

Committente



ISTITUTO AGRARIO DI SAN MICHELE ALL'ADIGE  
Fondazione Edmund Mach

Fondazione Edmund Mach  
Via Edmund Mach, 1  
38010 S. Michele all'Adige (TN)

Oggetto

Analisi scenari energetici:  
Teleriscaldamento, cogenerazione e  
raffrescamento estivo

Cod. commessa

P-12-011

Tecnici

Ing. Michele Tarolli  
Ing. Alessandro Ferrari  
Ing. Matteo Manica  
Ing. Dino Vaia

EMISSIONE	DATA	FIRMA DELLA D.G.	IL PROGETTISTA
REV. 0	06.02.12		
REV. 1	21.03.12		
REV. 2	07.05.12	MICHELE TAROLLI	
REV. 3	21.05.12	MICHELE TAROLLI	

## INDICE

1	PREMESSA	4
2	FABBISOGNI DI CALORE E CURVA DI CARICO	6
2.1	Descrizione dello stato attuale	6
2.2	Fabbisogni di calore attuali e futuri	8
2.3	Curva di carico delle potenze termiche orarie	12
2.4	Fabbisogni di energia elettrica	16
3	NUOVI ASSETTI CENTRALE DI Teleriscaldamento	18
3.1	Introduzione	18
3.2	Proposte impiantistiche comuni a tutti gli interventi	18
3.2.1	Preventivo di spesa e quadro economico	20
3.3	Installazione di una nuova caldaia a biomassa	22
3.3.1	Bilancio energetico della centrale	22
3.3.2	Caratteristiche tecniche della caldaia	27
3.3.3	Descrizione dell'intervento	27
3.3.4	Autorizzazioni	28
3.3.5	Preventivo di spesa e quadro economico	29
3.3.6	Analisi economica dell'investimento	32
3.3.6.1	Prezzo di acquisto del calore	32
3.3.6.2	Credito di imposta per l'allacciamento alle reti di teleriscaldamento a biomassa	34
3.3.6.3	Analisi investimento per installazione di una nuova caldaia a biomassa	35
3.3.6.4	Analisi investimento per la realizzazione degli interventi di cui al paragrafo 3.2	37
3.4	Installazione di una turbina a gas	39
3.4.1	Fiscalità e benefici economici	39
3.4.2	Scelta della taglia delle turbina	40
3.4.3	Bilancio energetico della centrale	42

3.4.4	Preventivo di spesa	45
3.4.5	Analisi economica dell'investimento	45
3.4.5.1	Prezzi e ricavi unitari	46
3.4.5.2	Analisi investimento	47
3.5	Installazione di un motore cogenerativo a gas	54
3.5.1	Scelta della taglia del motore	54
3.5.2	Autorizzazioni	54
3.5.3	Bilancio energetico della centrale	54
3.5.4	Preventivo di spesa e quadro economico	56
3.5.5	Analisi economica dell'investimento	57
3.5.5.1	Prezzi e ricavi unitari	58
3.5.5.2	Analisi economica	58
3.6	Installazione di un cogeneratore a biomassa	63
4	<b>RAFFRESCAMENTO ESTIVO</b>	<b>67</b>
4.1	Introduzione	67
4.2	Fabbisogni frigoriferi	68
4.3	Installazione di gruppi frigo condensati ad aria	68
4.4	Rete di teleraffrescamento	70
4.4.1	Descrizione dell'intervento	70
4.4.2	Autorizzazioni	72
4.4.3	Preventivo di spesa e quadro economico	73
4.4.4	Analisi economica dell'investimento	75
4.5	Installazione di gruppi condensati ad acqua	77
4.5.1	Gruppi alimentati con l'acqua sfiorata dalle vasche del centro ittico	77
4.5.1.1	Descrizione dell'intervento	77
4.5.1.2	Preventivo di spesa e quadro economico	78
4.5.2	Gruppi alimentati con acqua di pozzo	81
4.5.2.1	Descrizione dell'intervento	81
4.5.2.2	Preventivo di spesa e quadro economico	82
4.5.3	Analisi economica dell'investimento	84
5	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>87</b>

La presente relazione è stata prodotta allo scopo di valutare gli interventi di sostituzione del generatore a biomassa e di installazione di un cogeneratore a gas presso la centrale termica di alimentazione della rete di teleriscaldamento a servizio delle utenze termiche di Fondazione Edmund Mach e per valutare tecnicamente ed economicamente l'installazione di vari sistemi di raffrescamento degli edifici principali del complesso.

Nel Capitolo 2 della presente relazione, al fine di individuare la taglia ottimale dei generatori di calore, sono stati stimati i fabbisogni termici nel caso venissero recepite tutte le prescrizioni del Master Plan. Dai fabbisogni di potenza termica, quindi, è stata calcolata la curva di carico in centrale, cioè la domanda di potenza oraria della rete di teleriscaldamento durante la stagione di riscaldamento.

Definita la curva dei consumi orari, sono state analizzate le seguenti configurazioni impiantistiche:

1. Produzione prevalente del calore con caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta (al pari della situazione attuale)
2. Produzione prevalente del calore con turbina a gas e caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta
3. Produzione prevalente del calore con motore a gas e caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta.
4. Installazione di un generatore a biomassa, caldaia a metano di integrazione e scorta.

Nel capitolo 3 sono stati analizzati gli interventi sopra indicati, fornendo delle stime relative ai loro costi di investimento e di gestione e le valutazioni tecniche necessarie alla verifica della convenienza economica. Per massimizzare la produzione della caldaia a cippato e del cogeneratore, è stata anche studiata la possibilità di inserire un volume di accumulo termico.

Nel capitolo 4 sono state analizzate delle soluzioni tecniche per il raffrescamento degli edifici esistenti e futuri siti nella zona centrale della Fondazione Mach, nei pressi dell'Università. Le soluzioni prese in esame sono:

1. Installazione di gruppi condensati ad aria presso ogni utenza.
2. Realizzazione di una centrale di produzione del freddo, con installazione di due gruppi condensati ad acqua di pozzo e distribuzione di acqua gelida a 7°C alle utenze tramite rete di teleraffrescamento e scambiatori dedicati.
3. Realizzazione di una rete di distribuzione di acqua alimentata dallo sfioro delle vasche del centro ittico ed installazione presso ogni utenza di gruppi frigo condensati ad acqua. Realizzazione di una vasca per accumulare l'acqua sporca, una

per accumulare l'acqua pulita e realizzazione di un locale per il trattamento e la filtrazione dell'acqua prelevata dalla piscicoltura.

4. Realizzazione di una rete di distribuzione di acqua di pozzo ed installazione presso le utenze di gruppi frigo condensati ad acqua. Realizzazione di una vasca per accumulare l'acqua pulita e realizzazione di un locale pompe per alimentare la rete.

## 2 FABBISOGNI DI CALORE E CURVA DI CARICO

---

### 2.1 Descrizione dello stato attuale

La rete di teleriscaldamento della Fondazione Mach è servita dai seguenti generatori di calore:

- un generatore a biomassa ad acqua calda (potenza di progetto 3,5 MW utili)
- due generatori a metano ad acqua calda (potenza di progetto 4,0 MW utili)

Come si evince dalla relazione del progetto dell'impianto, i salti termici nominali (temperatura di mandata – temperatura di ritorno) sono:

- per il generatore a biomassa: 90 – 75°C
- per il generatore a metano: 85 – 70°C
- per la rete di teleriscaldamento: 80 – 65°C
- per i circuiti secondari di utenza: 75 – 65°C

La produzione di calore è regolata con valvole a farfalla motorizzata installate a servizio di ciascun generatore (V1, V2, V3). Se la domanda di calore è maggiore della potenza prodotta dalla caldaia a biomassa, che funge da generatore di base, oltre alla V1 apre la V2 o la V3. Viceversa queste ultime sono chiuse.

Le pompe di rete (PU) flussano le caldaie a metano, mentre la caldaia a biomassa ed il secondario dello scambiatore di calore interposto tra questa e la rete, sono dotati di propri sistemi di circolazione (indicati rispettivamente sullo schema con le sigle PCP e PSP).

La circolazione delle pompe PSP è idraulicamente separata da quella delle pompe di rete tramite un separatore idraulico (SI). Il calore prodotto dalla caldaia a biomassa ed il calore totale immesso in rete sono misurati mediante contabilizzatori di energia termica (Et2 e Et1).

La potenza massima richiesta dalla rete è stata quantificata dal progettista dell'impianto in 8.267 kW; la portata alle utenze viene garantita da 5 pompe, di cui una di scorta (Portata unitaria = 133 mc/h, Prevalenza = 50 m c.a., Potenza unitaria = 30 kW, Portata totale = 532 mc/h).

La variazione della portata circolante in rete è ottenuta con l'attivazione in sequenza delle varie pompe, delle quali l'ultima attivata è alimentata a frequenza variabile tramite un inverter.

In figura si riporta lo schema impiantistico della centrale, ricavato dalla tavola di progetto dedicata.

