



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TRIESTE  
POLO DI PORDENONE

# **Integrazione di utenze termiche e frigorifere nello sviluppo del sistema di *DH* e *CHP* presso il Consorzio *ZIPR***

PROSPETTIVE ENERGETICHE PER LA  
ZONA INDUSTRIALE PONTEROSSO

**Prof. Reini Mauro  
Dott. Covassin Claudio**

## INDICE

Introduzione	pag. 2
Cogenerazione, trigenerazione e teleriscaldamento	pag. 3
Interventi di integrazione energetica tra realtà industriali e civili	pag. 8
Interventi di razionalizzazione energetica presso specifiche realtà industriali	pag. 24
Conclusioni	pag. 28

## INTRODUZIONE

Negli ultimi anni l'uomo si è reso sempre più consapevole delle difficoltà legate all'approvvigionamento delle fonti energetiche, nonché dei problemi ambientali legati all'inquinamento atmosferico da esse derivanti. Proprio per questo motivo si sente in modo sempre più pressante l'esigenza di porre un argine alle emissioni di gas clima alteranti, derivate da diverse attività antropiche, come quelle industriali ed i trasporti. In ambito impiantistico, nel recente passato si è notato l'orientamento verso i sistemi integrati ad alto rendimento, i quali coinvolgono la produzione contemporanea di più vettori energetici (si pensi, ad esempio, alla co/trigenerazione). Questi sistemi, rispetto a quelli tradizionali, consentono l'ottenimento di incrementi di efficienza nella produzione energetica, la riduzione di perdite di rete e la possibilità di abbattere, a livello locale, le emissioni clima-alteranti.

Il Consorzio per la Zona di Sviluppo Industriale del Ponte Rosso di San Vito al Tagliamento è molto sensibile a questi aspetti e sta cercando di indirizzare sia la propria politica che quella della zona industriale verso l'obiettivo della "economia verde". Numerose sono le iniziative già intraprese, tra le quali si possono citare la realizzazione di una rete di teleriscaldamento che connette tra loro alcune utenze consortili, l'installazione di una cabina per la riduzione della pressione del gas metano attraverso la tecnica della turbo-espansione, l'installazione di pannelli fotovoltaici al servizio dell'impianto di depurazione, e diverse sono anche le proposte in via di completamento per il prossimo futuro, come l'estensione dei parchi fotovoltaici e la realizzazione di un impianto per la digestione anaerobica, adibito alla produzione di biogas.

Il presente elaborato si pone l'obiettivo di individuare alcune tra le alternative impiantistiche e tecnologiche più vantaggiose per soddisfare le richieste energetiche delle utenze della Zona industriale del Ponte Rosso, valutando l'impatto economico-ambientale di diversi scenari tecnologici e produttivi. Il ruolo centrale, nello studio, è assunto di sistemi di razionalizzazione energetica basati sulla possibilità di integrazione tra le diverse realtà industriali presenti nella ZIPR. Le ipotesi esposte nell'elaborato non pretendono di esaurire il tema della razionalizzazione energetico-ambientale nell'ambito della Zona Industriale, ma si sono volute fornire delle utili indicazioni, esemplificando alcune modalità di intervento, certi del fatto che in tale territorio molto si è fatto e molto si farà sull'argomento del risparmio energetico.

## **COGENERAZIONE, TRIGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO**

### **Cogenerazione**

Il Decreto Legislativo numero 79/99 e le successive Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) definiscono con il termine cogenerazione la generazione simultanea, in un unico processo, di energia elettrica (e/o meccanica) e termica, entrambe considerate energie utili, che garantisca un significativo risparmio di energia primaria rispetto alle loro produzioni separate. Il calore generato può essere trasferito sotto diverse forme, tra cui vapore, acqua calda, aria calda, e può essere destinato ad usi civili di riscaldamento, di raffrescamento o raffreddamento o ad usi industriali in diversi processi produttivi. Un impianto cogenerativo, che può risultare costituito da una sola o da più sezioni motrici, è quindi definito come un sistema che consente, a partire da un'unica fonte di energia primaria, la conversione di quest'ultima in due forme di energia utilizzabili: energia elettrica e/o meccanica ed energia termica. In inglese il termine cogenerazione è tradotto con *Combined Heat and Power* (CHP).

I presupposti per l'esistenza delle tecnologie cogenerative vengono forniti dalla termodinamica. Come è noto, infatti, il primo principio afferma che l'energia non può essere né creata né distrutta e, partendo da un tale assunto, verrebbe da pensare che il problema energetico non esista. In realtà il secondo principio specifica che nei processi fisici non è possibile convertire integralmente l'energia termica, disponibile da una sorgente a temperatura elevata, in energia elettrica e/o meccanica: l'aliquota non convertita deve essere necessariamente ceduta ad una sorgente a temperatura inferiore. Lo schema della figura seguente rappresenta questa situazione: l'energia meccanica, per esempio, può essere convertita integralmente in calore, ma non vale il viceversa, perché convertendo il calore in energia meccanica si produce inevitabilmente una certa quantità di calore a bassa temperatura. Attraverso la cogenerazione si cerca di utilizzare questa aliquota di energia termica che altrimenti andrebbe perduta nell'ambiente esterno.

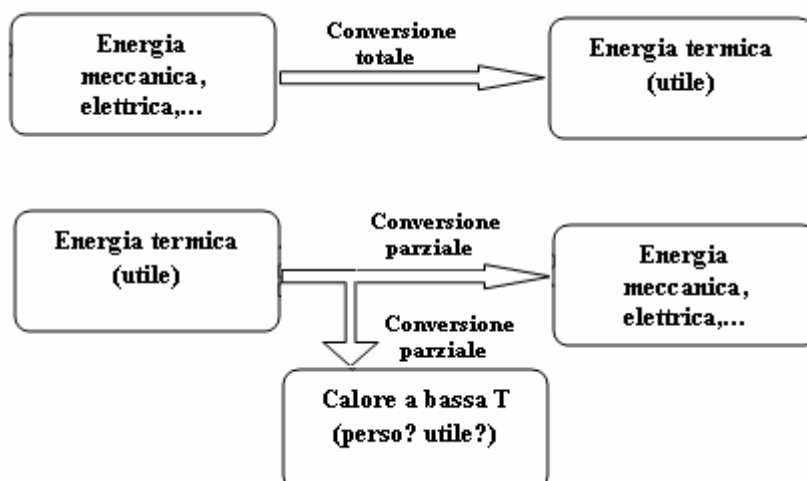


Figura. Schema delle conversioni energetiche.

I benefici, in termini di risparmio di energia primaria, vengono evidenziati con il calcolo dell'Indice di Risparmio Energetico (IRE), grazie al quale si confronta la quantità di combustibile richiesta per soddisfare il carico elettrico e termico nell'impianto cogenerativo con la quantità di combustibile richiesta da un impianto motore convenzionale per soddisfare lo stesso carico elettrico e da un generatore di calore per soddisfare il carico termico. Matematicamente esso viene così determinato (Delibera AEEG 40/02):

$$IRE = 1 - \frac{F}{\frac{E_{el}}{\eta_{el} \cdot p} + \frac{E_{th,civ}}{\eta_{th,civ}} + \frac{E_{th,ind}}{\eta_{th,ind}}}$$

dove:

- ✓  $F$  è l'energia primaria dei combustibili utilizzati da una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore;
- ✓  $E_{el}$ ,  $E_{th,civ}$ ,  $E_{th,ind}$  rappresentano, rispettivamente, le produzioni di energia elettrica, termica utile per usi civili e termica utile per usi industriali, di una sezione cogenerativa;
- ✓  $\eta_{el}$ ,  $\eta_{th,civ}$  e  $\eta_{th,ind}$  sono i rendimenti di riferimento definiti precedentemente;
- ✓  $p$  è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica.

Le tecnologie cogenerative maggiormente diffuse derivano dalle applicazioni di generazione elettrica:

- ✓ motori a combustione interna a ciclo Otto o ciclo Diesel;
- ✓ impianti a vapore (vapore acqueo oppure vapore di fluidi organici - ORC);
- ✓ impianti a gas;
- ✓ impianti combinati gas – vapore;
- ✓ microturbine a gas.

