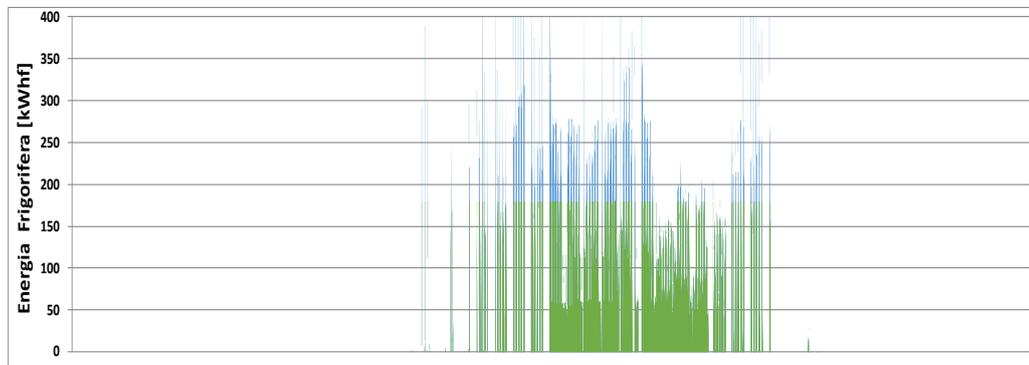


Figura 82 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Grugliasco

Nella parte che segue si riportano in forma tabellare brevi descrizioni sui vantaggi economici che l'impianto di trigenerazione con modulo SOFC, se realizzato, garantirebbe allo Stabilimento. Il risparmio economico è dato dalla somma di mancata energia elettrica prelevata da rete e generata dal nuovo impianto di trigenerazione e del minore consumo di gas in Centrale Termica per minore utilizzo delle caldaie attualmente esistenti, a cui va tuttavia sottratto il consumo di gas per alimentazione della cella a combustibile. Poiché è stato ipotizzato un assetto di funzionamento ad inseguimento elettrico, tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto è finalizzata all'autoconsumo. Al fine di valorizzare economicamente il saving generato sono state utilizzate delle tariffe fornite dal personale dell'Unità Operativa; i valori riportati nelle tabelle che seguono sono perciò solamente indicativi, seppur coerenti con i valori effettivamente ottenuti dallo studio economico svolto. Per la determinazione del costo d'investimento necessario alla realizzazione dell'intervento, sono stati considerati gli stessi

costi utilizzati nel paragrafo *Costi di realizzazione degli impianti*; è stato solamente sostituito il costo del motore endotermico con quelli del modulo SOFC, riportati in *Tabella 78*.

SAVING ECONOMICO GENERATO DALL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE ALIMENTATO CON SOFC – GRUGLIASCO		
Energia termica prodotta dalla trigenerazione	434	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia termica	24	k€/anno
Energia frigorifera prodotta dalla trigenerazione	240	MWh/anno
Energia elettrica risparmiata	3.020	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia elettrica	484	k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	613.126	Sm ³ /anno
Maggiore costo previsto per il gas consumato	228	k€/anno

Tabella 91 - Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC – Grugliasco

SAVING E PAYBACK TIME– GRUGLIASCO			
Energia termica risparmiata	434	MWh/anno	24 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	3.020.024	kWh/anno	484 k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	613.126	Sm ³ /anno	-228 k€/anno
CB da CAR	218	TEE/anno	53 k€/anno
Stima quote CO ₂	-94,8	tonn/anno	1,9 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO = 334,9 k€/anno			
Stima investimento SOFC			6.267,8 k€
Stima investimento totale			6.964,4 k€
SIMPLE PAYBACK TIME = 21 anni			
Costi O&M SOFC			231,7 k€/anno
Costi O&M totali			233,6 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M = 69 anni			

Tabella 92 – Calcolo del payback time – Grugliasco

Per stimare le quote di anidride carbonica che l'intervento oggetto di studio permette di risparmiare rispetto alla situazione attuale, sono state fatte le considerazioni riportate nella tabella che segue:

STIMA DELLE QUOTE DI ANIDRIDE CARBONICA RISPARMIATE		
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn
Consumo di gas naturale per trigenerazione	613.126	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ per trigenerazione	41,2	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT senza trigenerazione	512.241	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT senza trigenerazione	1.055	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT con trigenerazione	446.600	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT con trigenerazione	919	tonn/anno
Quote di CO ₂ risparmiate grazie alla trigenerazione	94,8	tonn/anno
Saving economico generato dalla trigenerazione a fronte della riduzione delle quote di CO₂	1,9	k€/anno

Tabella 93 - Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC - Grugliasco

Infine, si riporta di seguito un confronto tra la tecnologia cogenerativa tradizionale rappresentata dai motori a combustione interna e il modulo SOFC.