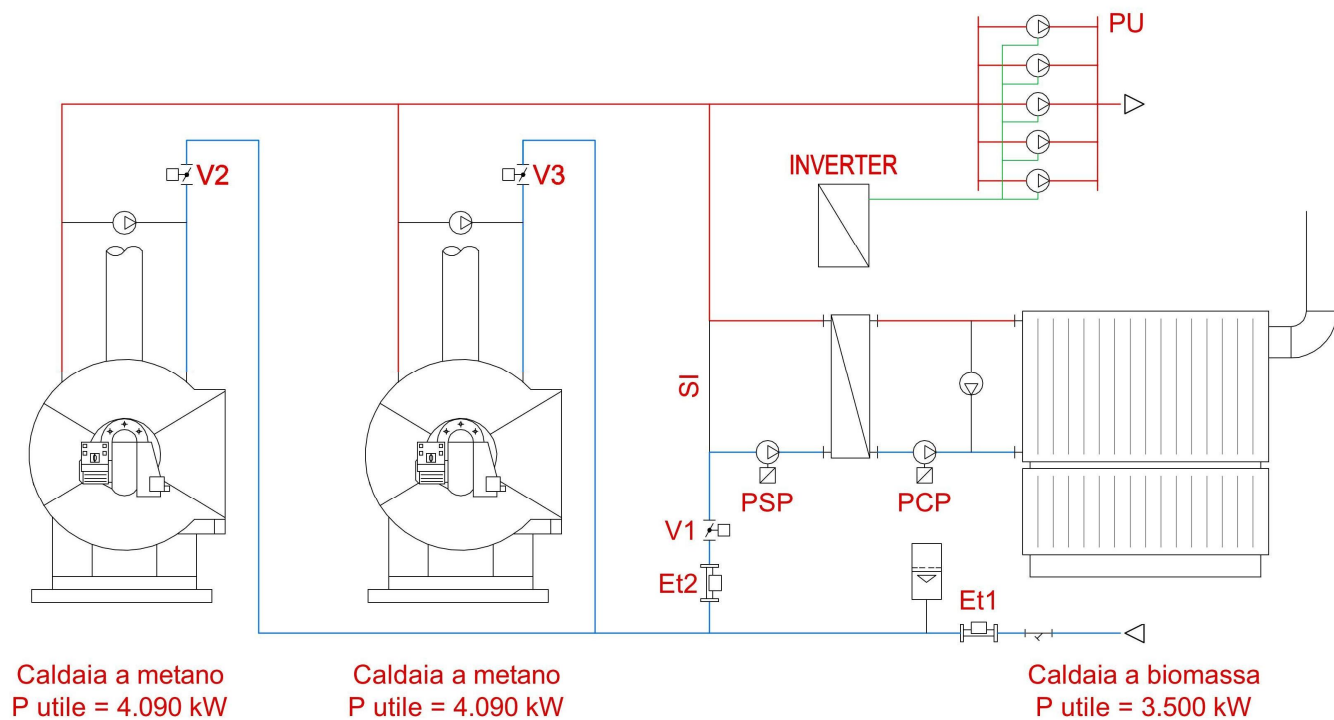


Figura 1 – Schema impiantistico attuale della centrale di teleriscaldamento.

## 2.2 Fabbisogni di calore attuali e futuri

In Tabella 1 sono elencate le utenze attualmente allacciate alla rete ed i loro fabbisogni di potenza ed energia termica, desunti dalla Relazione Tecnica Ambientale redatta dallo studio TIFs Ingegneria Srl, dalle tavole di progetto della rete e dalle misure dei contabilizzatori di calore installati a bordo sottocentrale per la stagione di riscaldamento 05.10.2011 – 31.05.2012.

In Tabella 2 sono invece riportati i valori di potenze termiche e di fabbisogno di calore dell'Università, dell'Ivalsa e dell'edificio CTT. Per queste utenze i consumi di calore sono stati stimati ipotizzando cautelativamente un numero di ore di attivazione degli impianti di riscaldamento pari a 800. Le potenze riportate sono state invece desunte dalla Relazione Tecnica Ambientale di cui sopra.

Dai consumi della stagione 2012-2013, l'Università presenta in appena lo 0,05% dei casi un prelievo di potenza di 700 kW, e nello 0,4 % un prelievo di potenza di 600 kW; per la percentuale restante l'assorbimento è minore di 500 kW. La potenza di calcolo è stata assunta pari a quella di progetto, visto l'esiguo numero di volte in cui si è verificato tale picco.

Infine in Tabella 3 sono riportate le volumetrie di futura edificazione previste dal Master Plan dell'Istituto. I valori indicati sono stati calcolati ipotizzando cautelativamente dei consumi di energia per il riscaldamento e la produzione di ACS equiparabili ad edifici di classe energetica B secondo la delibera della Giunta Provinciale n.2167 del 20.10.2006 (17 kWh/mc/anno); le potenze sono invece state calcolate dividendo le energie per un numero di ore equivalenti di attivazione impianti assunto cautelativamente pari a 800.

La potenza complessiva attualmente allacciata (somma delle utenze elencate in Tabella 1 e dell'Università) è pari a 6.335 kW, l'energia termica consumata corrisponde a 5.661 MWh; se venissero recepite le previsioni del Master Plan la potenza totale allacciata sarà di 9.243 kW a fronte di una domanda di calore di 7.965 MWh.



codice utenza	Utenza	Potenza [kW]	Et [kWh]	Ore equivalenti [h]
01	Convitto	500	1.016.300	1.980
02	Istituto agrario	1.375	1.182.000	842
	Laboratorio analisi	1.375	1.067.000	759
03	Mensa	250	102.540	410
04	Cantina	475	412.100	854
05	Uffici amministrativi (ex monastero) + museo	250	198.000	780
07	Sede CRI (Ex-stazione sperimentale)	125	163.360	1.283
12	Microvinificazione	150	44.220	291
15	Laboratori prefabbricati	600	249.400	406
17	Serre			
13	Fienile	140	187.240	1.307
14	Laboratorio			
18	Centro ittico	70	78.870	1.107
19	Pescicoltura			
23	Laboratori fitopatologici e unità operative	307	275.700	884
25	Capannone azienda agricola	120	168.900	1.373
26	Nuova mensa	120	109.350	889
	Totale attuale	5.857	5.254.980	879

*Tabella 1 – Fabbisogni di potenza e fabbisogni di calore delle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento. Il calore consumato è quello misurato nella stagione di riscaldamento 2011-2012 dai contabilizzatori installati a bordo sottocentrale di utenza.*

codice utenza	Utenza	Potenza [kW]	Et [kWh]	Ore equivalenti [h]
20	CTT	140	112.000	800
24	Centro legno (Ivalsa)	1.720	1.376.000	800
22	Centro studi universitari	508	406.400	800
	Totale	2.368	1.894.400	800

*Tabella 2 - Fabbisogni di potenza e fabbisogni di calore di edifici esistenti non ancora allacciati alla rete di teleriscaldamento.*

Utenza	Potenza [kW]	Volume [mc]	Energia specifica primaria [kWh/mc/anno]	Et utile [kWh]	Ore equivalenti [h]
Ampliamento convitto	44	2.457	17	35.504	800
Ampliamento temporaneo istituto	52	2.870	17	41.472	800
Distilleria	41	2.295	17	33.163	800
Interrato distilleria	29	1.600	17	23.120	800
Ampliamento cantina monastero	51	2.800	17	40.460	800
Centro visitatori	24	1.346	17	19.450	800
Biblioteca	87	4.800	17	69.360	800
Laboratori/SPAZI FUTURI	159	8.790	17	127.016	800
Centro attività studentesche	74	4.092	17	59.122	800
Palazzina chimica - metabolomica	209	11.580	17	167.328	800
Nuove serre	165	3.877	40	131.804	800
Nuove serre didattiche	19	436	40	14.824	800
Start-up	134	7.433	17	107.400	800
Nuova palazzina Ivalsa	94	5.229	17	75.559	800
Ex albergo San Michele	54	3.000	17	43.350	800
Cantina microvinificazione	72	4.000	17	57.800	800
Totale	1.308	66.603		1.046.730	800

*Tabella 3 - Fabbisogni di potenza e fabbisogni di calore delle nuove utenze previste dal Master Plan dell'Istituto.*

## 2.3

### Curva di carico delle potenze termiche orarie

Sulla base del calore richiesto dalle utenze allacciate alla rete e sulla base delle temperature orarie dell'aria e di quelle del terreno a 50 cm di profondità rilevate dalla stazione meteorologica IASMA numero 27 per il periodo di osservazione 01.01.2012 – 31.12.2012, sono state quantificate le domande di calore orario immesso in rete nello stato attuale ed a completa espansione.

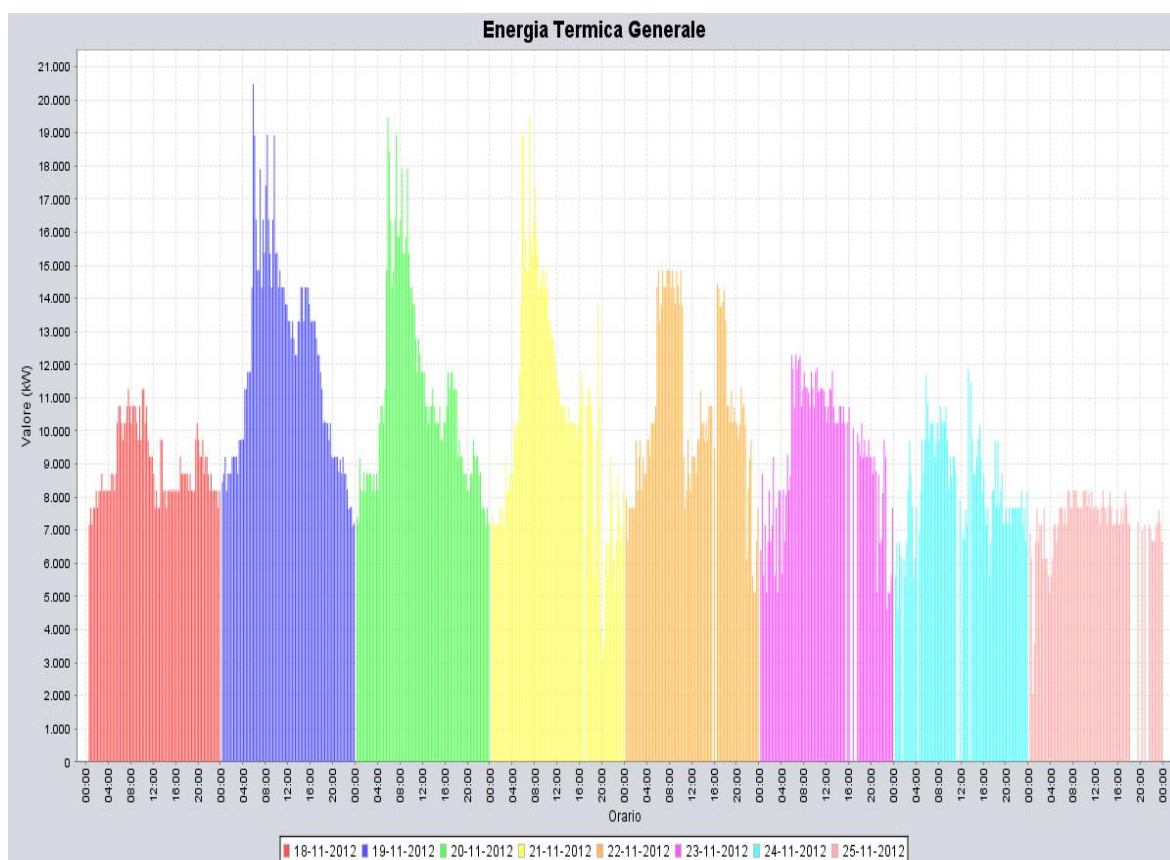
Le ipotesi alla base del calcolo sono:

- Periodo attivazione teleriscaldamento: da ottobre a maggio compresi
- Coefficiente di contemporaneità: 0,8
- Massima temperatura esterna di attivazione impianti di riscaldamento: 14°C
- Temperatura interna di mantenimento dei locali durante il periodo di riscaldamento: 20°C
- Impianti di riscaldamento funzionanti anche il fine settimana e durante la notte in modalità attenuata.