### **Trigenerazione**

La trigenerazione viene definita come la produzione contemporanea di tre forme distinte di energia: elettrica, termica, frigorifera. Rispetto alla cogenerazione di energia elettrica e calore, quindi, si aggiunge la generazione di freddo, ovvero di un effetto utile di raffreddamento. La trigenerazione viene anche indicata con l'acronimo CCHP (*Combined Cooling, Heating and Power*).

In linea generale, un impianto di trigenerazione è costituito da:

- ✓ un motore primo;
- ✓ un sistema di recupero termico dal motore, con produzione di calore utile;
- ✓ un sistema di generazione di freddo, solitamente costituito da un impianto frigorifero basato su macchine a ciclo inverso a compressione o da un impianto frigorifero con macchine ad assorbimento.

Se ci si trova in casi in cui sono presenti diversi andamenti stagionali dei singoli carichi (come esemplificato nella figura sotto riportata), la trigenerazione permette, rispetto ad un sistema di sola cogenerazione, di sfruttare a fondo l'impianto, andando a coprire la domanda frigorifera presente nei mesi estivi. In questi casi, il sistema CCHP aumenta notevolmente il numero di ore equivalenti di funzionamento annuale, così come migliora anche l'IRE dell'impianto.

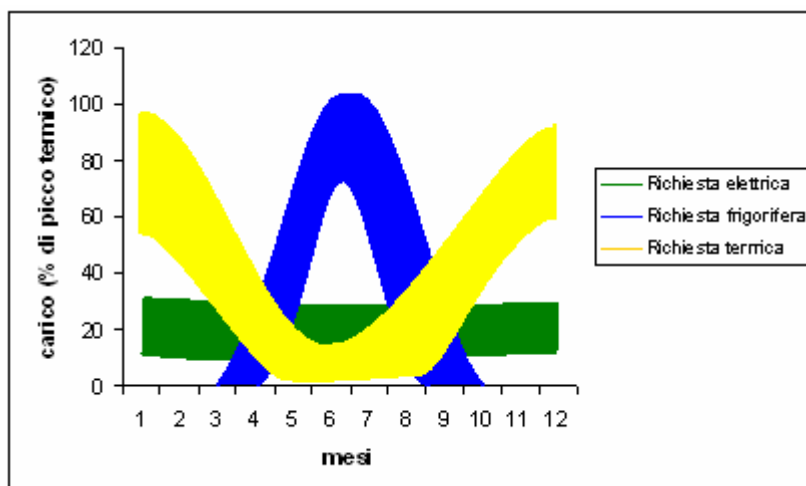


Figura. Andamenti stagionali dei carichi.

## Teleriscaldamento

Secondo le definizioni riportate nelle normative tecniche, con il termine teleriscaldamento (nella letteratura anglosassone indicato con *District Heating*, DH) si intende un sistema a rete, realizzato prevalentemente su suolo pubblico, al servizio di un comparto urbano esistente o programmato, destinato alla fornitura di energia termica (nella duplice valenza di “caldo” e “freddo”), prodotta in una o più centrali, ad una pluralità di edifici appartenenti a soggetti diversi, civili e/o industriali, ai fini di climatizzazione di ambienti e di produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario [4]. Un sistema di teleriscaldamento, quindi, consiste essenzialmente in una rete di trasporto del calore, che permette di servire contemporaneamente più edifici, ed in una centrale di produzione.

Le dimensioni di un sistema di DH possono essere molto variabili. Si va dal piccolo quartiere ad una intera città. Si prenda a titolo di esempio l’impianto di teleriscaldamento di Brescia, che con i suoi 246 km di rete serve circa 300 mila abitanti.

Riferendosi alla definizione di cui sopra, è la natura della rete di distribuzione del calore (“[...] destinato alla fornitura di energia termica [...] ad una pluralità di edifici appartenenti a soggetti diversi [...]”), e non tanto quella delle fonti di calore, che costituisce un elemento discriminante affinché un sistema possa essere considerato teleriscaldamento o semplicemente produzione centralizzata di calore. Per esempio, soluzioni impiantistiche quali una rete interna ad un complesso edilizio privato, oppure

una rete interna di uno stabilimento industriale, anche se destinata al trasporto di calore per la climatizzazione degli edifici ad esso appartenenti, non rientrano nella definizione di rete di teleriscaldamento.

Il sistema di produzione dell'energia è generalmente costituito dall'insieme dei generatori che immettono calore nella rete. Esso può comprendere una pluralità di tipologie impiantistiche, anche dislocate in siti diversi, ma tutte finalizzate al soddisfacimento del carico termico richiesto dalla rete. Un aspetto importante da sottolineare è che l'aggregazione della domanda termica di un dato territorio può permettere di utilizzare nella centrale di produzione le tecnologie più efficienti, come la cogenerazione.

Il servizio di teleriscaldamento si configura quindi, a livello del cliente finale, come fornitura di energia termica, misurata a contatore, già direttamente utilizzabile, e non come la fornitura di un combustibile che deve essere trasformato in calore con le relative perdite dovute ai rendimenti di trasformazione.

Una statistica dell'ENEA risalente al 2007 sull'estensione delle reti di DH per 1000 abitanti, collocava l'Italia all'ultimo posto nel confronto con gli altri Paesi europei dotati di reti di teleriscaldamento, come si può osservare nella figura seguente:

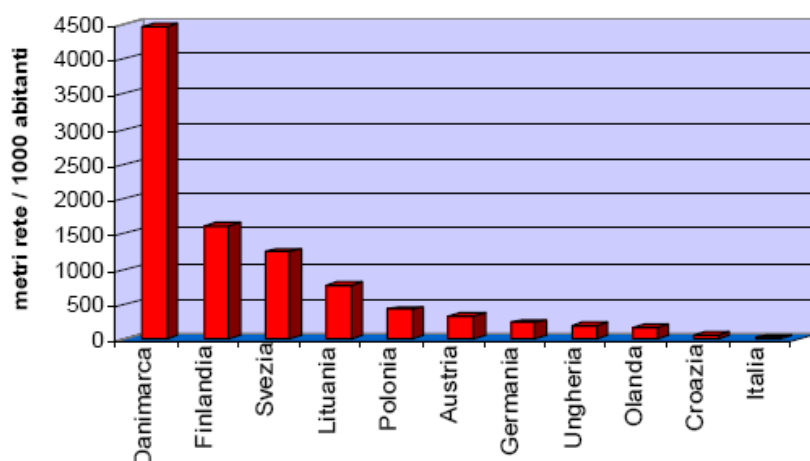


Figura. Diffusione delle reti di DH in Europa (anno 2007).

Negli ultimi anni, tuttavia, nel nostro Paese, questa forma di distribuzione energetica ha preso sempre più piede ed al giorno d'oggi si contano non solo numerose città in cui è presente una rete di DH, ma si trovano anche diversi allacciamenti a zone industriali.



## **INTERVENTI DI INTEGRAZIONE TRA REALTA' INDUSTRIALI E CIVILI**

Di seguito si illustreranno le principali proposte in argomento di razionalizzazione energetica, in particolare si tratteranno interventi di integrazione tra utenze diverse, individuate in questa tesi. Le prime tre riguardano prettamente la zona industriale, mentre la quarta coinvolge anche delle utenze civili.

Le tradizionali tecnologie abbinata al teleriscaldamento ed alla cogenerazione sono ormai molte mature e garantiscono elevate prestazioni di esercizio e di affidabilità. Due delle seguenti soluzioni impiantistiche individuate coinvolgono proprio tali aspetti: la numero 1. e la numero 4.. Più specificamente, la prima prevede la realizzazione di una rete di teleriscaldamento e di una centrale cogenerativa. Il numero delle aziende coinvolte potrà sembrare esiguo, ma in realtà esse sono le sole che possono permettere di applicare efficacemente un motore CHP nella centrale, poiché le loro domanda termica aggregata supera abbondantemente le 5000 ore annue. Ad un tale impianto, comunque, si possono allacciare ulteriori utenze “minori” (contraddistinte, cioè, da un fabbisogno termico inferiore), previo un aumento della potenza termica massima della centrale ottenibile con un incremento delle caldaie d’integrazione. Queste realtà, infatti, richiedono energia termica per non più di 1500 ore anno (solitamente si tratta di aziende che lavorano su un turno giornaliero e richiedono calore, per riscaldamento ambientale, una decina di ore per cinque giorni settimanali, nei soli mesi estivi), che risulta un intervallo temporale limitativo per l’applicazione di tecnologie cogenerative.