CONFRONTO TRA TRIGENERAZIONE CON MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA E MODULO SOFC				
	ALIMENTAZIONE CON MCI		ALIMENTAZIONE CON SOFC	
POTENZA ELETTRICA E TERMICA DELL'IMPIANTO				
Potenza elettrica	360	kWe	406	kWe
Potenza termica per produzione ASH	201	kWt	139	kWt
Potenza termica per produzione AC (riscaldamento invernale)	225	kWt	76	kWt
Potenza termica per produzione AC (raffrescamento estivo)	426	kWt	236	kWt
RENDIMENTO ELETTRICO E POTENZA IN INGRESSO				
Rendimento elettrico	40	%	53	%
Potenza in ingresso	903	kW	766	kW
POTENZA FRIGORIFERA DELL'ASSORBITORE				
Potenza frigorifera dell'assorbitore	300	kWf	180	kWf
POTENZE PRODOTTE DALLA TRIGENERAZIONE				
Energia elettrica prodotta	2.784	MWh/anno	3.020	MWh/anno
Energia termica prodotta	699	MWh/anno	434	MWh/anno
Energia frigorifera prodotta	281	MWh/anno	240	MWh/anno
PERCENTUALE DI CARICO COPERTA SU BASE ANNUA				
Potenza elettrica	53,1	%	57,6	%
Potenza termica	20,6	%	12,8	%
Potenza frigorifera	96,5	%	82,2	%
CONSUMO DI COMBUSTIBILE				
Gas consumato dalla trigenerazione	749.266	Sm ³ /anno	613.126	Sm ³ /anno
EMISSIONI DI CO₂ E RICAVI CERTIFICATI BIANCHI				
CO ₂ prodotta	1.543	tonn/anno	41.2	tonn/anno
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn	20	€/tonn
Spesa per le emissioni di CO ₂	31	k€/anno	0,82	k€/anno
Ricavi da Certificati Bianchi per CAR	29	k€/anno	53	k€/anno
SAVING ANNUO PREVISTO				
Saving annuo previsto	209	k€/anno	334,9	k€/anno
CALCOLO DEL PAYBACK TIME				
Costo d'investimento	1.065	k€	6.964,4	k€
Costi O&M	78,7	k€/anno	233,6	k€/anno
Simple payback time	8	anni	69	anni

Tabella 94 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Grugliasco

9.4.3. Trigenerazione con SOFC – Caso studio a Rivoli

Come descritto nel capitolo 5. *Caso studio a Rivoli*, a Rivoli (TO) era stato preso in considerazione un sito al quale l'intervento di trigenerazione in studio avrebbe fornito all'utenza acqua calda durante il periodo di riscaldamento invernale ed acqua refrigerata durante il periodo estivo. Ulteriori dettagli sui vettori termici aggrediti si possono trovare in *Tabella 22*.

Ponendosi quale obiettivo quello di soddisfare i fabbisogni dell'utenza, le cui curve di carico sono riportate nel capitolo 5. *Caso studio a Rivoli*, si è deciso di alimentare l'impianto di trigenerazione in studio tramite un modulo SOFC con le caratteristiche che sono riportate nella tabella che segue.

TRIGENERAZIONE CON SOFC – RIVOLI	
Potenza elettrica [kWe]	174
Portata di gas naturale [kg/h]	58
Temperatura dei fumi in uscita [°C]	220
Potenza in ingresso [kW]	328
Potenza termica [kWt]	105
Rendimento elettrico	53%
Rendimento termico	32%
Rendimento globale	85%

Tabella 95- Caratteristiche SOFC in assetto trigenerativo - Rivoli

Grazie alla particolare richiesta del sito in termini di temperatura dell'acqua calda da utilizzare per il riscaldamento invernale, la quale si ricorda che è richiesta dall'utenza a 65°C con una differenza di temperatura tra mandata e ritorno pari a 20°C circa, la potenza termica recuperabile dal modulo SOFC in assetto trigenerativo è di pari entità sia nel periodo invernale che in quello estivo. Infatti, in entrambi i casi i fumi in uscita possono essere raffreddati fino a 50°C, rendendo perciò disponibile una potenza termica pari a 101 kWt.

POTENZA TERMICA RECUPERABILE	
P_{fumi}	101 kWt

Tabella 96 - Potenze termiche recuperabili dalla trigenerazione con SOFC - Rivoli

Al fine di dimensionare correttamente il gruppo frigorifero ad assorbimento da accoppiare all'intervento in studio, si è provveduto a convertire l'energia termica fornita dal raffreddamento degli esausti in energia frigorifera, considerando, come nei paragrafi precedenti, un COP pari a 0,76.

$$P_{frigorifera\ tot} = p_{fumi} * COP = 101 * 0,76 = 77\ kWf$$

Tenendo in considerazione che dalle offerte realmente ricevute il fornitore non indicava alcun come assorbitore di taglia minore reperibile quello avente potenza frigorifera pari a 140 kWf, si è deciso di prevedere l'installazione del suddetto gruppo frigorifero ad assorbimento, eventualmente richiedendo al fornitore stesso un depotenziamento.

ASSORBITORE SCELTO PER LA TRIGENERAZIONE CON SOFC – RIVOLI	
Potenza frigorifera	140 kWf
Temperatura in uscita AR	7 °C
Temperatura in ingresso AR	12 °C
COP al massimo carico	0,76
Solvente	LiBr
Consumo elettrico	1,6 kWe
Potenza da dissipare	330 kW

Tabella 97 - Principali dati tecnici dell'assorbitore scelto per la trigenerazione con SOFC - Rivoli

Si riportano di seguito i risultati della simulazione svolta, ricordando che le ipotesi assunte sono le stesse riportate nei paragrafi precedenti, ovvero tre settimane di fermo impianto per manutenzione nel periodo che intercorre tra riscaldamento e raffreddamento ambientale e rendimento elettrico variabile al variare del carico elettrico dell'impianto secondo le indicazioni fornite dal produttore del modulo SOFC e non riportate come valori numerici nella presente Tesi.