Il prelievo di calore nei fine settimana e l'attenuazione notturna sono confermati dalla Figura 2, dove sono diagrammate le produzioni orarie di calore della centrale nella settimana 18 – 25 novembre 2012. Come si vede ciascun giorno (identificato da colori diversi), presenta almeno un picco al mattino ed uno alla sera, mentre di notte ed il fine settimana (giorni 18, 24 e 25 novembre 2012) il carico è circa il 40-45% del carico massimo.

Per ogni ora dell'anno è stato stimato:

- la domanda di calore utile delle utenze per il riscaldamento considerando che essa è proporzionale alla differenza tra la temperatura interna e quella esterna;
- la domanda di calore per produrre ACS;
- il calore disperso dalla rete, proporzionale alla differenza tra la temperatura media dei fluidi di mandata e ritorno e la temperatura del terreno.



*Figura 2 – Prelievo orario di calore verificatosi nella settimana 18 – 25 novembre 2012.*

Si riportano in tabella i parametri energetici più importanti dell'impianto di teleriscaldamento, calcolati grazie alle curve dei consumi riportate in Figura 3 e Figura 4.

Parametri energetici	UdM	Stato attuale	Previsione futura
Potenza allacciata	kW	6.365	9.243
Potenza bocca di centrale	kW	5.207	7.524
Energia utile alle utenze	MWh	5.661	7.965
Perdite di rete	MWh	614	692
Energia immessa in rete	MWh	6.276	8.657

*Tabella 4 – Potenza e consumi di calore nell'assetto attuale ed in quello futuro.*

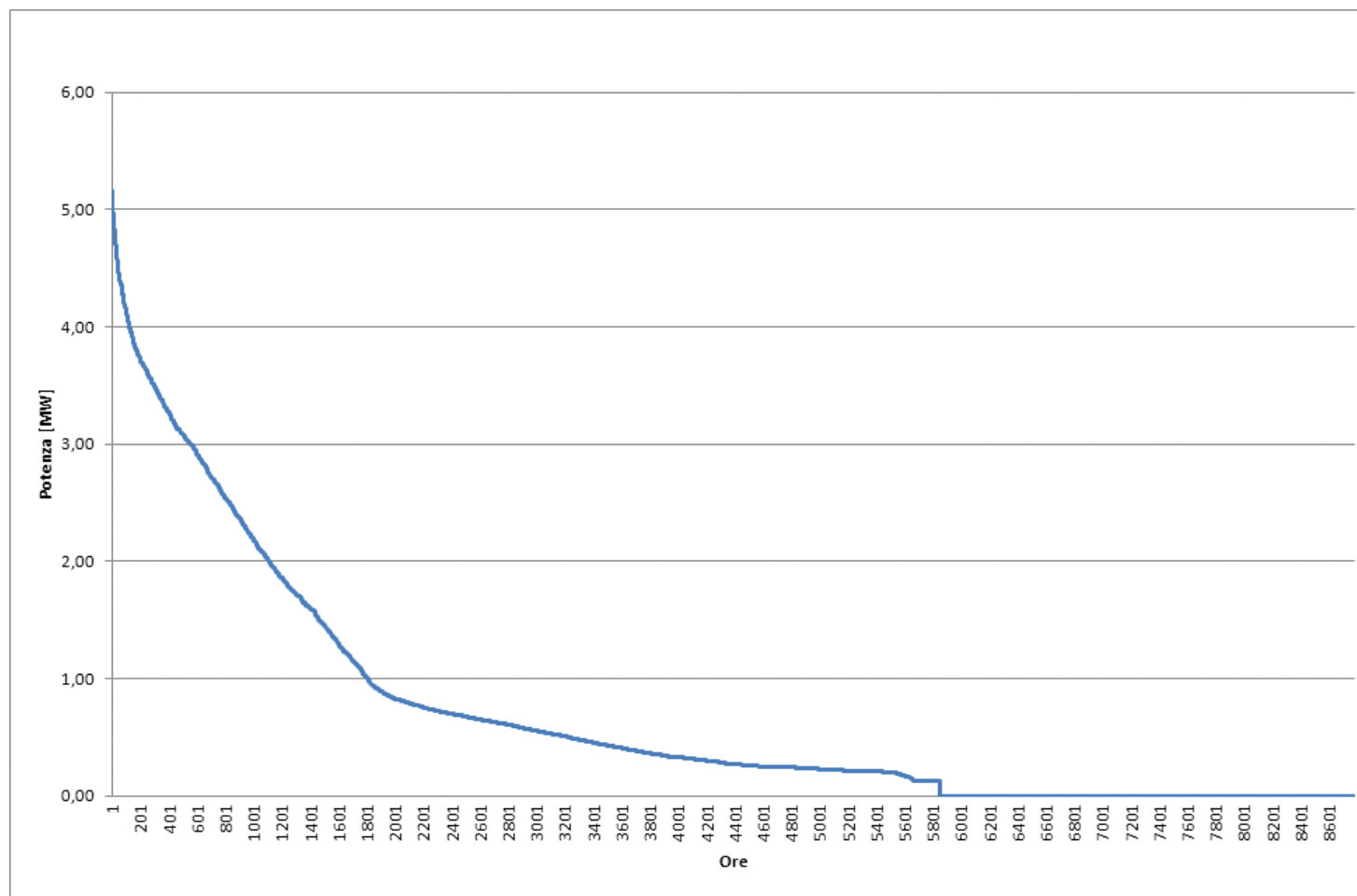


Figura 3 - Curva dei carichi termici della produzione oraria di calore – stato attuale.

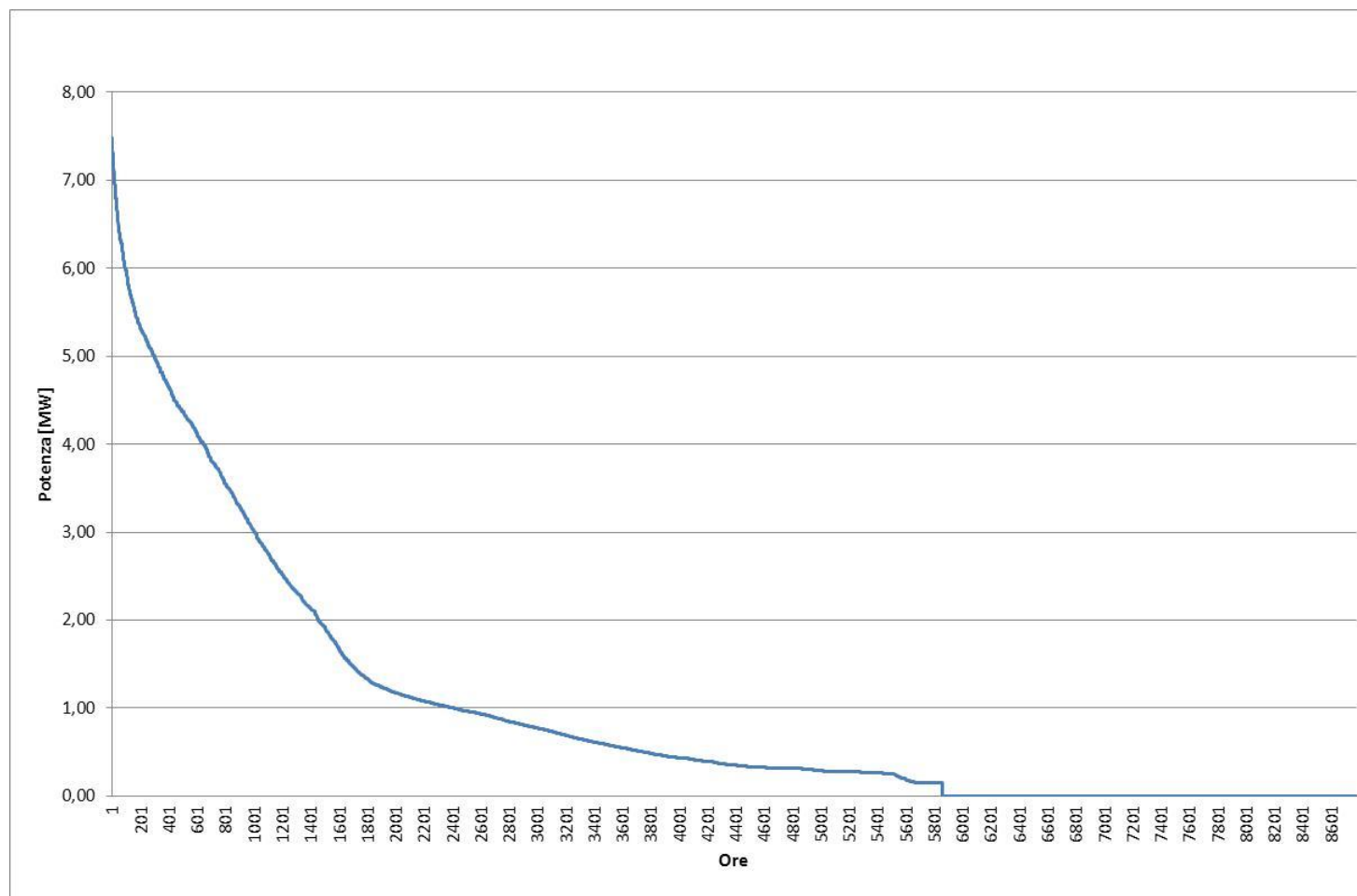


Figura 4 - Curva dei carichi termici della produzione oraria di calore – stato futuro.

## 2.4 Fabbisogni di energia elettrica

Nel 2012 la Fondazione Mach prelevava energia elettrica in MT da due contratti di fornitura distinti.

I consumi registrati dall'utenza in MT codice POD IT083E00336084 sono stati di 5.246 MWh, di cui il 41% in fascia F1, il 22% in fascia F2 ed il 37% in fascia F3.