Anche l’ipotesi numero 4. prende in considerazione un impianto di DH abbinato a tecnologie CHP, ma, oltre alle utenze industriali, sono coinvolte anche le unità abitative delle frazioni del Comune di San Vito al Tagliamento di Rosa e Ligugnana.

Le soluzioni 2. e 3., invece, riguardano alcuni possibili interventi di razionalizzazione per delle specifiche coppie di aziende.

## **1. IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO ABBINATO A TECNOLOGIE CO/TRIGENERATIVE AL SERVIZIO DELLA ZIPR**

Un'attenta analisi delle aziende insediate nella ZIPR ha portato ad individuare le possibili utenze che potrebbero dare vita ad un impianto di teleriscaldamento abbinato ad una centrale cogenerativa. Esse sono:

- 1) TPS Srl;
- 2) Brovedani Spa (B1);
- 3) Anoxidall Srl;
- 4) Bofrost Distribuzione Italia Spa;
- 5) Centrale Adriatica Soc. Coop.;
- 6) Sirap-Gema Spa;
- 7) Isolconfort Srl;
- 8) Uffici Consorzio ZIPR ed Uffici CDL;
- 9) Nord Color Spa.

Si suppone di convogliare energia termica, nella rete di DH, tramite un fluido termovettore quale acqua calda, avente una temperatura di mandata di 90 °C ed una di ritorno di 70°C. Tale rete di teleriscaldamento sarebbe adibita al soddisfacimento sia della domanda tecnologica, caratteristica di particolari cicli produttivi, sia della richiesta per il riscaldamento ambientale di uffici, reparti di produzione, ecc.

In figura 1.1 si può individuare la localizzazione delle utenze sopraccitate (colorate in rosso). La linea blu identifica la dorsale principale della rete di distribuzione ad anello dell'energia termica, mentre in verde è identificata una possibile localizzazione della centrale cogenerativa. Ovviamente, sono state previste anche le apposite diramazioni per portare l'energia termica dalla rete principale alle singole utenze.

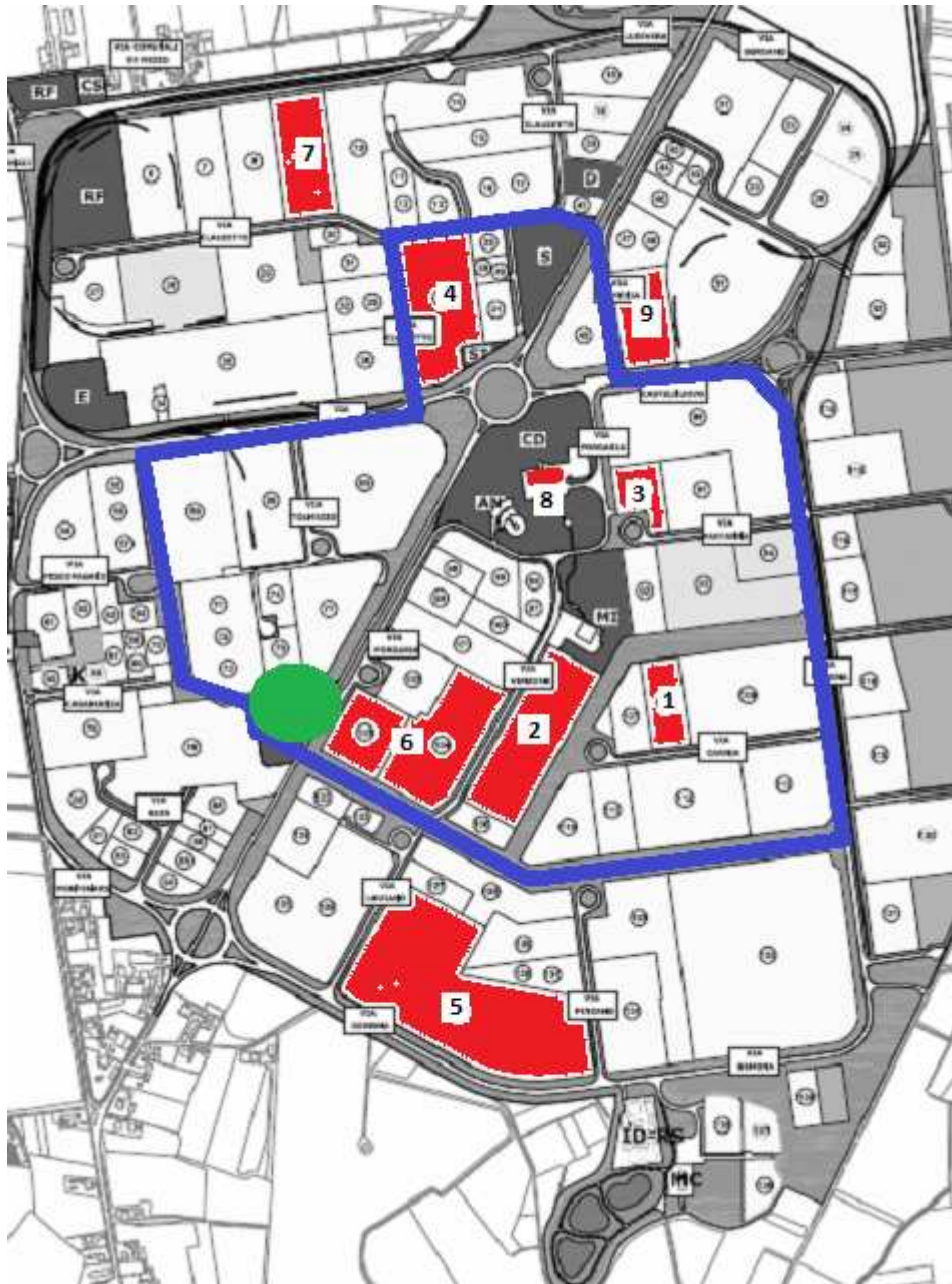


Figura 1.1. UtENZE potenzialmente allacciabili ad una rete di DH.

La dimensione del motore a combustione interna (MCI) cogenerativo da installare nella centrale di generazione è identificabile dalla curva di durata termica aggregata, comprendente cioè i fabbisogni termici di tutte le suddette utenze (figura 1.2).

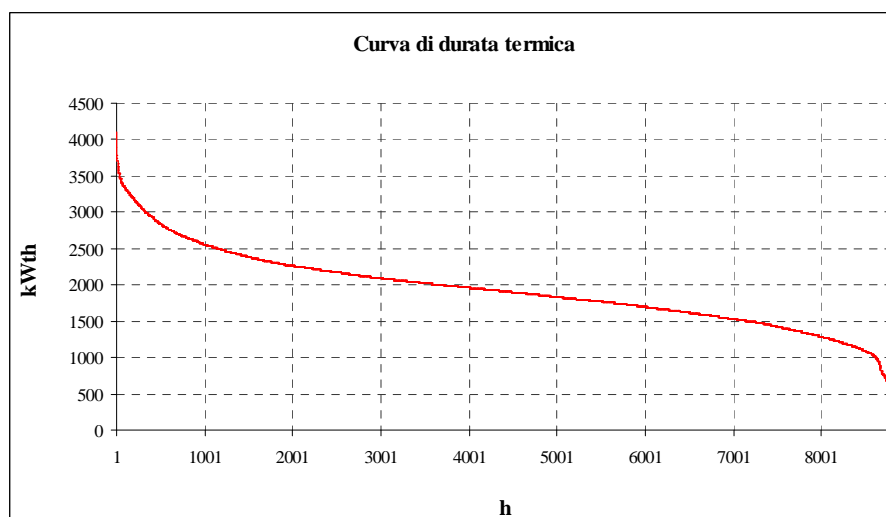


Figura 1.2. Curva di durata termica aggregata.