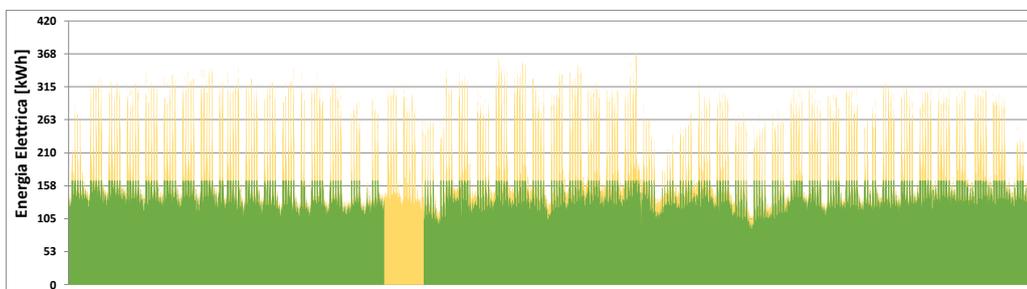


Figura 83 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Rivoli

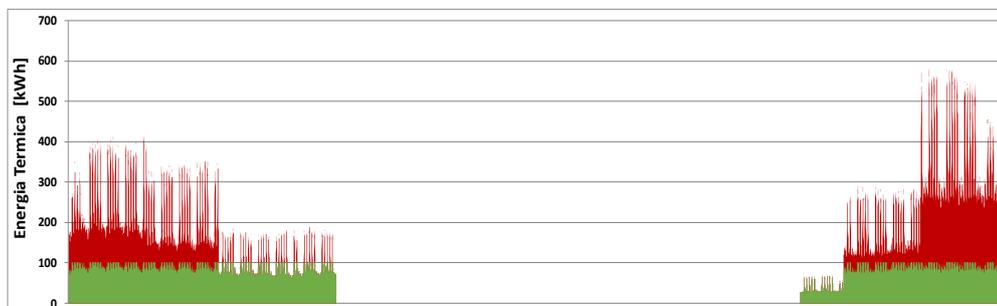


Figura 84 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Rivoli

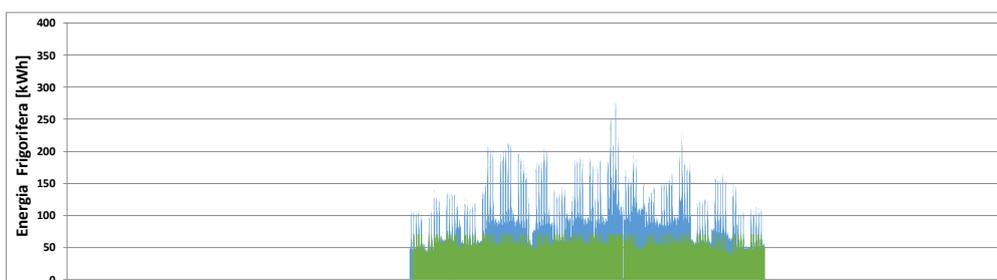


Figura 85 - Quota di energia frigorifera fornita dall'impianto di trigenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in azzurro) - Rivoli

Si è quindi proceduto con la valutazione del risparmio economico generato dall'intervento oggetto di studio, ottenendo i risultati riportati nelle tabelle che seguono.

SAVING ECONOMICO GENERATO DALL'IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE ALIMENTATO CON SOFC – RIVOLI		
Energia termica prodotta dalla trigenerazione	375	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia termica	13	k€/anno
Energia frigorifera prodotta dalla trigenerazione	172	MWh/anno
Energia elettrica risparmiata	1.285	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia elettrica	150	k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	248.185	Sm ³ /anno
Maggiore costo previsto per il gas consumato	67	k€/anno

Tabella 98 - Riepilogo del saving economico generato dalla trigenerazione alimentata con SOFC – Rivoli

SAVING E PAYBACK TIME– RIVOLI			
Energia termica risparmiata	375	MWh/anno	13 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	1.285.128	kWh/anno	150 k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	248.185	Sm ³ /anno	-67 k€/anno
CB da CAR	161	TEE/anno	39 k€/anno
Stima quote CO ₂	-82	tonn/anno	1,6 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO = 136,6 k€/anno			
Stima investimento SOFC			2.686,2 k€
Stima investimento totale			3.016,2 k€
SIMPLE PAYBACK TIME = 22 anni			
Costi O&M SOFC			99,3 k€/anno
Costi O&M totali			101,7 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M = 86 anni			

Tabella 99 – Calcolo del payback time – Rivoli

STIMA DELLE QUOTE DI ANIDRIDE CARBONICA RISPARMIATE		
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn
Consumo di gas naturale per trigenerazione	248.125	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ per trigenerazione	17	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT senza trigenerazione	104.493	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT senza trigenerazione	215	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT con trigenerazione	56.137	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT con trigenerazione	116	tonn/anno
Quote di CO ₂ risparmiate grazie alla trigenerazione	82	tonn/anno
Saving economico generato dalla trigenerazione a fronte della riduzione delle quote di CO₂	1,6	k€/anno

Tabella 100 - Stima delle quote di CO2 con trigenerazione con SOFC - Rivoli

Al fine di elaborare un confronto tra l'alimentazione tramite motore a combustione interna e l'alimentazione con celle a combustibile ad ossidi solidi, si riportano di seguito le principali caratteristiche delle due tecnologie.