La potenza impegnata e quella disponibile corrispondono da contratto a 700 kW, mentre dalle bollette si evince un prelievo massimo mensile sempre superiore a 1.000 kW, con un picco di 1.221 kW in agosto 2012.

I consumi registrati dall'utenza in MT codice POD IT083E00336083, sono stati di 396 MWh; da luglio i consumi di tale utenza sono nulli. La potenza impegnata è di 105 kW quella disponibile di 385 kW.

Dalle bollette a nostra disposizione, relative al periodo agosto – dicembre 2012 emergono i seguenti costi medi dell'energia (IVA al 21% inclusa):

- F1: 194,66 €/MWh
- F2: 199,13 €/MWh
- F3: 174,14 €/MWh

La Fondazione ha percepito inoltre il beneficio di cui all'art.13 del DPR 670/1972 sui primi 2 GWh di energia elettrica consumata, pagandoli di fatto 80 €/MWh (Iva al 21% esclusa).

Dal prossimo anno molto probabilmente tale beneficio verrà meno e nelle simulazioni seguenti pertanto esso non è stato considerato.

Nelle analisi si sono ipotizzati i prezzi dell'energia proposti da Trenta di cui all'informativa PAT del 27.03.2013. I costi medi dell'energia risultano pertanto: .

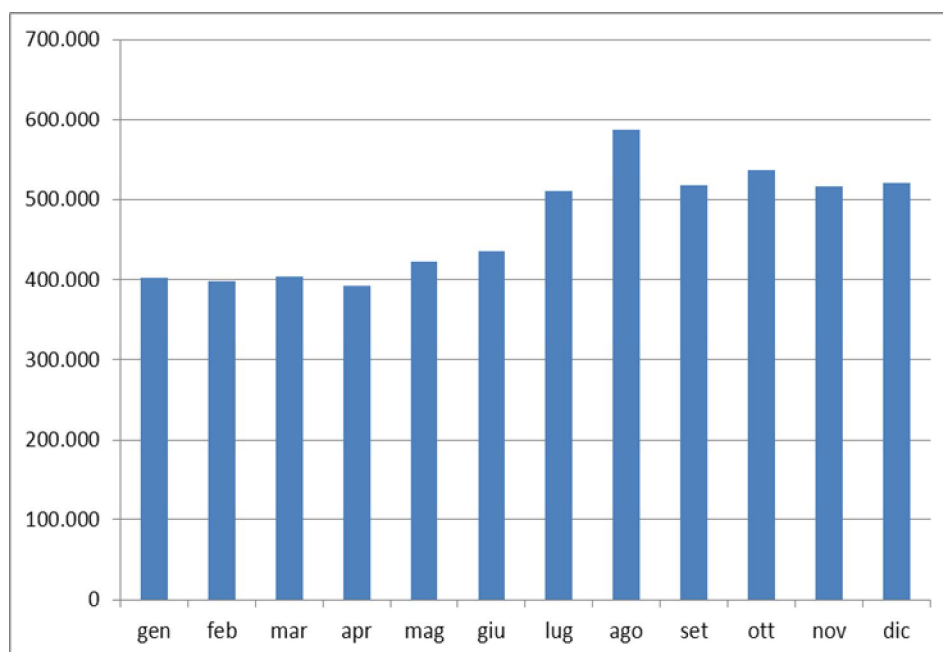
- F1: 191,60 €/MWh
- F2: 190,83 €/MWh
- F3: 165,15 €/MWh

Si prevede che la domanda di energia elettrica tenda a crescere in futuro, in vista dell'espansione urbanistica prevista dal Master Plan. Nelle simulazioni tuttavia si è ipotizzato un consumo pari a quello del 2012 (5.642 MWh).



Mese	POD IT083E00336084	POD IT083E00336083	Totale
gen	335.217,5	66.818	402.036
feb	335.217,5	63.766	398.984
mar	335.966	67.843	403.809
apr	329.460	63.087	392.547
mag	352.210	70.148	422.358
giu	370.526	64.774	435.300
lug	509.863	0	509.863
ago	586.688	0	586.688
set	516.764	0	516.764
ott	537.970	0	537.970
nov	515.969	0	515.969
dic	520.214	0	520.214
Totale	5.246.065	396.436	5.642.502

*Tabella 5 – Consumi di energia elettrica in MT Fondazione Mach anno 2012.*



*Figura 5 - Consumi di energia elettrica in MT Fondazione Mach anno 2012.*

### 3 NUOVI ASSETTI CENTRALE DI TELERI SCALDAMENTO

---

#### 3.1 Introduzione

Grazie alla curva di carico si sono effettuate alcune simulazioni con i seguenti assetti di centrale:

1. Produzione prevalente del calore con caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta (al pari della situazione attuale)
2. Produzione prevalente del calore con turbina a gas e caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta
3. Produzione prevalente del calore con motore a gas e caldaia a cippato; caldaie a metano di integrazione e scorta.
4. Installazione di un sistema di cogenerazione a biomassa; caldaie a metano di integrazione e scorta.

Le simulazioni tengono conto sia dei carichi termici attuali che di quelli previsti nell'assetto futuro, quando saranno realizzati gli edifici previsti nel Master Plan.

In tutti i casi è vivamente consigliato realizzare un accumulo termico, caricato dalla caldaia a biomassa o dal cogeneratore nelle ore di bassa richiesta termica della rete e scaricato nelle ore in cui le utenze chiamano più calore (picco del mattino e della sera).

Nel prossimo paragrafo sono descritti gli interventi comuni ai nuovi assetti di centrale proposti, tra cui anche quello relativo alla realizzazione del volume di accumulo termico.

Nei paragrafi successivi, invece, sono descritti gli interventi di cui all'elenco precedente.

#### 3.2 Proposte impiantistiche comuni a tutti gli interventi

Come detto, i serbatoi massimizzano le ore di funzionamento del generatore a biomassa e del cogeneratore, limitando al minimo l'intervento delle caldaie a metano.

Nelle mezze stagioni, quando la domanda termica può essere molto variabile, i serbatoi fanno lavorare meglio i generatori di calore che possono funzionare a carico totale, anziché modulare ai carichi parziali per inseguire le esigenze termiche della rete.

Il volume di accumulo termico che massimizza la resa è stato calcolato in 100 mc; per minimizzare l'impatto visivo si ritiene utile contenere l'altezza dei serbatoi, optando per 5 serbatoi ad asse verticale da 18 mc ciascuno, coibentati, di altezza pari a 6,5 m e diametro pari a 2,0 m. Il volume di accumulo considerato sarà per tanto pari a 90 mc.

I serbatoi devono essere installati il più vicino possibile alla centrale, per evitare che il fluido caldo prodotto dal generatore a biomassa o dal cogeneratore si raffreddi troppo durante il tragitto che lo porta all'accumulo. Gli spazi più idonei per installare i serbatoi sono i parcheggi cerchiati nell'immagine seguente, dove dovrà essere rimossa la tettoia, o in adiacenza al depuratore qualora si decidesse di installarvi un cogeneratore.



*Figura 6 – Possibile spazio per il posizionamento del volume di accumulo termico.*

La Tabella 10 di pagina 25 rende conto del beneficio economico generato dalla realizzazione di un accumulo termico.

L'accumulo verrà collegato ai collettori di centrale con tubazione DN200 e sarà dotato di sonde di temperatura per il monitoraggio della

posizione della lente di separazione tra la massa d'acqua calda e quella fredda.

Negli schemi proposti (vedi Figura 9 e Figura 13), il generatore a cippato ed il cogeneratore saranno dotati di pompe proprie, mentre le caldaie a metano verranno inserite sul ramo di mandata della rete, a valle dell'innesto del serbatoio e in serie rispetto alla caldaia a biomassa.

A differenza di quanto succede adesso, dove le pompe di rete flussano i generatori a metano, essi verranno dotati di pompe di circolazione e valvole a tre vie dedicate, con funzione anticondensa e di regolazione del carico termico.

I generatori saranno eserciti in modo da inviare alle utenze acqua con il maggiore contenuto entalpico possibile (95°C). Aumentare il salto termico sulla rete significa circolare meno acqua e quindi diminuire gli assorbimenti elettrici per il funzionamento delle pompe di rete. Dagli attuali 15°C di salto termico, si può arrivare ad un salto di 30°C, riducendo ad un quarto il consumo di elettricità per il pompaggio di acqua in rete. Per perseguire questo obiettivo, sarà indispensabile verificare la compatibilità dei dispositivi di sicurezza e regolazione delle caldaie a metano a lavorare a questa temperatura e verificare le ipotesi di progetto alla base dell'analisi a fatica della rete di teleriscaldamento.

Si propone infine di dotare l'impianto di un sistema per la regolazione della temperatura di mandata in base alla temperatura atmosferica (regolazione climatica). Nei periodi meno freddi ha infatti senso diminuire la temperatura dell'acqua in arrivo alle utenze, generando dei risparmi di combustibile.

### 3.2.1

#### *Preventivo di spesa e quadro economico*

Fornitura e posa in opera di cinque serbatoi coibentati di accumulo termico da 18 mc, completi di sonde di temperatura ad immersione, valvolame e collegamenti idraulici coibentati. Posa di un tratto di tubo preisolato per attraversare il piazzale della centrale. Demolizione della tettoia dei parcheggi.	175.487 €
Fornitura e posa in opera di pompe di circolazione, valvole a tre vie miscelatrici, valvolame e collegamenti idraulici per caldaie a metano.	25.376 €
Istallazione sistema di regolazione della temperatura di mandata rete ed adeguamento dei circuiti esistenti al nuovo assetto di impianto	20.244 €
<b>Totale</b>	<b>221.107 €</b>

*Tabella 6 – Costi per installare il volume di accumulo termico e modificare i circuiti di centrale.*

QUADRO ECONOMICO		
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 221.107,00
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 5.527,68
B)	Importo dei lavori da appaltare [A) + 1.B)]	€ 226.634,68
Somme a disposizione della stazione appaltante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilievi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 22.663,47
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 22.663,47
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 45.326,94
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 57.111,94
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 57.111,94
	TOTALE (IVA inclusa) [B) + C) + D)]	€ 329.073,55
	TOTALE (IVA esclusa) [B) + C)]	€ 271.961,61

*Tabella 7 – Quadro economico per realizzare gli interventi descritti in Tabella 6.*

### 3.3 Installazione di una nuova caldaia a biomassa

Nelle due ultime stagioni termiche, l'attuale generatore di calore a biomassa ha manifestato diversi gravi guasti che hanno di fatto impedito il suo regolare funzionamento. Tali problematiche sono oggi al centro di un contenzioso legale tra la Fondazione E. Mach, i progettisti dell'impianto, il costruttore dell'impianto, il costruttore della caldaia e il gestore dell'impianto, che dovrà tra l'altro stabilire se la causa del malfunzionamento dell'impianto siano da ricondursi a difetti di progettazione e/o di costruzione del generatore termico a biomassa. In questa sede, quindi, pare interessante verificare la possibilità di sostituire il generatore a biomassa esistente.