Il valore di potenza termica massima richiesta riportato nella curva di durata permette anche un primo dimensionamento della rete di teleriscaldamento. Nella tabella sottostante si riportano le caratteristiche salienti del sistema di DH.

Lunghezza rete (comprensiva di diramazioni)	4400 m
DN dorsale principale	250 mm
DN diramazioni	50/125 mm
Velocità fluido nella dorsale principale	1.2 m/s circa

Tabella 1.1. Caratteristiche della rete di DH.

In figura 1.2 si può notare come un motore che garantisca la produzione di 1500-1700 kW termici può funzionare tranquillamente, modulando il carico di funzionamento, fino a circa 8000 ore annue. È necessario sottolineare il fatto che possono essere impiegati diversi combustibili per l'alimentazione del motore cogenerativo e, ovviamente, a combustibili diversi corrispondono MCI con caratteristiche diverse, che portano a differenti bilanci energetici ed economici annui. In questo lavoro si sono considerate diverse possibilità:

- ✓ utilizzo di una fonte di origine fossile quale il gas metano, ritenuto il meno inquinante tra le fonti fossili;
- ✓ impiego di fonti rinnovabili, in particolare di olio vegetale e di biogas.

Un'analisi dei motori disponibili in commercio ha portato all'individuazione di macchine con le seguenti caratteristiche:

	Metano	Olio Vegetale (O.V.)	Biogas (Bg)
Potenza immessa [kW]	4270	4117	3870
Potenza elettrica [kW]	1820	1621	1634
Potenza termica* [kW]	1859	1894	1606
Rendimento elettrico [%]	42.6	39.4	42.2
Rendimento termico [%]	43.6	46.0	41.5
*: Mandata 90°C; ritorno 70°C			

Tabella 1.2. Caratteristiche dei MCI individuati.

Oltre a questi, nella centrale di generazione saranno presenti delle caldaie opportunamente dimensionate al fine di garantire l'integrazione dell'energia termica, necessaria al soddisfacimento della richiesta effettiva, nei momenti in cui il solo motore non fosse sufficiente a coprire l'intero fabbisogno. Inoltre, tali caldaie garantiranno anche il funzionamento dell'intero impianto di distribuzione del calore nell'eventualità che il MCI sia fuori uso (per guasti, manutenzione, ecc).

Per quanto concerne la produzione di energia frigorifera da fornire alla Centrale Adriatica Soc. Coop, si ipotizza l'installazione presso l'utenza stessa di frigoriferi ad assorbimento attivati dall'energia termica prelevata dalla rete di DH.

Marca	LG Cable Baxter
Modello	LWM
COP	0.7
Temperatura acqua refrigerata	4.5 °C
Sorgente di calore esterna	Acqua calda
Miscela binaria	H <sub>2</sub> O/BrLi
Raffreddamento	Acqua (30°C)
Funzionamento in riscaldamento	No

Tabella 1.3. Frigorifero ad assorbimento per Coop.

Le simulazioni di esercizio annue dell'impianto di teleriscaldamento abbinato ai motori a combustione interna cogenerativi hanno fornito i seguenti risultati (tabella 1.4):

	Metano	O.V.	Bg
Energia termica da MCI CHP [MWh]	15'629.3	15'837.1	13'864.5
Energia termica da caldaie [MWh]	2'794.7	2'587.0	4'559.5
Energia termica in rete [MWh]	18'424.1	18'424.1	18'424.1
Energia frigorifera [MWh]	7'779	7'779	7'779
Energia elettrica [MWh]	15'300.4	13'963.9	14'105.6
tep totali consumate	3'314	242	426
CO <sub>2</sub> emessa [ton]	7'792	2'115	2'511
tep risparmiate	160	3'500	3'300
CO <sub>2</sub> non emessa [ton]	3075	8'752	8'356

Tabella 1.4. Bilanci energetici ed ambientali annui.

Per il computo della redditività economica degli investimenti si sono considerati:

- ✓ costi d'investimento: dati dalla somma del costo della rete di distribuzione del calore sotto strada, delle sottostazioni di scambio termico, del motore cogenerativo posto in opera, delle caldaie d'integrazione, degli impianti frigoriferi ad assorbimento, della sottostazione elettrica di interconnessione con la rete pubblica, di edifici, opere murarie, ecc, di spese tecniche, varie ed eventuali;
- ✓ costi di esercizio: dati dalla somma dell'acquisto del combustibile per la centrale, della manutenzione della centrale, del *piping* e dei frigoriferi ad assorbimento, del personale eventualmente necessario (1 persona);
- ✓ ricavi di esercizio: derivanti dall'autoconsumo dell'energia elettrica (al netto del funzionamento delle pompe di circolazione), dalla cessione dell'energia termica e frigorifera, dalle incentivazioni (certificati bianchi e verdi).

In tabella 1.5 si riassumono i risultati ottenuti.

	Metano	O.V.	Bg
Investimento iniziale	7'264'147 €	7'719'134 €	11'78'657 €
Costi d'esercizio annui	1'823'887 €	2'481'238 €	1'53'641 €
Ricavi d'esercizio annui	2'673'175 €	3'649'423 €	4592'575 €
PBP semplice	9.0 anni	6.6 anni	4.0 anni
VAN <sub>15 anni; Ta=6%</sub>	1'121'200 €	3'626'600 €	17'607'200 €
TRI	8.0 %	12.5 %	24.9 %

Tabella 1.5. Indicatori economico-finanziari delle diverse soluzioni.

## 2. INTEGRAZIONE ENERGETICA TRA L'IMPIANTO DI DIGESTIONE ANAEROBICA DI BIOMASSE E LA BOFROST DISTRIBUZIONE ITALIA SPA

L'utenza Bofrost Spa richiede la produzione di energia frigorifera a  $-20^{\circ}\text{C}$ , al fine di effettuare la conservazione degli alimenti in regime di surgelazione.

La soluzione in esame prevede un recupero termico sui fumi del motore a combustione interna installato presso l'impianto di digestione anaerobica delle biomasse (che dista poche centinaia di metri dalla Bofrost), in modo da produrre dell'acqua surriscaldata che consenta l'attivazione di frigoriferi ad assorbimento installati presso la Bofrost. In tabella 2.1 si identifica la tipologia di *chiller* ad assorbimento installati, mentre in tabella 2.2 si riporta il bilancio energetico.

Marca	Colibrì Baxter
Modello	ARP-S
COP	0.4
Temperatura acqua refrigerata	0 / $-50^{\circ}\text{C}$
Sorgente di calore esterna	Acqua surriscaldata/vapore/gas esausti
Miscela binaria	$\text{NH}_3/\text{H}_2\text{O}$
Raffreddamento	Acqua
Funzionamento in riscaldamento	No

Tabella 2.1. Caratteristiche del frigorifero ad assorbimento identificato.

Energia termica recuperata da MCI biogas [MWh]	2'360
Potenza frigorifera generata dal recupero termico [kW]	204
Energia frigorifera generata dal recupero termico [MWh]	944
tep risparmiate	176
$\text{CO}_2$ non emessa [ton]	472

Tabella 2.2. Bilancio energetico della soluzione in esame.

Il fabbisogno di energia frigorifera restante verrebbe soddisfatto con i surgelatori attualmente installati presso l'utenza.

Le condutture per il trasporto dell'acqua surriscaldata possono seguire un percorso come quello illustrato in figura 2.1.

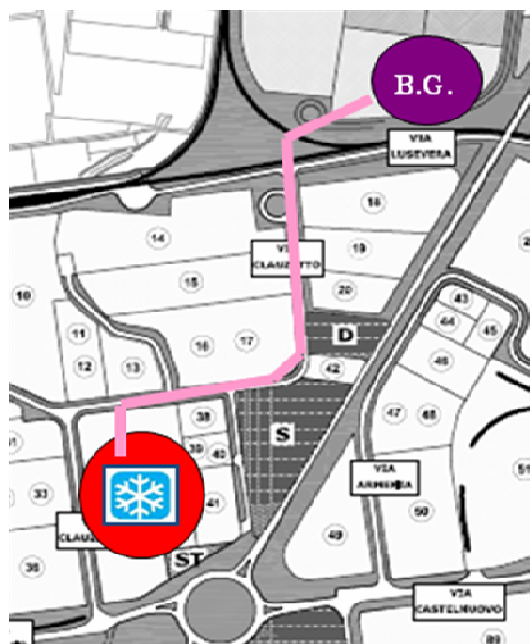


Figura 2.1. Percorso delle tubazioni per il trasporto dell'acqua surriscaldata.