CONFRONTO TRA TRIGENERAZIONE CON MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA E MODULO SOFC				
	ALIMENTAZIONE CON MCI		ALIMENTAZIONE CON SOFC	
POTENZA ELETTRICA E TERMICA DELL'IMPIANTO				
Potenza elettrica	140	kWe	174	kWe
Potenza termica recuperabile	207	kWt	101	kWt
RENDIMENTO ELETTRICO E POTENZA IN INGRESSO				
Rendimento elettrico	36	%	53	%
Potenza in ingresso	392	kW	328	kW
POTENZA FRIGORIFERA DELL'ASSORBITORE				
Potenza frigorifera dell'assorbitore	140	kWf	140	kWf
POTENZE PRODOTTE DALLA TRIGENERAZIONE				
Energia elettrica prodotta	1.201	MWh/anno	1.285	MWh/anno
Energia termica prodotta	653	MWh/anno	375	MWh/anno
Energia frigorifera prodotta	302	MWh/anno	172	MWh/anno
PERCENTUALE DI CARICO COPERTA SU BASE ANNUA				
Potenza elettrica	68,9	%	87,3	%
Potenza termica	80,6	%	46,3	%
Potenza frigorifera	79,7	%	45,4	%
CONSUMO DI COMBUSTIBILE				
Gas consumato dalla trigenerazione	330.032	Sm ³ /anno	248.185	Sm ³ /anno
EMISSIONI DI CO₂ E RICAVI CERTIFICATI BIANCHI				
CO ₂ prodotta	679	tonn/anno	17	tonn/anno
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn	20	€/tonn
Spesa per le emissioni di CO ₂	13,6	k€/anno	0,34	k€/anno
Ricavi da Certificati Bianchi per CAR	22	k€/anno	39	k€/anno
SAVING ANNUO PREVISTO				
Saving annuo previsto	87	k€/anno	136,6	k€/anno
CALCOLO DEL PAYBACK TIME				
Costo d'investimento	506	k€	3.016,2	k€
Costi O&M	44	k€/anno	101,7	k€/anno
Simple payback time	11,7	anni	86	anni

Tabella 101 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Rivoli

9.4.4. Cogenerazione con SOFC – Caso studio a Brescia

Lo stabilimento produttivo preso in considerazione come ultimo caso studio e situato a Brescia era anche l'unico sito in cui si era ipotizzata la realizzazione di un impianto di sola cogenerazione, poiché l'utenza richiedeva acqua calda ad uso tecnologico durante tutto il corso dell'anno, permettendo perciò di recuperare tutto il calore messo a disposizione dal raffreddamento dei gas esausti e del corpo motore senza bisogno di dover sopperire ad alcun

carico frigorifero. Ulteriori dettagli sui vettori termici aggrediti si possono trovare in *Tabella 25*.

Ponendosi quale obiettivo quello di soddisfare i fabbisogni dell'utenza, le cui curve di carico sono riportate nel capitolo 6. *Caso studio a Brescia*, si è deciso di alimentare l'impianto di trigenerazione in studio tramite un modulo SOFC con le caratteristiche riportate nella tabella seguente:

COGENERAZIONE CON SOFC – BRESCIA	
Potenza elettrica [kWe]	290
Portata di gas naturale [kg/h]	96,5
Temperatura dei fumi in uscita [°C]	220
Potenza in ingresso [kW]	547,2
Potenza termica [kWt]	175
Rendimento elettrico	53%
Rendimento termico	32%
Rendimento globale	85%

Tabella 102- Caratteristiche SOFC in assetto cogenerativo - Brescia

Ricordando che lo stabilimento richiede acqua calda ad uso tecnologico alla temperatura di 80°C circa, la quale torna con una differenza di temperatura tra mandata e ritorno di 10°C, è stato previsto di raffreddare i gas esausti prodotti dall'impianto di cogenerazione fino ad una temperatura di circa 70°C.

POTENZA TERMICA RECUPERABILE	
P_{fumi}	149 kWt

Tabella 103 - Potenze termiche recuperabili dalla cogenerazione con SOFC - Brescia

Si riportano di seguito le potenze fornite dall'impianto di cogenerazione definito sopra.

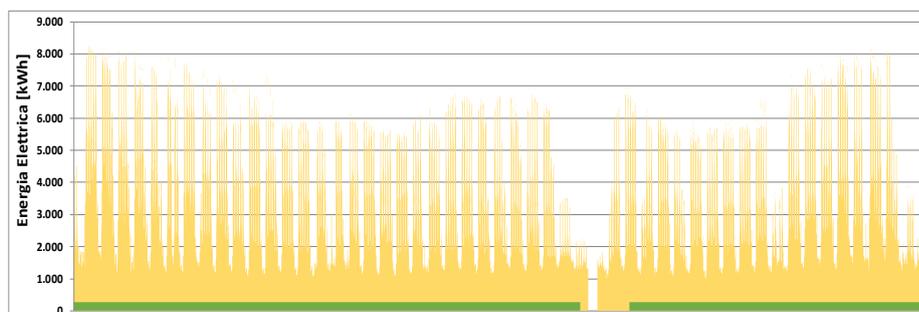


Figura 86 - Quota di energia elettrica fornita dall'impianto di cogenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in giallo) - Brescia

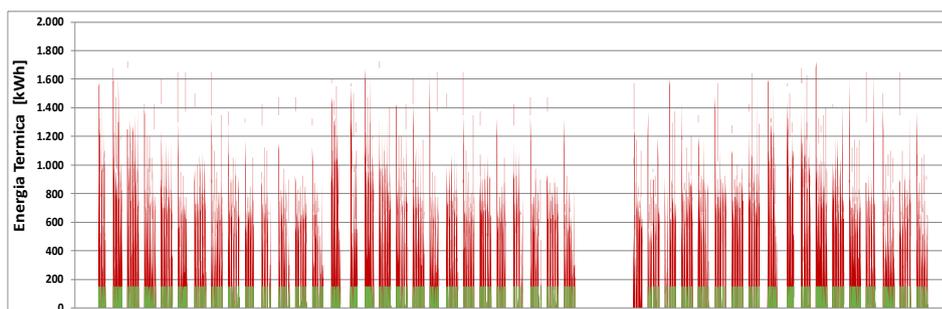


Figura 87 - Quota di energia termica fornita dall'impianto di cogenerazione con SOFC (in verde) sulla richiesta totale da parte dell'utenza (in rosso) - Brescia

Per quanto concerne il risparmio economico che l'intervento, se realizzato, comporterebbe, valgono le stesse considerazioni fatte per i paragrafi precedenti. I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati nelle tabelle sottostanti.