Dalle simulazioni effettuate si conferma la taglia della caldaia a biomassa attualmente installata. Un generatore di taglia maggiore (p.es. 4,0 MW) presenta le stesse percentuali di produzione di calore di uno da 3,5 MW, un generatore di taglia inferiore, invece, non garantisce a completa espansione di coprire il picco di potenza di 7,5 MW richiesto dalla rete (questo valore di potenza deve essere soddisfatto dalla caldaia a biomassa e da una delle due caldaie a metano, che sono in grado di erogare ciascuna 4,1 MW).

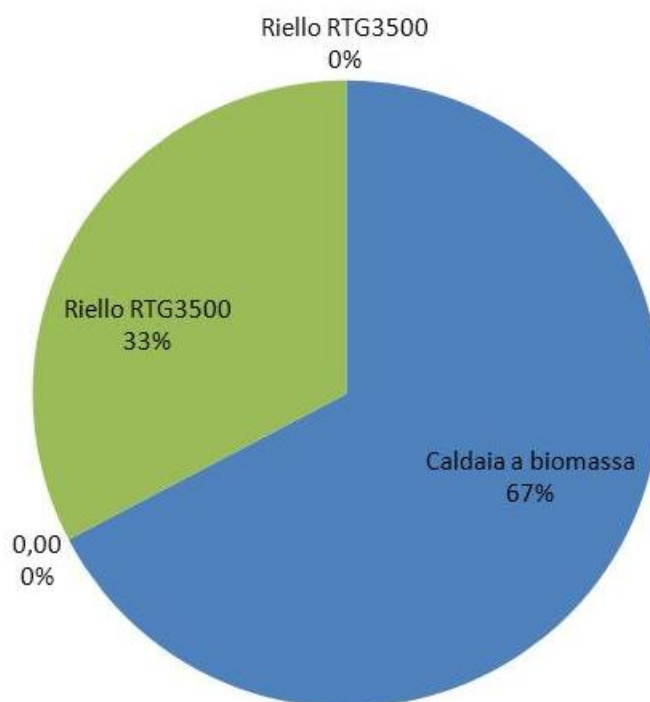
#### 3.3.1 *Bilancio energetico della centrale*

Nelle pagine a seguire si riporta una stima del funzionamento degli impianti in assetto futuro, nel caso senza accumulo e nel caso in cui venisse realizzato un accumulo termico da 90 mc.



Modello		Caldiaia a Biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	TOTALE
P introdotta	MW	4,118	4,420	4,420	
P termica utile	MW	3,500	4,090	4,090	
Minimo funzionamento		30%			
Rendimento termico	MWh	85,0%	92,5%	92,5%	
Ore equivalenti	h	1.654	701	0	
Energia termica prodotta	MWh	5.789	2.868	0	8.657
Consumo combustibile	-	2.110.133 kg	321.449 Nmc	0	

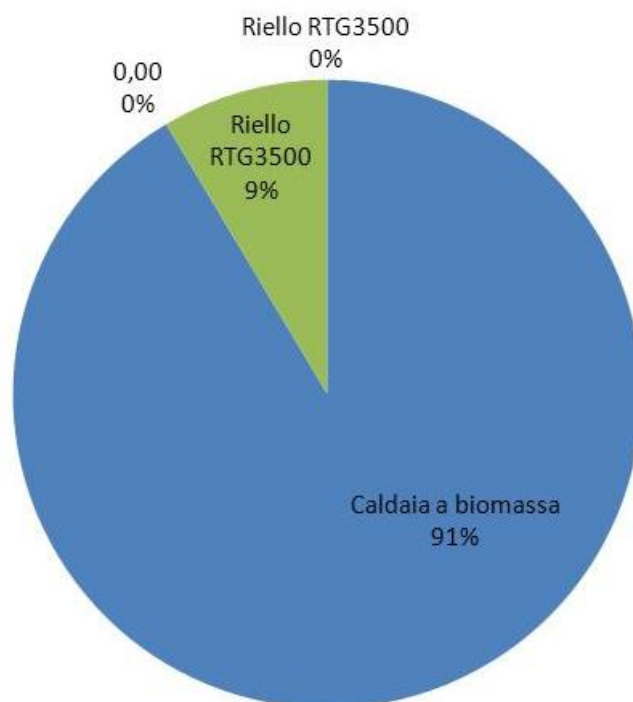
*Tabella 8 – Assetto futuro: parametri di funzionamento della centrale con generatore a biomassa da 3,5 MW e generatore a metano di integrazione da 4,1 MW.*



*Figura 7 – Assetto futuro: percentuale di calore prodotto dal generatore a biomassa e da quello a metano.*

Modello		Caldaia a biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	TOTALE
P introdotta	MW	4,118	4,420	4,420	
P termica utile	MW	3,500	4,090	4,090	
Minimo funzionamento		30%			
Rendimento termico	MWh	85,0%	92,5%	92,5%	
Ore equivalenti	h	2.253	189	0	
Energia termica prodotta	MWh	7.886	774	0	8.660
Consumo combustibile	-	2.877.476 kg	86.534 Nmc	0	

*Tabella 9 – Assetto futuro: parametri di funzionamento della centrale con generatore a biomassa da 3,5 MW, generatore a metano di integrazione da 4,1 MW e volume di accumulo termico da 90 mc.*



*Figura 8 – Assetto futuro: percentuale di calore prodotto dal generatore a biomassa e da quello a metano, con accumulo da 90 mc.*

La differenza tra il caso senza accumulo e quello con accumulo si manifesta ovviamente nelle spese annuali di gestione, come mostra la tabella seguente dove si confrontano ad assetto futuro le voci più importanti del bilancio economico della centrale: acquisto di metano e



cippato e credito di imposta percepito sul calore prodotto da biomassa e consumato dalle utenze (pari a 50 €/kWh = 0,0258 €/kWh).

I costi sono comprensivi di IVA, ma non dell'utile della ditta che fa gestione calore.

Per il metano e cippato (come descritto al Paragrafo 3.3.6) si è ipotizzato rispettivamente un prezzo di 0,58 €/mc (applicazione dell'accisa civile, Iva al 21% esclusa) e 69,23 €/ton (IVA al 10% esclusa).

	Caso senza accumulo termico	Caso con accumulo termico
Spesa acquisto cippato	-160.695 €	-219.131 €
Spesa acquisto metano (applicazione accisa civile)	-225.593 €	-60.729 €
Credito di imposta per calore prodotto da biomassa e con- sumato dalle utenze	€ 137.424	€ 187.129
Ricavi - spese	- 248.864 €	- 92.732 €

*Tabella 10 – Spese annuali di acquisto di cippato e metano in assenza e in presenza di accumulo di capacità pari a 90 mc.*

La realizzazione dell'accumulo caricato solo dalla caldaia a biomassa, comporta minori ore di funzionamento della caldaia a gas e minori spese per circa 150.000 € all'anno.

Per fare in modo che i serbatoi non vengano caricati dai generatori a gas lo schema di impianto deve essere rivisto, come mostra la figura di pagina seguente.

La revisione dello schema richiede di intervenire sui circuiti delle caldaie a gas, che verranno allacciate a valle dell'innesto dei serbatoi di accumulo, ed interverranno solo se la temperatura del fluido in mandata dalla caldaia a biomassa e dai serbatoi di accumulo scendesse sotto il valore stabilito dalla regolazione climatica.

Un approfondimento deve essere invece fatto sul sistema di supervisione, per capire se l'introduzione di nuovi punti controllati e di nuove logiche di regolazione sono compatibili con quanto presente in centrale.

Si dovrà realizzare il circuito di raffreddamento della griglia mobile del forno, mentre la caldaia in questo schema è stata allacciata senza scambiatore intermedio, garantendo in rete le temperature più alte possibili (p.es. 95°C).

Da una prima verifica non si evidenziano grossi problemi tecnici in termini di modifica dei circuiti.

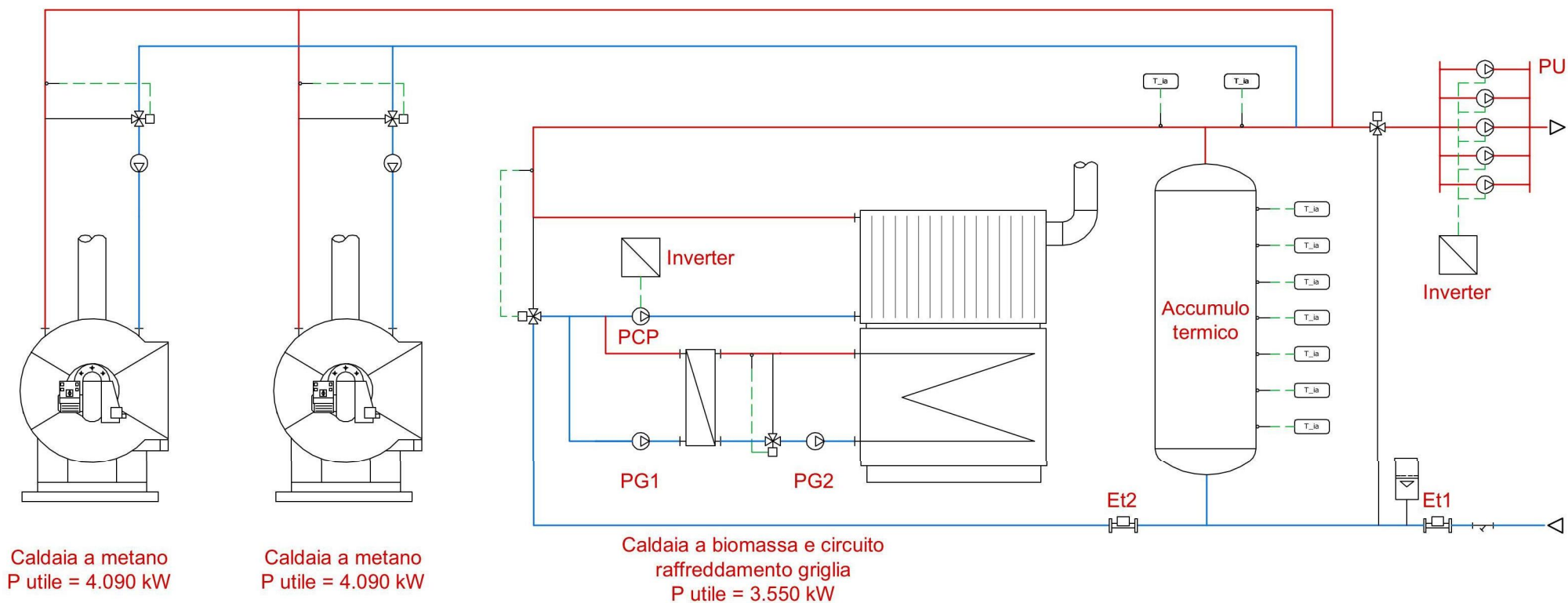


Figura 9 – Schema impiantistico nel caso di sostituzione della caldaia a biomassa e realizzazione di accumulo termico.