Dal punto di vista economico, si immagina che la realizzazione di un tale impianto (dal recupero termico sui fumi al frigorifero ad assorbimento) sia a carico della società che gestisce l'impianto di digestione anaerobica, per cui tale società si impegnerebbe nella fornitura di energia frigorifera alla Bofrost Spa. Si considerano i seguenti fattori:

- ✓ costi d'investimento: l'intero impianto prevede l'installazione di una rete di distribuzione del calore sotto strada, di una sottostazione di scambio termico, di frigoriferi ad assorbimento di adeguata potenza, di edifici, opere murarie, ecc, e di spese tecniche, varie ed eventuali;
- ✓ costi di esercizio: essenzialmente vengono interessati la manutenzione della rete di trasporto dell'acqua surriscaldata e dei frigoriferi ad assorbimento;
- ✓ ricavi di esercizio: attribuibili alla cessione dell'energia frigorifera.

In tabella 2.3 si riassumono i risultati ottenuti.

Investimento iniziale	415'165 €
Costi d'esercizio annui	12'495 €
Ricavi d'esercizio annui	89'680 €
PBP semplice	5.4 anni
VAN <sub>15 anni; Ta=6%</sub>	470'000 €
TRI	18%

Tabella 2.3. Indicatori economico-finanziari delle diverse soluzioni.



Si sottolinea il fatto che l'energia frigorifera così ottenuta presenta un costo inferiore a quella generata dagli attuali surgelatori a compressione di vapore elettrici, per cui l'utenza Bofrost, se accettasse una tale soluzione, andrebbe incontro ad un risparmio annuo di circa 15'000 € (per il mancato consumo di energia elettrica)

### 3. INTEGRAZIONE ENERGETICA TRA VETRI SPECIALI SPA E CENTRALE ADRIATICA SOC. COOP

L'azienda Vetri Speciali Spa opera nel settore del vetro, in particolare produce contenitori in tale materiale. Un punto focale del ciclo produttivo riguarda i forni fusori, nei quali viene fusa la materia prima necessaria alla produzione. I fumi che si sprigionano in suddetti impianti, vengono dapprima convogliati in rigeneratori e successivamente, tramite un camino, trasportati fino alla sezione di raffreddamento e trattamento, prima di espellerli in atmosfera. In corrispondenza del camino risulta possibile effettuare, tramite un particolare scambiatore di calore, un'ulteriore valorizzazione termica dei fumi, che permette di recuperare circa 1 MW termico.

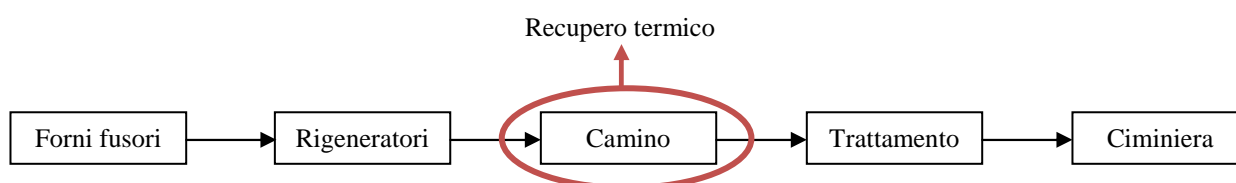


Figura 3.1. Schematizzazione del flusso dei fumi.

La quota termica recuperata può essere impiegata per produrre dell'acqua surriscaldata, utilizzabile per due distinte finalità:

- ✓ produrre energia elettrica attraverso l'attivazione di un modulo ORC (*Organic Rankine Cycle*). Nel caso specifico si è ipotizzato l'utilizzo di una macchina Calnetix WHG 125;
- ✓ analogamente a quanto visto nell'ipotesi 2., l'acqua surriscaldata può essere utilizzata per attivare un ciclo frigorifero ad assorbimento. Le temperature raggiunte dalle celle di stoccaggio della Centrale Adriatica della Coop sono

meno rigide di quelle della Bofrost Distribuzione Italia Spa e quindi vengono utilizzati dei *chiller* diversi, come illustrato nella sottostante tabella.

Marca	LG Cable Baxter
Modello	LWM
COP	0.7
Temperatura acqua refrigerata	4.5 °C
Sorgente di calore esterna	Acqua calda
Miscela binaria	H <sub>2</sub> O/BrLi
Raffreddamento	Acqua (30°C)
Funzionamento in riscaldamento	No

Tabella 3.1. Caratteristiche del frigorifero ad assorbimento identificato.

La simulazione di esercizio annua ha fornito i seguenti risultati:

	Investimento [€]	tep risparmiate [tep]	CO <sub>2</sub> non emessa [ton]	PBP semplice [anni]	VAN <sub>15 anni; Ta=6%</sub> [€]	TRI [%]
ORC	770'000 €	165	443	8.1	76000	7.5
Frigo ass.	1'108'030 €	404	1071	5.0	1178000	17.0

Tabella 3.2. Soluzioni a confronto.

Si nota immediatamente come la seconda possibilità, cioè quella che contempla l'utilizzo dell'acqua surriscaldata a fini di raffreddamento, porta ai migliori risultati. Questo è spiegabile in virtù dei bassi rendimenti raggiunti dal modulo ORC ( $\eta_{el}$  lordo del 14%), trattandosi di un modulo di piccole dimensioni. Chiaramente, l'ulteriore energia frigorifera necessaria al soddisfacimento del fabbisogno dell'utenze verrebbe soddisfatto con gli attuali *chiller* elettrici presenti.

Anche in questo caso il costo dell'energia frigorifera generata dal calore recuperato dai fumi è caratterizzato da un valore inferiore a quello derivante dall'utilizzo dei normali frigoriferi elettrici, anche se in minor misura rispetto al caso della Bofrost (questo è dovuto al fatto che i refrigeratori della Coop presentano un COP maggiore dei surgelatori). In questo modo, se la Centrale Adriatica Soc. Coop accettasse una tale forma di fornitura, realizzerebbe un risparmio di circa 16'000 € annui.

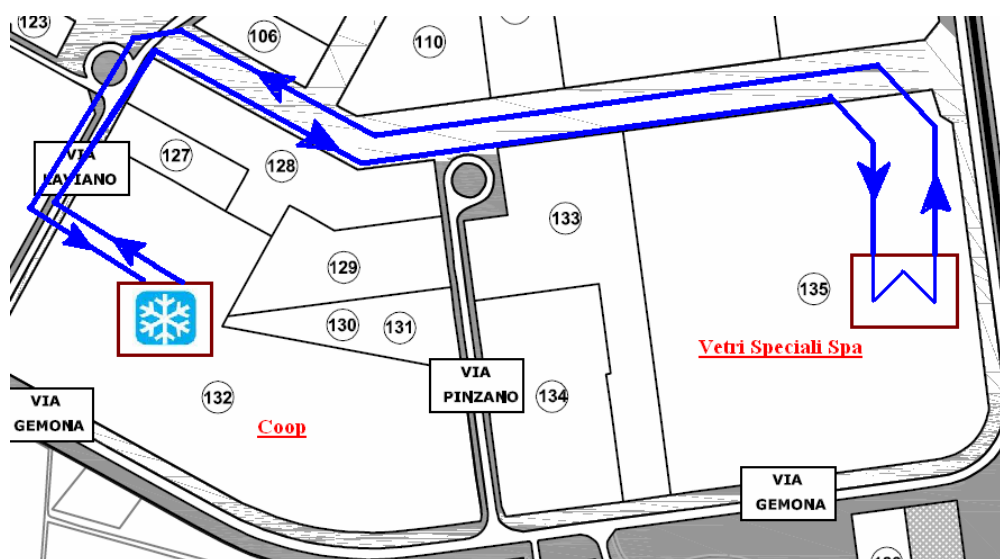


Figura 3.2. Percorso delle condutture per il trasporto dell'acqua surriscaldata.