SAVING ECONOMICO GENERATO DALL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE ALIMENTATO CON SOFC – BRESCIA		
Energia termica prodotta dalla cogenerazione	563	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia termica	25	k€/anno
Energia elettrica risparmiata	2.275	MWh/anno
Risparmio previsto per l'energia elettrica	327	k€/anno
Gas consumato dalla cogenerazione	470.839	Sm ³ /anno
Maggiore costo previsto per il gas consumato	166	k€/anno

Tabella 104 - Riepilogo del saving economico generato dalla cogenerazione alimentata con SOFC – Brescia

SAVING E PAYBACK TIME – BRESCIA			
Energia termica risparmiata	563	MWh/anno	25 k€/anno
Minor prelievo di energia elettrica dalla rete	2.274.528	kWh/anno	327 k€/anno
Gas consumato dalla trigenerazione	470.839	Sm ³ /anno	-166 k€/anno
CB da CAR	159	TEE/anno	39 k€/anno
Stima quote CO ₂	-116	tonn/anno	2,3 k€/anno
SAVING ANNUO LORDO = 227.3 k€/anno			
Stima investimento SOFC			4.477 k€
Stima investimento totale			4.562 k€
SIMPLE PAYBACK TIME = 20 anni			
Costi O&M SOFC			165,5 k€/anno
Costi O&M totali			167,4 k€/anno
PAYBACK TIME CONSIDERANDO O&M = anni			

Tabella 105 – Calcolo del payback time – Brescia

STIMA DELLE QUOTE DI ANIDRIDE CARBONICA RISPARMIATE		
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn
Consumo di gas naturale per trigenerazione	470.839	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ per trigenerazione	32	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT senza trigenerazione	322.282	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT senza trigenerazione	664	tonn/anno
Consumo di gas naturale in CT con trigenerazione	250.530	Sm ³ /anno
Emissioni di CO ₂ da CT con trigenerazione	516	tonn/anno
Quote di CO ₂ risparmiate grazie alla trigenerazione	116	tonn/anno
Saving economico generato dalla trigenerazione a fronte della riduzione delle quote di CO₂	2,3	k€/anno

Tabella 106 – Stima delle quote di CO₂ con trigenerazione con SOFC – Brescia

Infine, come fatto per i tre interventi oggetto di studio nei paragrafi precedenti, si propone di seguito un confronto tra alimentazione con motore endotermico e modulo SOFC.

CONFRONTO TRA COGENERAZIONE CON MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA E MODULO SOFC				
	ALIMENTAZIONE CON MCI		ALIMENTAZIONE CON SOFC	
POTENZA ELETTRICA E TERMICA DELL'IMPIANTO				
Potenza elettrica	260	kWe	290	kWe
Potenza termica recuperabile	380	kWt	149	kWt
RENDIMENTO ELETTRICO E POTENZA IN INGRESSO				
Rendimento elettrico	38	%	53	%
Potenza in ingresso	693	kW	547	kW
POTENZE PRODOTTE DALLA COGENERAZIONE				
Energia elettrica prodotta	2.063	MWh/anno	2.275	MWh/anno
Energia termica prodotta	1.326	MWh/anno	563	MWh/anno
PERCENTUALE DI CARICO COPERTA SU BASE ANNUA				
Potenza elettrica	7,3	%	8	%
Potenza termica	52,5	%	22,3	%
CONSUMO DI COMBUSTIBILE				
Gas consumato dalla trigenerazione	596.701	Sm ³ /anno	470.839	Sm ³ /anno
EMISSIONI DI CO₂ E RICAVI CERTIFICATI BIANCHI				
CO ₂ prodotta	1.186	tonn/anno	32	tonn/anno
Valorizzazione quote CO ₂	20	€/tonn	20	€/tonn
Spesa per le emissioni di CO ₂	23,7	k€/anno	0,64	k€/anno
Ricavi da Certificati Bianchi per CAR	137	k€/anno	159	k€/anno
SAVING ANNUO PREVISTO				
Saving annuo previsto	162	k€/anno	227,3	k€/anno
CALCOLO DEL PAYBACK TIME				
Costo d'investimento	398	k€	4.562	k€
Costi O&M	84,5	k€/anno	167,4	k€/anno
Simple payback time	5,1	anni	76	anni

Tabella 107 - Confronto tra i principali parametri prestazionali dell'impianto di trigenerazione alimentato con MCI o SOFC - Brescia

9.4.5. Confronto tra cogenerazione con SOFC e MCI dal punto di vista prestazionale

Per favorire un confronto tra le due tecnologie cogenerative utilizzate nello studio svolto nel presente elaborato, si sono confrontati i rendimenti di primo principio delle stesse che si ottengono dalle simulazioni effettuate. I risultati sono riportati nella tabella che segue.

CONFRONTO TRA I RENDIMENTI DI PRIMO PRINCIPIO DELLE DUE TECNOLOGIE				
	Orbassano	Grugliasco	Rivoli	Brescia
Energia termica prodotta con MCI [kWh]	3.150.251	979.450	1.025.262	1.280.768
Consumo di gas metano con MCI [m ³ /anno]	912.821	749.266	330.032	575.263
Rendimento termico MCI	36%	14%	32%	23%
Rendimento elettrico MCI	40%	40%	36%	38%
Rendimento di primo principio MCI	76%	54%	68%	61%
Energia termica prodotta con SOFC [kWh]	1.635.839	768.643	621.168	562.936
Consumo di gas metano con SOFC [m ³ /anno]	726.955	613.126	248.185	470.839
Rendimento termico SOFC	23%	13%	26%	12%
Rendimento elettrico SOFC	53%	53%	53%	53%
Rendimento di primo principio SOFC	76%	66%	79%	65%

Tabella 108 - Confronto tra i rendimenti di primo principio di MCI e SOFC nei casi studio analizzati

Come si può notare, il rendimento di primo principio delle celle a combustibile ad ossidi solidi impiegate nello studio svolto è sempre uguale o maggiore rispetto a quello dei motori a combustione interna. Tuttavia, essendo l'energia elettrica monetizzata ad un prezzo maggiore rispetto all'energia termica a causa del suo maggiore costo nel comprarla da rete, l'utilizzo di moduli SOFC porta a ricavi monetari maggiori.