### 3.3.2 *Caratteristiche tecniche della caldaia*

L'impianto è soggetto al rispetto dei limiti previsti all'Allegato 1 Parte III del Decreto 152/2006, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%, per potenze termiche comprese tra 3 MW e 6 MW, ovvero:

- Polveri totali = 30 mg/Nmc
- Monossido di carbonio = 300 mg/Nmc
- Ossidi di azoto (espressi come NO<sub>2</sub>) = 500 mg/Nmc
- Ossidi di zolfo (espressi come SO<sub>2</sub>) = 200 mg/Nmc.

La caldaia sarà alimentata con cippato di legno secondo specifica EN12964, contenuto di umidità dal 20 al 60%, pezzatura 30-100 mm, contenuto di ceneri del 5%.

Il combustibile sarà alimentato automaticamente mediante rastrelliera, nastro elevatore a catena raschiante (redler) e spintore idraulico.

Il focolare è del tipo a griglia mobile raffreddato ad acqua, con tre zone autonome di movimento griglia dosate singolarmente con aria primaria, pareti refrattariate e coibentate.

Per l'estrazione delle ceneri si è previsto un sistema fuori terra con conferimento in container di piccola volumetria posti all'interno del locale.

La caldaia è del tipo a tre giri di fumo, PN6, T<sub>max</sub> = 110°C.

La linea di trattamento fumi si compone di multiciclone, elettrofiltro e ventilatore di tiraggio.

### 3.3.3 *Descrizione dell'intervento*

Per valutare i costi di intervento sono stati contattati due fornitori di generatori a biomassa che offrono prodotti di qualità comprovata: l'austriaca Kohlbach e la tedesca Viessman con il marchio Mawera.

In entrambi i casi dalla fornitura degli impianti sono stati esclusi:

- la rastrelliera ed i pistoni idraulici nella vasca interrata per la movimentazione del cippato;
- il nastro di caricamento redler che eleva la biomassa dalla vasca interrata fino alla tramoggia della caldaia.

Qualora emerga che il nastro redler esistente non garantisce le portate di progetto oppure si rilevi che i pistoni oleodinamici non sono adatti, sarà necessario intervenire anche sulla linea di alimentazione del cippato. I costi di un eventuale nuovo sistema di alimentazione del cippato sono messi di seguito in opzione.

Nei preventivi di spesa si riportano per intero i costi della linea fumi, completa di multiciclone, elettrofiltro (in sostituzione del filtro a maniche) e ventilatore di tiraggio.

In questa fase si preferisce infatti explicitare il costo di un elettrofiltro, in sostituzione del filtro a maniche esistente, in modo che il fornitore della caldaia garantisca anche per le emissioni al camino.

Se il filtro a maniche esistete soddisfasse le portate di fumi anche con la nuova caldaia e i valori limite delle polveri, si potrà valutare di conservarlo. In questo caso però i costruttori della caldaia garantiranno le emissioni solo fino a valle del multiciclone (dove il tenore di polveri è 100-150 mg/Nmc a 11% O<sub>2</sub>).

In sede di richiesta di offerta è stato comunicato al fornitore dell'impianto a biomassa la possibilità di installare l'elettrofiltro all'interno della sala caldaia mantenendo se possibile la ciminiera nella posizione attuale, oppure di posizionarlo in corrispondenza della tettoia adiacente alla sala caldaie a metano (che dovrà essere demolita), realizzando quindi una nuova ciminiera.

A causa delle dimensioni molto contenute del locale caldaia, per garantire accessibilità alla caldaia per le operazioni di pulizia, si dovrà realizzare un'apertura nella parete sopra i locali elettrici, raggiungibile da scalette esterne, attraverso la quale l'operatore incaricato potrà scovolare il fascio tubiero.

#### 3.3.4

##### *Autorizzazioni*

L'installazione della nuova caldaia richiede l'acquisizione delle autorizzazioni e dei nulla osta rilasciate dal Servizio Emissioni in Atmosfera dell'Appa, dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco e dal Comune di S. Michele all'Adige.

### 3.3.5 *Preventivo di spesa e quadro economico*

#### Caldaia Kohlbach

La Kohlbach ha offerto un generatore da 3,3 MW (vedi tavola SE.02).

In tabella si riporta il preventivo di spesa per l'installazione della caldaia:

Fornitura, posa in opera e messa in servizio di impianto di combustione a biomasse legnose ad acqua calda, completo di spintore idraulico di alimentazione del combustibile, impianto anticendio anti ritorno fiamma, camera di combustione refrattariata a griglia mobile raffreddata ad acqua, camera di post combustione, sistema automatico di estrazione ceneri, ventilatori aria comburente, ricircolo fumi, caldaia ad acqua calda a tre giri di fumo con dispositivo automatico di pulizia ad aria compressa, sistema per la produzione aria compressa, vasca di dissipazione di emergenza, multiclone, ventilatore di tiraggio linea fumi, sistema di regolazione con PC dedicato, colbentazioni, cablaggi elettrici	605.000 €
Fornitura, posa in opera e messa in servizio di elettrofiltro	155.000 €
Fornitura e posa in opera di pompe di circolazione, valvole a tre vie miscelatrici, valvolame e collegamenti idraulici per generatore a biomassa; fornitura e posa in opera di circuito raffreddamento griglia	25.000 €
Adeguamento opere civili e spostamento ciminiera	25.000 €
<b>Totale lavori</b>	<b>810.000 €</b>

*Tabella 11 – Costi di investimento per l'installazione di una caldaia Kohlbach K8 da 3,3 MW.*

La fornitura di Kohlbach vale 760.000 €, il venditore della caldaia ha dichiarato di poter applicare sulla sua fornitura uno sconto del 10% e pertanto il valore scende a 684.000 €.

### Caldaia Mawera

La Mawera ha invece proposto il modello Pyroflex Srl da 3,3 MW utili (si veda tavola SE.01).

In tabella si riporta il preventivo di spesa per l'installazione della caldaia:

Fornitura, posa in opera e messa in servizio di impianto di combustione a biomasse legnose ad acqua calda, completo di spintore idraulico di alimentazione del combustibile, impianto anticendio anti ritorno fiamma, camera di combustione refrattariata a griglia mobile raffreddata ad acqua, camera di post combustione, sistema automatico di estrazione ceneri, ventilatori aria comburente, ricircolo fumi, caldaia ad acqua calda a tre giri di fumo con dispositivo automatico di pulizia ad aria compressa, sistema per la produzione aria compressa, colonna economizzatori, luvo, multiclone, ventilatore di tiraggio linea fumi, sistema di regolazione con PC dedicato, coibentazioni, cablaggi elettrici	621.803 €
Fornitura, posa in opera e messa in servizio di elettrofiltro	165.880 €
Fornitura e posa in opera di pompe di circolazione, valvole a tre vie miscelatrici, valvolame e collegamenti idraulici per generatore a biomassa; fornitura e posa in opera di circuito raffreddamento griglia	25.000 €
Adeguamento opere civili	20.000 €
Totale lavori	832.683 €

Tabella 12 – *Costi di investimento per l'installazione di una caldaia Mawera Pyroflex FSR da 3,3 MW*

La fornitura di Mawera ammonta a 787.683 €, il venditore della caldaia ha dichiarato di poter applicare sulla sua fornitura uno sconto del 10-15% e pertanto il valore scende a 668.000 €.

Le due caldaie si possono considerare equivalenti dal punto di vista tecnico. Dal punto di vista economico, inoltre, applicando la scontistica proposta dai due venditori i due impianti presentano dei costi di investimento paragonabili.

Il quadro economico presentato di seguito è stato cautelativamente redatto ipotizzando comunque l'impianto più costoso e nessuno sconto.

QUADRO ECONOMICO		
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 832.683,00
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 20.817,08
B)	Importo dei lavori da appaltare [A)+ 1.B)]	€ 853.500,08
Somme a disposizione della stazione appaltante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilievi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 85.350,01
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 85.350,01
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 170.700,02
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 215.082,02
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 215.082,02
TOTALE (IVA inclusa) [B)+C)+D)]		€ 1.239.282,11
TOTALE (IVA esclusa) [B)+C)]		€ 1.024.200,09

*Tabella 13 – Quadro economico per installare una nuova caldaia a biomassa.*

### Opzione sistema di alimentazione in continuo del cippato

Qualora il sistema di movimentazione e caricamento in automatico del cippato presentasse problemi o non garantisse le portate nominali richieste, allora sarà necessario sostituirlo.

Il costo dei nuovi macchinari è stimato in circa 100.000 €, senza contare i costi di intervento sulle opere civili che richiedono una valutazione tecnica approfondita.

#### 3.3.6 *Analisi economica dell'investimento*

I costi di sostituzione della caldaia a biomassa esistente e gli interventi di installazione dei serbatoi di accumulo e di modifica dei circuiti sono analizzati con analisi economiche dedicate.

Gli investimenti vedono in bilancio la spesa per l'acquisto di energia termica dalla ditta che condurrà l'impianto con un contratto di gestione calore ed il beneficio percepito dal credito di imposta sul calore prodotto da biomassa e consumato dalle utenze.