#### 4. IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO ABBINATO A TECNOLOGIE CO/TRIGENERATIVE AL SERVIZIO DELLA ZIPR E DELLE FRAZIONI DI ROSA E LIGUGNANA

La Zona Industriale del Ponte Rosso è geograficamente contigua a due frazioni del comune di San Vito al Tagliamento (Rosa e Ligugnana). Questo aspetto ha dato spunto ad una serie di riflessioni, che hanno portato ad ipotizzare una rete di teleriscaldamento che, oltre alle utenze industriali già considerate, coinvolga anche le utenze civili ivi residenti.

Si è visto precedentemente che lo studio di una soluzione co/trigenerativa richiede l'elaborazione dei fabbisogni elettrici, termici e frigoriferi delle possibili utenze coinvolte. Mentre per le aziende tale caratterizzazione risulta accessibile (anche se al costo di alcune approssimazioni), lo stesso discorso non vale per le utenze civili come i nuclei familiari. Ci si può avvalere, allora, di diversi diagrammi forniti dalla letteratura. Una volta in possesso delle informazioni necessarie, si risale alla curva di durata termica aggregata (figura 4.1):

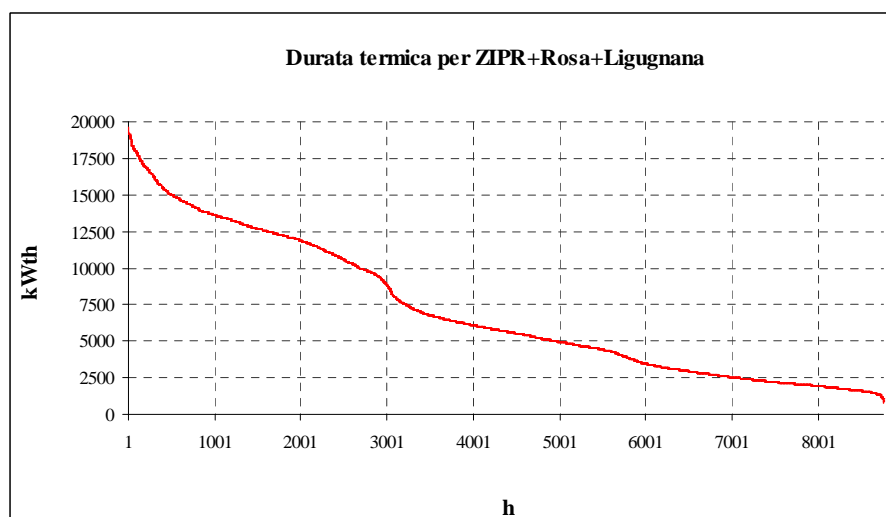


Figura 4.1. Curva di durata termica aggregata.

La curva di figura 4.1 è comprensiva anche dei fabbisogni necessari all'attivazione di eventuali frigoriferi ad assorbimento. Per l'utenza industriale Centrale Adriatica Coop i frigoriferi sono già stati individuati ai punti precedenti. Per le richieste civili, invece, si è scelto di soddisfare una parte del fabbisogno frigorifero con delle macchine ad assorbimento che utilizzino l'energia termica recuperata dai motori cogenerativi, mentre la quota mancante verrà integrata con dei frigoriferi a compressione di vapore, ad alimentazione elettrica.

Lo sviluppo dell'impianto è, approssimativamente, quello riportato in figura 4.2.

Si è scelto di realizzare due reti distinte: una adibita alla distribuzione di energia termica sotto forma di acqua calda con temperatura di mandata di 90°C, l'altra destinata a convogliare acqua glicolata a 7°C per il raffrescamento degli ambienti.

Dalla figura 4.1 si può notare che l'installazione di un motore cogenerativo che produce circa 3 MW<sub>th</sub> ne consente il funzionamento al carico nominale per circa 6000 ore/anno, mentre un eventuale secondo motore, sempre da 3 MW<sub>th</sub>, può funzionare, modulando il carico fino al 50÷60% per più di 5000 ore all'anno (che rappresenta un valore più che accettabile). Si sono scelti due motori dalle medesime caratteristiche:

Potenza immessa [kW]	7150
Potenza elettrica [kW]	3041
Potenza termica (90/70°C) [kW]	3174
Rendimento elettrico [%]	42.5
Rendimento termico [%]	44.4

Tabella 4.1. Caratteristiche dei MCI CHP ad olio vegetale.



Figura 4.2. Schematizzazione del percorso seguito dalle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

In figura 4.3 si riporta la possibile situazione ottenibile con l'installazione dei succitati motori: MCI 1 funziona a carico nominale per circa 6300 h/anno, potendo arrivare a 8000 h annue a patto di modulare leggermente il carico, mentre MCI 2 può raggiungere le 5000 ore circa, sempre modulando il carico a valori parziali.

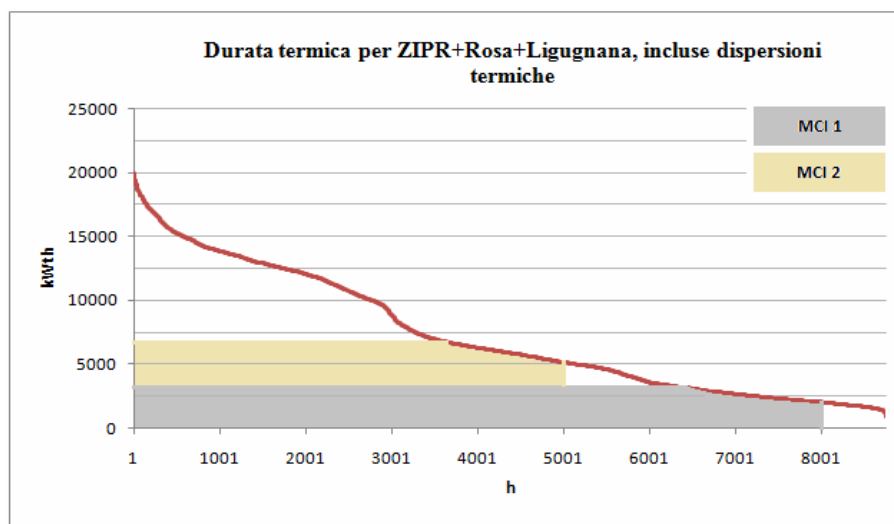


Figura 4.3. Energia termica recuperabile dai due motori.

Le caldaie d'integrazione devono essere in grado di coprire i picchi di richiesta in caso di mancato funzionamento dei cogeneratori, per cui si opta per installare due generatori di calore da 10 MW cadauno di potenza termica utile.

Dai calcoli effettuati, emerge che nei mesi estivi, dai motori cogenerativi si possono estrarre circa 4 MW termici da utilizzare per attivare dei frigoriferi ad assorbimento per soddisfare la domanda frigorifera per il raffrescamento delle utenze domestiche. La seguente tabella riporta le caratteristiche della macchina scelta:

Marca	Systema
Modello	SYBDH 300
Capacità frigorifera	3069 kW <sub>fr</sub>
T acqua refrigerata in_out	14/7
Portata acqua raffreddata [m <sup>3</sup> /h]	376
Consumo acqua calda [m <sup>3</sup> /h]	361
Potenza elettrica assorbita [kW]	10.1
COP medio (acqua a 90 °C)	0.7

Tabella 4.2. Caratteristiche refrigeratore ad assorbimento per teleraffrescamento.

L'integrazione di potenza frigorifera nei periodi di maggior richiesta, invece, verrà fornita da frigoriferi ad azionamento elettrico. Dai calcoli effettuati emerge che la potenza di picco necessaria risulta essere pari a 7863 kW<sub>fr</sub>. Essendo queste macchine largamente diffuse e consolidate, nel mercato esistono diversi costruttori con dei costi che, per taglie così elevate, possono scendere a meno di 100 €/kW<sub>fr</sub>. Si considerano, per esempio, dei refrigeratori di liquido con condensatori ad aria e compressori a vite.