Il confronto prestazionale tra le due tecnologie evidenzia perciò come la tecnologia SOFC prometta, almeno nelle applicazioni di piccola cogenerazione considerate nella presente Tesi, significativi vantaggi se paragonata a tecnologie tradizionali quali il motore endotermico. Infatti, essa mostra efficienze di primo principio particolarmente elevate che consentono un notevole risparmio energetico dal punto di vista dell'energia primaria spesa; dall'altro lato, le celle a combustibile ad ossidi solidi permettono una riduzione sostanziale delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera grazie alla conversione altamente efficiente del gas naturale a basse emissioni di carbonio.

9.4.6. Valutazioni economiche sulla competitività tra SOFC e MCI

Nonostante la presente Tesi evidenzi il significativo potenziale della tecnologia SOFC per le applicazioni di piccola cogenerazione, ad oggi il suo ruolo commerciale rimane ampiamente limitato a causa degli elevati costi di produzione che non ne consentono prezzi competitivi se paragonati alle tecnologie cogenerative tradizionali.

Come parte finale dello studio sono pertanto state svolte delle valutazioni circa la competitività economica dei moduli SOFC con i motori endotermici. Per quanto concerne i costi specifici attuali di investimento, gestione e manutenzione del modulo, si veda la *Tabella 78*. Tuttavia, lo stesso studio da cui sono stati presi i costi attuali, fornisce anche una previsione sui prezzi che

la tecnologia potrebbe avere se la produzione aumentasse, per effetto dell'economia di scala. Le immagini di seguito ne riportano l'andamento.

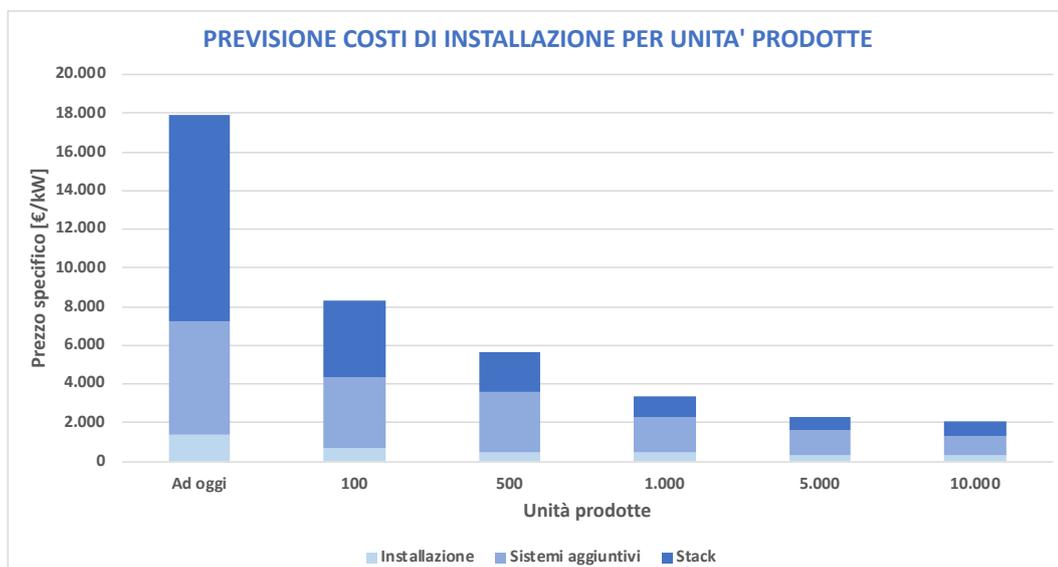


Figura 88 - Previsione dei costi specifici di installazione modulo SOFC in funzione del numero di unità prodotte - Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90

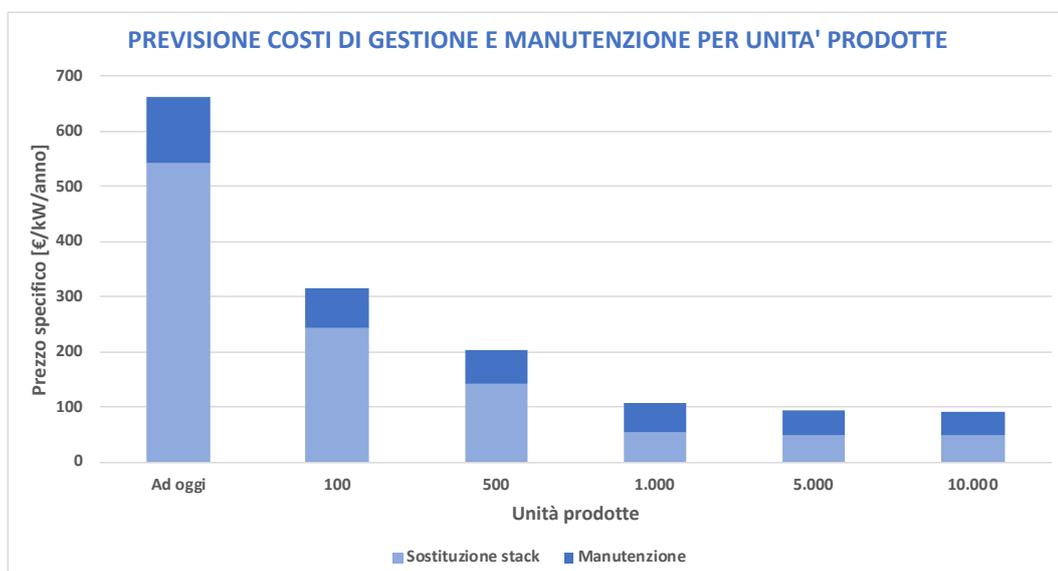


Figura 89 - Previsione dei costi specifici di gestione e manutenzione modulo SOFC in funzione del numero di unità prodotte - Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90