##### 3.3.6.1 *Prezzo di acquisto del calore*

Nel contratto di gestione calore figurano le seguenti componenti:

- Costo acquisto della biomassa
- Costo acquisto del metano
- Costo energia elettrica per funzionamento dell'impianto
- Costo annuale di manutenzione degli impianti
- Ricavo dell'impresa
- IVA

Il prezzo di acquisto dell'energia termica varia ovviamente in base alla percentuale di produzione di calore con biomassa o metano.

#### Costo di acquisto del cippato

In Figura 10 è riportato l'andamento del costo del cippato da gennaio 2011 ad oggi, relativamente a cippato di abete non scortecciato franco centrale, rilevato dalla Camera di Commercio di Bolzano.

Il costo medio di acquisto del cippato dichiarato da Trentina Calore per la stagione 2011 – 2012 è stato di 18,55 €/mst, nello stesso periodo il costo rilevato dalla Camera di Commercio di Bolzano era di 20,38 €/mst (circa il 10 % in più).

Nelle analisi è stato considerato l'ultimo prezzo rilevato dalla Camera di Commercio di Bolzano, diminuito del 10%, ovvero 18,00 €/mst (franco centrale di teleriscaldamento, Iva al 10% esclusa).

Le caratteristiche del cippato assunte nelle simulazioni sono:

- tenore di acqua M=30%
- densità = 260 kg/mst
- PCI = 3,2 kWh/kg.





Figura 10 – Camera di commercio di Bolzano – costo medio al netto di Iva franco centrale di tlr del cippato di abete non scortecciato.

#### Costo di acquisto del metano

Per la formazione del prezzo del metano, si ritiene che con una buona contrattazione sul mercato del gas, l'azienda potrebbe arrivare a comperare metano al prezzo di 58 c€/mc (Iva al 21% esclusa). Il prezzo si forma da:

- Costo materia prima: 35 c€/mc
- oneri vari: 2 c€/mc
- distribuzione: 4 c€/mc
- accisa civile: 17 c€/mc
- Totale = 58 c€/mc

Per consumi superiori a 1.500.000 mc, la materia prima è venduta al prezzo di 30-31 c€/mc.

#### Costo energia elettrica e costo manutenzione impianti

Le utenze che maggiormente consumano energia elettrica sono le pompe di rete, le pompe di circolazione dei generatori, i dispositivi automatici di movimentazione del combustibile, il ventilatore di tiraggio della linea fumi e l'elettrofiltro.

Grazie alla curva di carico, è stato possibile simulare i consumi di energia elettrica di queste utenze, che si attestano su valori pari a

circa 75 MWh/anno, per un costo di 12.000 €/anno (Iva esclusa). Il costo della manutenzione è stato invece assunto pari a 8.000 €/anno (Iva esclusa).

#### Ricavo d'impresa

Dalle richieste avanzate da Trentina Calore per la definizione di nuovi prezzi di vendita calore per le stagioni 2011 – 2012 e 2012 – 2013 (per consumi stagionali di 5.055,34 MWh la ditta ha richiesto rispettivamente 575.442,43 € e 658.378,05 € Iva inclusa), si stima che il ricavo di impresa ammonta rispettivamente al 15% e al 23% del costo totale di vendita calore.

#### Prezzo del calore

In tabella si riportano i prezzi indicativi di acquisto del calore al variare della percentuale di funzionamento della caldaia a biomassa e del ricavo di impresa.

BIO	90%	80%	70%	60%	0%
Met	10%	20%	30%	40%	100%
Ricavo impresa = 0%	€ 44,23	€ 48,03	€ 53,58	€ 59,12	€ 92,39
Ricavo impresa = 10%	€ 49,14	€ 53,36	€ 59,52	€ 65,68	€ 102,65
Ricavo impresa = 20%	€ 55,29	€ 60,04	€ 66,97	€ 73,90	€ 115,49
Ricavo impresa = 30%	€ 63,17	€ 68,59	€ 76,51	€ 84,42	€ 131,94

*Tabella 14 – Prezzi di acquisto del calore (comprensivi di IVA al 21%), al variare della percentuale di funzionamento dei generatori a biomassa e a metano, e del ricavo di impresa.*

Di seguito si farà riferimento ad un ricavo di impresa del 20%.

#### 3.3.6.2

##### *Credito di imposta per l'allacciamento alle reti di teleriscaldamento a biomassa*

La legge finanziaria 2001 (L. 23/12/2000 n. 388, art. 29) ha introdotto un contributo per gli utenti che si allacciano alle reti di teleriscaldamento alimentate da biomassa. Si tratta di un credito d'imposta, del valore di € 20,66 per ogni kW di potenza impegnata, che è trasferito all'utente finale attraverso uno sconto, operato dalla società che eroga il servizio calore, nella bolletta del cliente. Lo Stato provvede poi al rimborso alla società.

La legge finanziaria 2009 (L. 22/12/2008 n. 203, art. 2) ha, inoltre, confermato un'ulteriore agevolazione sulla fornitura di calore mediante reti di teleriscaldamento alimentate da biomassa nei comuni zone climatiche E e F, pari a € 25,80 per ogni MWh termico fornito. Si tratta ancora una volta di un'agevolazione in forma di credito d'imposta, che viene trasferita sul prezzo di cessione del calore all'utente finale.

Per il fornitore di calore, il credito d'imposta costituisce un vero e proprio credito nei confronti dell'erario, e non un'agevolazione concessa a fronte di un onere sostenuto, tant'è che il fornitore potrà chiedere il rimborso dell'anticipazione praticata all'utente finale nella dichiarazione dei redditi, oppure utilizzare tale credito di imposta in compensazione successivamente alla data di presentazione della stessa dichiarazione dei redditi.

### 3.3.6.3

#### *Analisi investimento per installazione di una nuova caldaia a biomassa*

In questo paragrafo è riportata l'analisi dell'investimento sostenuto per installare una nuova caldaia a biomassa. Il confronto è stato fatto con uno scenario che prevede il funzionamento dell'impianto a metano e la validità delle ipotesi seguente:

- Domanda di calore della rete a completa espansione (Energia prodotta in centrale = 8.657 kW, energia alle utenze = 7.965 kW)
- Tariffa di acquisto del calore nel caso di funzionamento con solo metano = 115,49 €/MWh (Iva compresa).
- Tariffa di acquisto del calore nel caso di nuova caldaia a biomassa (funzionamento del generatore a biomassa: 70%, funzionamento del generatore a metano: 30%) = 66,97 €/MWh (Iva compresa)
- Applicazione del credito di imposta sul calore prodotto da biomassa e consumato dalle utenze (pari a 50 €/kWh = 0,0258 €/kWh).

Come si evince dalla tabella seguente, si stima che usare il metano per riscaldare gli edifici allacciati al teleriscaldamento a completa espansione presenta un sovra costo di circa 530.000 € rispetto ad uno scenario che preveda la generazione prevalente di calore con biomassa.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Ammontare dell'investimento		€ 1.239.282,11
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Rete alimentata solo dalle caldaie a metano		
BIO		0%
MET		100%
Prezzo di acquisto del calore	€/MWh	115,49
Spesa acquisto del calore		-€ 919.877,85
Ricavi - Spese		-€ 919.877,85
Rete alimentata prevalentemente dalla caldaia a biomassa, metano integrazione		
BIO		70%
MET		30%
Prezzo di acquisto del calore	€/MWh	66,97
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Spesa acquisto del calore		-€ 533.416,05
Credito imposta		€ 143.847,90
Ricavi - Spese		-€ 389.568,15
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 530.309,70
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 1.239.282,11
PAYBACK SEMPLICE		2,34 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		2,43 anni
VAN <sub>10</sub>		€ 2.822.601,11
VAN <sub>20</sub>		€ 5.162.728,76
TIR <sub>20</sub>		74,80%

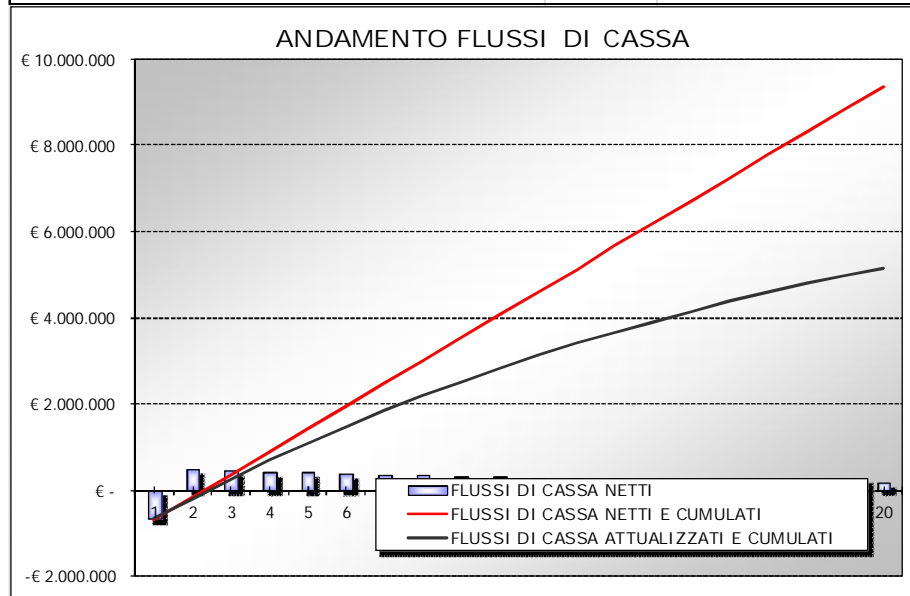


Figura 11 – Andamento dei flussi di cassa dell'investimento per installazione di una nuova caldaia a cippato nel caso di servire l'intera volumetria prevista dal Masterplan (costi comprensivi di IVA).

#### 3.3.6.4 *Analisi investimento per la realizzazione degli interventi di cui al paragrafo 3.2*

Nella tabella seguente è riportata l'analisi dell'investimento relativa agli interventi di cui al Paragrafo 3.2 (serbatoi coibentati).

Il confronto è stato fatto con uno scenario che prevede il funzionamento dell'impianto a biomassa, ma senza serbatoi di accumulo e la validità delle seguenti ipotesi:

- Domanda di calore della rete a completa espansione (Energia prodotta in centrale = 8.657 kW, energia alle utenze = 7.965 kW)
- Tariffa di acquisto del calore nel caso di funzionamento della caldaia a biomassa al 70% e dei generatori a metano al 30% = 71,91 €/MWh
- Tariffa di acquisto del calore nel caso di funzionamento della caldaia a biomassa al 90% e dei generatori a metano al 10% = 58,83 €/MWh (installazione dei serbatoi di accumulo termico).
- Applicazione del credito di imposta sul calore prodotto da biomassa e consumato dalle utenze (pari a 50 £/kWh = 0,0258 €/kWh).