Marca	Trane
Modello	RTAA
Capacità frigorifera (*)	8000 kW <sub>fr</sub>
T acqua refrigerata in_out	14/7
COP medio	3.1
(*) cluster di più unità	

Tabella 4.3. Caratteristiche refrigeratore a compressione per teleraffrescamento.

Le simulazioni di esercizio annue dell'impianto di teleriscaldamento abbinato ai motori a combustione interna cogenerativi hanno fornito i seguenti risultati:

Energia termica da MCI CHP [MWh]	37'181.6
Energia termica da caldaie [MWh]	31'336.5
Energia termica fornita ad utenze	52'021.6
Energia frigorifera generata da ciclo assorbimento [MWh]	707.7
Energia frigorifera generata da ciclo compressione [MWh]	5'015.8
Energia elettrica [MWh]	43'679.8
tep totali consumate	3'044
CO <sub>2</sub> emessa [ton]	11'767
tep risparmiate * [tep]	8'070
CO <sub>2</sub> non emessa * [ton]	8'835
*: in luogo della generazione separata, comprensivi sia della utenze industriali sia di quelle civili.	

Tabella 4.4. Bilanci energetici ed ambientali annui.

Per il computo della redditività economica degli investimenti si sono considerati:

- ✓ costi d'investimento: dati dalla somma del costo della rete di distribuzione del calore sotto strada, delle sottostazioni di scambio termico, dei motori cogenerativi posti in opera, delle caldaie d'integrazione, degli impianti frigoriferi ad assorbimento ed elettrici, della sottostazione elettrica di interconnessione con la rete pubblica, di edifici, opere murarie, ecc, di spese tecniche, varie ed eventuali;
- ✓ costi di esercizio: dati dalla somma dell'acquisto del combustibile per la centrale, della manutenzione della centrale, del *piping* e dei frigoriferi ad assorbimento, del personale eventualmente necessario;
- ✓ ricavi di esercizio: derivanti dall'autoconsumo dell'energia elettrica (al netto del funzionamento delle pompe di circolazione), dalla cessione dell'energia termica e frigorifera, dalle incentivazioni (certificati bianchi e verdi).

In tabella 4.5 si riassumono i risultati ottenuti.

Investimento iniziale	30'360'000 €
Costi d'esercizio annui	7'749'572 €
Ricavi d'esercizio annui	12'806'354 €
PBP semplice	6.0 anni
VAN <small>15 anni; Ta=6%</small>	18'752'700 €
TRI	14.5 %

Tabella 4.5. Indicatori economico-finanziari delle diverse soluzioni.



## **INTERVENTI DI RAZIONALIZZAZIONE ENERGETICA PRESSO SPECIFICHE REALTA' INDUSTRIALI**

In molti casi, specialmente all'interno di realtà industriali, ci possono essere delle opportunità di razionalizzazione energetica che portano a benefici economici ed ambientali, senza necessariamente implicare un'integrazione con altre realtà.

A titolo di esempio, si riporta di seguito una possibile ipotesi di razionalizzazione all'interno di un'azienda, la Vetri Speciali Spa.

### **5. MICROTURBINE A GAS ASSERVITE A LINEE DI RICOTTURA**

Il ciclo tecnologico dei manufatti prodotti da Vetri Speciali Spa prevede, dopo lo stampaggio, un trattamento termico al fine di conferire particolari proprietà fisiche al prodotto.

A tal scopo sono presenti delle linee di ricottura (figura 5.1): si tratta di forni suddivisi in sezioni, ognuna delle quali è contraddistinta da un ben determinato valore di temperatura. Una tipica curva di ricottura passa dai quasi 600°C della prima sezione ai 90-100°C dell'ultima. Nelle sezioni nelle quali è previsto un apporto di calore è presente un bruciatore che utilizza gas metano come combustibile ed aria prelevata ambiente come comburente (che, quindi, si può considerare ad una temperatura media di 25°C).

L'idea alla base di questa soluzione prevede l'installazione di una o più microturbina gas (mTG) a monte delle linee di ricottura, in modo da utilizzare i gas uscenti da tale motore (che si trovano a circa 300°C) come comburente per i bruciatori dei forni, in sostituzione dell'aria ambiente. Un tale intervento permette un risparmio di energia termica proporzionale alla differenza di temperatura tra aria esterna e fumi, che si traduce in un minor utilizzo di metano ai bruciatori. Il funzionamento di una mTG prevede un consumo di gas naturale e quindi il consumo totale di combustibile (bruciatori più microturbina) è maggiore di quello della situazione originaria. Tuttavia, le mTG sono motori cogenerativi, per cui producono anche energia elettrica che può essere auto consumata, rendendo il bilancio energetico finale positivo.

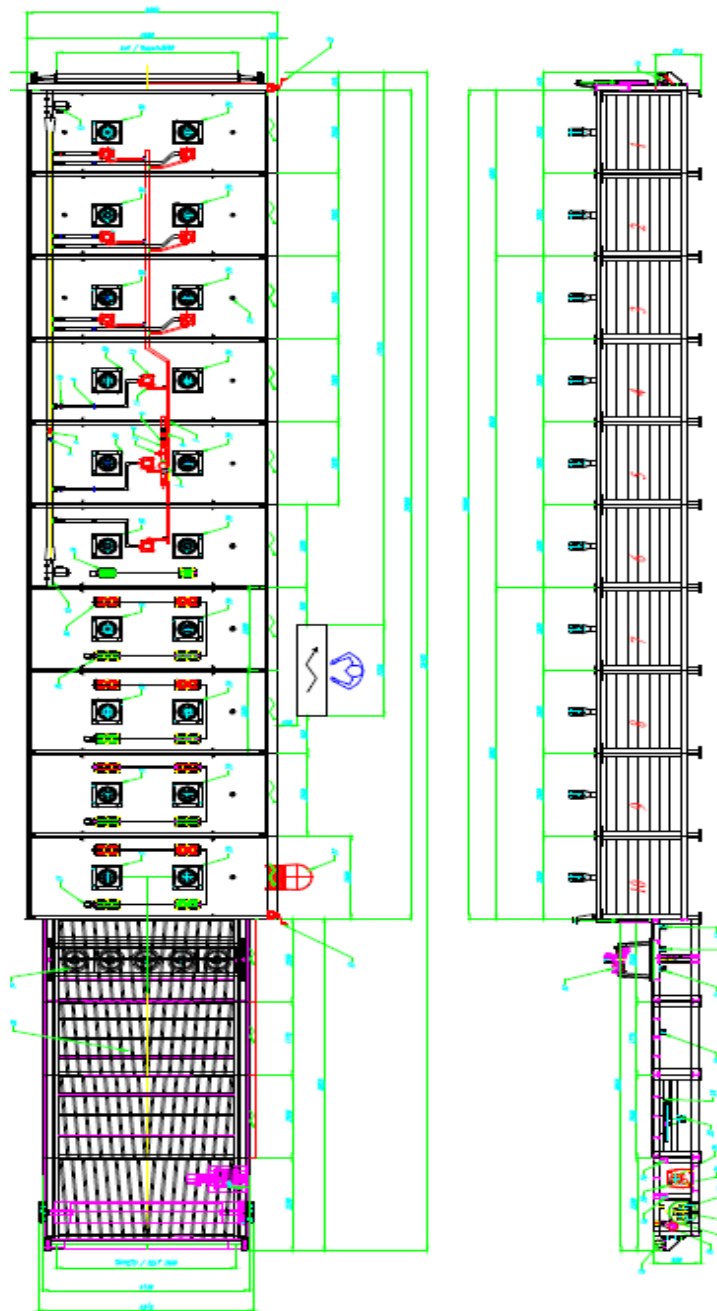


Figura 5.1. Forno di ricottura.

In azienda sono presenti sei linee di ricottura, ognuna contraddistinta da un determinato consumo di gas metano. L'elaborazione di opportuni dati ha portato ad individuare le richieste di aria comburente (tabella 5.1).