Con i prezzi attuali, come si è visto nei paragrafi precedenti, la tecnologia SOFC non risulta affatto competitiva economicamente se comparata ai motori a combustione interna. Tuttavia, si possono fare delle previsioni sulla futura competitività economica, considerando i costi specifici previsti dallo studio effettuato da FCH JU nel 2015. Di seguito si riportano i risultati ottenuti prendendo in considerazione, rispettivamente, i prezzi corrispondenti alla produzione di 100 unità ed alla produzione di 1.000 unità SOFC. Nei risultati riportati in *Tabella 109* sono state ancora considerate due sostituzioni dello stack in 10 anni, mentre in *Tabella 110* si è

considerato di effettuare la sostituzione una sola volta nel corso dello stesso periodo, in quanto con la maturazione della tecnologia anche la durata della vita dei componenti dovrebbe aumentare come conseguenza del miglioramento della qualità.

COSTI MODULO SOFC TARGET PER 100 UNITA' PRODOTTE	
Costo di installazione	647 €/kW
Costo dei sistemi aggiuntivi	3.675 €/kW
Costo dello stack	4.903 €/kW
Costo di investimento modulo SOFC	9.224 €/kW
Costo di manutenzione	72 €/kW/anno
Costo di sostituzione dello stack	1.223 €/kW
Costi O&M SOFC	317 €/kW/anno
COSTI MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	
Costo di investimento MCI	1.025 €/kW
Costi O&M MCI	270 €/kW/anno
ORBASSANO – CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	421,7 k€
Saving annuo previsto con MCI	315 k€
Payback time MCI	3,5 anni
Payback time SOFC	17,1 anni
GRUGLIASCO – CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	334,9 k€
Saving annuo previsto con MCI	209 k€
Payback time MCI	8 anni
Payback time SOFC	21,7 anni
RIVOLI – CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	136,6 k€
Saving annuo previsto con MCI	87 k€
Payback time MCI	11,7 anni
Payback time SOFC	24,5 anni
BRESCIA – CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	227,3 k€
Saving annuo previsto con MCI	162 k€
Payback time MCI	5,1 anni
Payback time SOFC	20,7 anni

Tabella 109 – Calcolo del payback time con i prezzi specifici previsti per la produzione di 100 unità SOFC -
Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90

COSTI MODULO SOFC TARGET PER 1.000 UNITA' PRODOTTE	
Costo di installazione	472 €/kW
Costo dei sistemi aggiuntivi	1.814 €/kW
Costo dello stack	1.060 €/kW
Costo di investimento modulo SOFC	3.346 €/kW
Costo di manutenzione	54 €/kW/anno
Costo di sostituzione dello stack	540 €/kW
Costi O&M SOFC	108 €/kW/anno
COSTI MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA	
Costo di investimento MCI	1.025 €/kW
Costi O&M MCI	270 €/kW/anno
ORBASSANO - CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	421,7 k€
Saving annuo previsto con MCI	315 k€
Payback time MCI	3,5 anni
Payback time SOFC	5,3 anni
GRUGLIASCO - CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	334,9 k€
Saving annuo previsto con MCI	209 k€
Payback time MCI	8 anni
Payback time SOFC	7,1 anni
RIVOLI - CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	136,6 k€
Saving annuo previsto con MCI	87 k€
Payback time MCI	11,7 anni
Payback time SOFC	7,9 anni
BRESCIA - CALCOLO DEL PAYBACK TIME	
Saving annuo previsto con modulo SOFC	227,3 k€
Saving annuo previsto con MCI	162 k€
Payback time MCI	5,1 anni
Payback time SOFC	5,4 anni

Tabella 110 - Calcolo del payback time con i prezzi specifici previsti per la produzione di 1.000 unità SOFC -
Fonte: Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015, p.90

Infine è stato valutato il tempo di ritorno dell'investimento che gli impianti di cogenerazione e trigenerazione avrebbero se alla tecnologia SOFC fossero associati gli stessi costi di investimento, gestione e manutenzione del motore a combustione interna.

COSTI MODULO SOFC TARGET		
Costo di investimento modulo SOFC	1.025	€/kW
Costi O&M SOFC	270	€/kW/anno
COSTI MOTORE A COMBUSTIONE INTERNA		
Costo di investimento MCI	1.025	€/kW
Costi O&M MCI	270	€/kW/anno
ORBASSANO - CALCOLO DEL PAYBACK TIME		
Saving annuo previsto con modulo SOFC	421,7	k€/anno
Saving annuo previsto con MCI	315	k€/anno
Payback time MCI	3,5	anni
Payback time SOFC	3	anni
GRUGLIASCO - CALCOLO DEL PAYBACK TIME		
Saving annuo previsto con modulo SOFC	334,9	k€/anno
Saving annuo previsto con MCI	209	k€/anno
Payback time MCI	8	anni
Payback time SOFC	5	anni
RIVOLI - CALCOLO DEL PAYBACK TIME		
Saving annuo previsto con modulo SOFC	136,6	k€/anno
Saving annuo previsto con MCI	87	k€/anno
Payback time MCI	11,7	anni
Payback time SOFC	5,8	anni
BRESCIA - CALCOLO DEL PAYBACK TIME		
Saving annuo previsto con modulo SOFC	227,3	k€/anno
Saving annuo previsto con MCI	162	k€/anno
Payback time MCI	5,1	anni
Payback time SOFC	2,6	anni

Tabella 111 - Confronto tra payback time SOFC e MCI con gli stessi costi di investimento e O&M

Conclusioni

Lo studio compiuto nello svolgimento della presente Tesi evidenzia innanzitutto il carattere efficiente di interventi di realizzazione di impianti di cogenerazione e trigenerazione rispetto alla produzione separata di calore ed elettricità con tecnologie tradizionali. Sia nel caso di utilizzo di motori a combustione interna e sia nel caso si ipotizzi di impiegare moduli SOFC al posto di questi ultimi, il saving energetico ed economico apportato agli stabilimenti industriali risulta essere positivo. In entrambi i casi si prevede un funzionamento degli impianti ad inseguimento elettrico, pertanto il risparmio economico consequenziale ai suddetti interventi deriva dal mancato prelievo di energia elettrica dalla rete sia per autoconsumo che, in caso di trigenerazione, per alimentazione dei chiller attualmente presenti nei Poli Freddi, a parità di fabbisogno delle utenze; al contempo si garantisce un minor consumo di combustibile in Centrale Termica a fronte di un incremento dello stesso per l'alimentazione della tecnologia cogenerativa.

Nella prima parte dell'elaborato si evidenzia come la convenienza economica di un intervento cogenerativo in termini di tempo di ritorno dell'investimento sia fortemente influenzato dalla tipologia di vettori termici aggrediti e dalle distanze che intercorrono tra i componenti dell'impianto e i punti di allaccio. Infatti, lo studio effettuato dimostra che la configurazione impiantistica e di funzionamento migliore è quella che prevede di fornire all'utenza energia termica e frigorifera ad uso tecnologico e di posizionare i componenti dell'impianto di cogenerazione/trigenerazione in prossimità dei collettori dell'acqua e del punto di allaccio del metano, in modo da limitare significativamente le spese per le interconnessioni.

Sebbene ad oggi la tecnologia cogenerativa più diffusa sul mercato risulti essere il motore a combustione interna, il presente lavoro di Tesi evidenzia come le celle a combustibile ad ossidi solidi ne rappresentino una valida alternativa. Questo grazie al rendimento elettrico particolarmente elevato che consente un notevole risparmio di energia primaria spesa, alla riduzione sostanziale delle quote di anidride carbonica immesse in atmosfera conseguente alla conversione altamente efficiente del gas naturale a basse emissioni di carbonio ed alle emissioni praticamente nulle di ossidi di azoto. Nonostante ciò, ad oggi la diffusione commerciale della tecnologia SOFC nel mercato è ampiamente limitata dai costi elevati di produzione e gestione che ne rappresentano lo svantaggio principale in quanto i tempi di rientro dell'investimento risultano essere eccessivi. Finché i prezzi legati alle SOFC non saranno competitivi sul mercato, ad essa saranno sempre preferite le tecnologie tradizionali.

Considerando l'analisi tecnico-economica svolta, ed assodato perciò il potenziale del modulo SOFC per utilizzi in ambito cogenerativo e trigenerativo con taglie minori di 1 MWe, basterebbe aumentare la quantità di unità prodotte affinché, per effetto dell'economia di scala, i prezzi decrescano fino a raggiungere valori abbastanza bassi da poterne rendere competitivo l'utilizzo. Con i costi specifici che si prevede potranno essere associati alla produzione di 1.000 unità SOFC, i payback time risultano essere comparabili, ed addirittura in alcuni casi inferiori, rispetto a quelli dei motori a combustione interna, tanto da poterli preferire a questi ultimi in virtù delle ottime caratteristiche in termini di inquinamento ambientale ed acustico.

In conclusione, questa Tesi di Laurea individua il potenziale di mercato della tecnologia a celle a combustibile dimostrato dallo studio svolto, ed evidenzia la necessità di incrementare studi e ricerche volte a ridurre i costi e migliorarne la qualità. Solamente così sarà infatti possibile rendere questa tecnologia competitiva dal punto di vista commerciale rispetto ai sistemi cogenerativi tradizionali ad oggi affermati sul mercato, in modo che diventino una valida alternativa tecnologica per la produzione di energia negli anni futuri.

Bibliografia

Anglesio P. – Elementi di Impianti Termotecnici – Pitagora Editrice Bologna; 1998

Groppi G., Lietti L., Forzatti P. - Processi Catalitici di Riduzione di Ossidi di Azoto da Turbine a Gas - Energia; 2001.

Larminie J., Dicks A. - Fuel Cell System Explained - John Wiley & Sons, 2nd Ed; 2003.

Singhal S.C., Kendall K. – High Temperature Solid Oxide Fuel Cells, Fundamentals, Design and Application – Elsevier; 2003.

Ronchetti M. – Celle a Combustibile. Stato di Sviluppo e Prospettive della Tecnologia. – 2008.

Roland Berger Strategy Consultant - Advancing Europe's energy systems: Stationary fuel cells in distributed generations, 2015.

Markus Rautanen, Hannu Vesala, Tuula Kajolinna, Tuula Pellikka – DEMONstration of large SOFC system fed with biogas from WWTP, Deliverable number 4.3-a, Analysis of the emissions from the Demo, 2018.