Le caratteristiche tecniche delle microturbine a gas prese in esame sono riportate nella tabella 5.2.

<b>Linea</b>	<b>Aria comburente [kg/s]</b>
A	0.233
B	0.383
C	0.750
D	0.999
E	0.650
F	0.774

Tabella 5.1. Portate medie di aria comburente alle diverse linee.

	<b>C30 HP</b>	<b>C65</b>	<b>C200 HP</b>	<b>T100</b>
<b>Pel [kW]</b>	30	65	200	100
<b><math>\eta_{el}</math></b>	0.26	0.29	0.33	0.3
<b><math>\eta_{th}</math></b>	0.54	0.53	0.39	0.46
<b>Portata fumi [kg/s]</b>	0.31	0.49	1.3	0,8
<b>T fumi [°C]</b>	275	309	280	270
<b>Portata comb [m<sup>3</sup>/h]</b>	11.7	23.4	68.0	35.0

Tabella 5.2. Principali caratteristiche delle mTG.

Si sono ipotizzati diversi scenari, ognuno dei quali prevede l'installazione di una mTG in una o più linee di ricottura. Di seguito si illustrano solo le soluzioni che portano ad un bilancio finale positivo.

Per il computo economico si sono considerati i seguenti aspetti:

- ✓ il costo delle MTG varia al variare della taglia e della casa costruttrice. Per le unità di interesse si sono stimati i seguenti costi: C30 HP circa 1800 €/kW<sub>el</sub>; C65 circa 1700 €/kW<sub>el</sub>; C200 HP circa 1550 €/kW<sub>el</sub>; T100 circa 1450€/kW<sub>el</sub>;
- ✓ il costo del gas metano è 0.24 €/m<sup>3</sup> (costo attualmente sostenuto dall'azienda);
- ✓ il costo dell'energia elettrica è 0,1 €/m<sup>3</sup> (costo attualmente sostenuto dall'azienda);
- ✓ il costo della manutenzione è assunto pari a 0,01 €/kWh<sub>el</sub>.

Soluz.	Descrizione	Investimento [k€]	IRE [-]	tep <sub>resp</sub>	CO <sub>2</sub> n.e. [Mg]	PBP [anni]	VAN [k€]
3	C30 HP su linea B	48,0	0,088	7	23	5,8	37.2
5	C65 su linee A e B	100,8	0,085	14	49	5,5	86.0
7	C65 su linea C	100,8	0,084	13	49	5,5	86.0
9	2xC30 HP su linea D	96,0	0,088	14	46	5,1	311.0
10	T100 su linea E	140,0	0,003	1	33	5,6	1061
11	C65 su linea E	100,8	0,085	14	49	5,5	86.0
12	C65 su linea F	100,8	0,085	14	49	5,5	86.0
13	T100 su linea F	145,0	0,078	18	72	5,0	143.4
15	C200 HP su linee C,D	290,0	0,016	7	79	5,8	1004.2

Tabella 5.3. Principali indici di valutazione delle soluzioni.

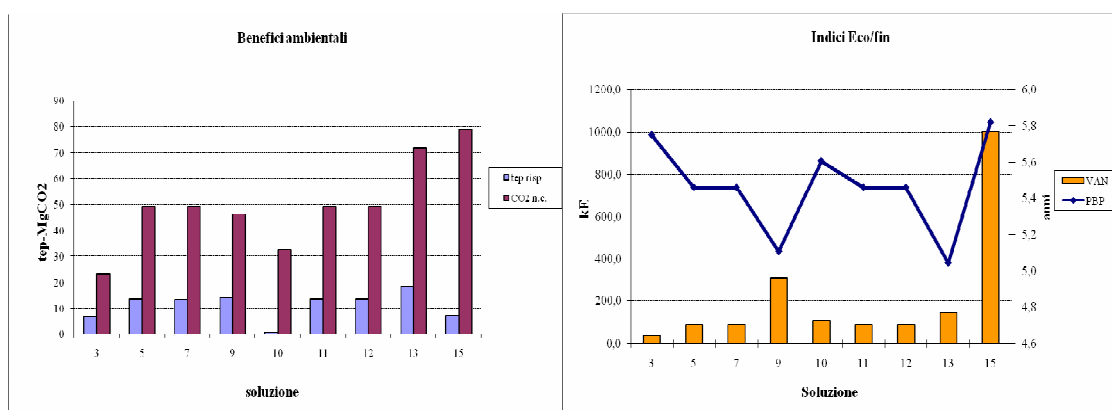


Figura 5.2. Principali indici di valutazione delle soluzioni.

Si può subito capire come le soluzioni che consentono le migliori prestazioni economiche siano la numero 9 e la numero 15, ovvero quelle che contemplan, rispettivamente, l'installazione di due microturbine Capstone C30 HP a servizio della linea di ricottura D e una MTG C200 HP per le linee C e D.

## CONCLUSIONI

Nel lavoro sviluppato sono state analizzate le caratteristiche energetico-economiche di differenti tipologie di impianti adibiti all'integrazione termica e frigorifera di diverse utenze, industriali e non. Le analisi sono state condotte principalmente allo scopo di determinare la fattibilità economica di diversi sistemi energetici al variare dei parametri operativi, i quali dipendono dai diversi fabbisogni degli utenti e dai possibili combustibili utilizzati. Inoltre, si sono studiate delle possibilità di ottimizzazione energetica riguardanti alcune specifiche realtà aziendali, attualmente insediate nella Zona Industriale del Ponte Rosso.

Complessivamente, le tecnologie cogenerative coinvolte nell'analisi sono i motori a combustione interna, le microturbine a gas ed i moduli ORC, che, allo stato dell'arte, possono garantire prestazioni economiche ed ambientali estremamente interessanti.

Nel caso specifico della ZIPR è emerso che nel suo territorio, poiché non si è in presenza di un ben determinato distretto tecnologico, le richieste di energia termica sono estremamente variabili a seconda dell'azienda considerata. Generalmente le ore annuali deputate al riscaldamento ambientale sono poche, se non nel caso di giornate lavorative basate su tre turni, mentre il maggior apporto alla richiesta termica proviene dai cicli tecnologici e dalla possibilità di impiegare dei cicli frigoriferi ad assorbimento per le industrie alimentari. Quindi nel tessuto industriale considerato non si trovano molte realtà che, dal punto di vista del fabbisogno termico, mostrino immediatamente i vantaggi di una integrazione energetica tramite applicazioni cogenerative. Tuttavia, la generazione centralizzata di energia termica consente dei benefici ambientali ed economici anche se effettuata con dei normali generatori di calore. Questo permette l'allacciamento di utenze che presentano una richiesta di calore per 1500÷2000 ore annue, previo ampliamento del parco caldaie presenti in centrale.

L'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili presenta degli indubbi vantaggi ambientali. A differenza del recente passato, la riuscita economica degli investimenti in tale ambito è permessa dalle forme incentivanti concesse dalla legislazione attuale. In particolare, si è visto come l'elevato costo di un impianto a biogas può essere recuperato in tempi brevi grazie all'accesso ai certificati verdi per generazione elettrica da biomassa da filiera corta.

Nonostante gli impianti di DH stiano trovando sempre maggiori consensi, soprattutto in ambito cittadino, una rete di teleriscaldamento al servizio della Zona Industriale e delle frazioni di Rosa e Ligugnana rientrerebbe tra i primi casi di distribuzione di energia termica “promiscua” (cioè per utenze industriali e domestiche) in Italia. Un tale intervento presenta soprattutto dei vantaggi legati all’inquinamento dovuto all’utilizzo delle caldaie delle singole abitazioni: le emissioni a livello locale (CO<sub>2</sub>; CO, NO<sub>x</sub>, particolato, ecc) sarebbero praticamente azzerate.

Si è visto , perciò, che la Zona Industriale Ponterosso, in prima analisi, sembra essere caratterizzata da aspetti che si possono positivamente prestare allo sviluppo di proposte tecnologiche per la produzione di vettori energetici complementari tra loro (energia elettrica, termica e frigorifera), consentendo un raggruppamento territoriale di utenze diverse.