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Ammontare dell'investimento		€ 329.073,55
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Rete alimentata solo dalle caldaie a metano		
BIO		70%
MET		30%
Prezzo di acquisto del calore	€/MWh	66,97
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Spesa acquisto del calore		-€ 533.416,05
Credito imposta		€ 143.847,90
Ricavi - Spese		-€ 389.568,15
Rete alimentata prevalentemente dalla caldaia a biomassa, metano integrazione		
BIO		90%
MET		10%
Prezzo di acquisto del calore	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 255.437,55
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 134.130,60
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 329.073,55
PAYBACK SEMPLICE		2,45 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		2,56 anni
VAN <sub>10</sub>		€ 699.108,22
VAN <sub>20</sub>		€ 1.290.993,92
TIR <sub>20</sub>		68,80%

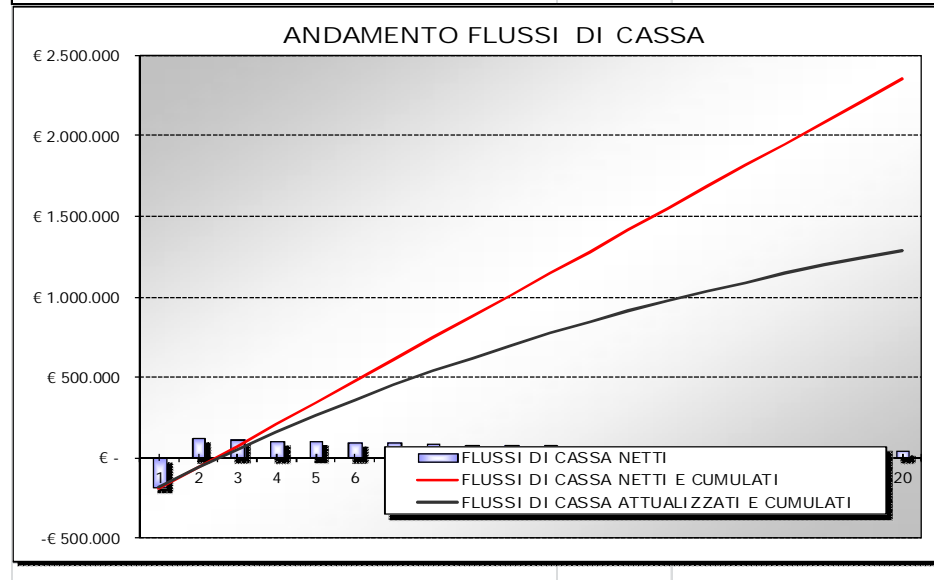


Figura 12 – Andamento dei flussi di cassa dell'investimento per la realizzazione degli interventi di cui al Paragrafo 3.2, nel caso di servire l'intera volumetria prevista dal Masterplan (costi comprensivi di IVA).

### 3.4 Installazione di una turbina a gas

In questo scenario si è ipotizzato di installare una turbina a gas dotata di scambiatore per il recupero di calore dai fumi, che interviene prioritariamente rispetto alla caldaia a biomassa.

Come nell'assetto precedente, l'impianto è dotato di accumulo termico, caricato sia dalla caldaia che dalla turbina.

I rendimenti elettrici della turbina sono generalmente minori di quelli di un motore alternativo a gas, per contro la turbina presenta dei vantaggi in termini di consumo di olio, di emissione di inquinanti e di silenziosità.

Alcune turbine addirittura non fanno uso di lubrificanti in favore di un sistema di sostenimento dell'asse della turbina ad aria.

#### 3.4.1 *Fiscalità e benefici economici*

##### Accisa applicata al gas metano

Il metano consumato in impianti di cogenerazione a servizio di reti di teleriscaldamento gode dell'applicazione dell'accisa industriale, pari a 0,012498 €/mc, anziché civile (che invece risulta essere oltre 10 volte maggiore: 0,17320 €/mc), purché l'impianto soddisfi i requisiti tecnici previsti dalla Legge n.10 del 1991, ovvero avere potenza elettrica maggiore del 10% della potenza termica erogata alle utenze e produrre energia elettrica in quantità maggiore del 10% del calore erogato.

A fronte di una potenza allacciata a completa espansione di 9,2 MW, per godere di questo importante sgravio fiscale, dovrebbe essere installato un cogeneratore di potenza almeno pari a 920 kW elettrici (salvo verifiche di approfondimento con l'Agenzia delle Dogane).

Ad una frazione del metano usato per produrre energia elettrica si applica la tariffa di generazione elettrica, mentre al resto del metano consumato in centrale si applica l'accisa industriale. La frazione di metano a cui si applica l'accisa di generazione elettrica corrisponde all'energia elettrica generata dal cogeneratore moltiplicata per il parametro 0,22 mc/kWhe.

In caso di macchine aventi potenza elettrica inferiore a 950 kW si applica ancora l'accisa per generazione elettrica in ragione di 0,22 mc/kWhe e l'accisa civile al resto del metano consumato.

##### Cogenerazione ad alto rendimento

Il risparmio di energia primaria generato da un impianto di cogenerazione, calcolato rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, è incentivato a decorrere dal 07.03.2007 con l'erogazione di certificati bianchi secondo i dettami del DM 05 settembre 2011 e delle corrispondenti linee guida emesse dal GSE.

Per beneficiare di tali incentivi, l'impianto deve soddisfare i requisiti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), ossia fornire un risparmio di energia primaria positivo nel caso di unità di piccola cogenerazione (taglia elettrica inferiore ad 1 MW) e micro cogenerazione (taglia elettrica inferiore a 50 kW), o un risparmio di energia primaria (PES) maggiore del 10% nel caso la taglia elettrica sia maggiore di 1 MW.

Il beneficio economico dei certificati bianchi è riconosciuto solo se esiste una domanda di calore utile, cioè se la produzione elettrica avviene senza dissipazione di calore ed ha una durata di 10 anni.

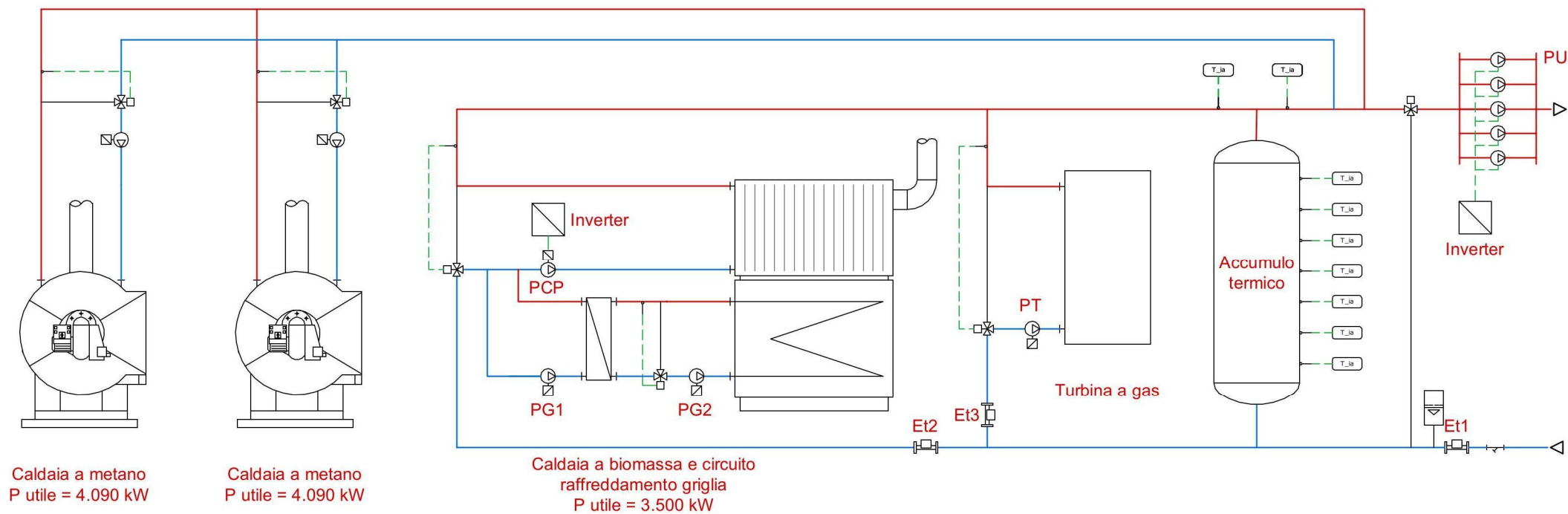
#### 3.4.2 *Scelta della taglia delle turbina*

La taglia della turbina a gas è stata scelta confrontando i costi di esercizio e di installazione di tre modelli:

- Turbina Turbec T100 CHP da 100 kW elettrici
- Turbina Capstone da 200 kW elettrici
- Turbina Capstone da 1.000 kW elettrici

Con la turbina da 1 MW l'impianto gode dell'accisa industriale. Per contro presenta dei costi di installazione molto elevati e richiede, tra l'altro, di verificare la compatibilità della linea di alimentazione del gas. Le turbine verranno allacciate all'impianto come nello schema di pagina seguente.





*Figura 13 – Schema impiantistico nel caso di installazione delle turbine a gas.*

### 3.4.3 Bilancio energetico della centrale

Di seguito i parametri di funzionamento della centrale nei tre casi.

Modello		Turbina a gas	Caldaia a Biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	TOTALE
P introdotta	MW	0,333	4,118	4,420	4,420	
P termica	MW	0,165	3,500	4,090	4,090	
P elettrica	MW	0,100	-	-	-	
Min. funzionamento		30%	30%	-	-	
Rendimento termico		49,5 %	85,0%	92,5%	92,5%	
Rendimento elettrico		30,0 %	-	-	-	
Ore equivalenti	h	5.851	2.011	160	0	
En termica prodotta	MWh	965	7.037	656	0	8.659
En elettrica prodotta	MWh	585		-	-	585
Consumo combustibile	-	202.551 Nmc	2.566.687 kg	73.344 Nmc	0	

Tabella 15 – Parametri di produzione della centrale con turbina da 100 kW elettrici ed accumulo termico da 90 mc.

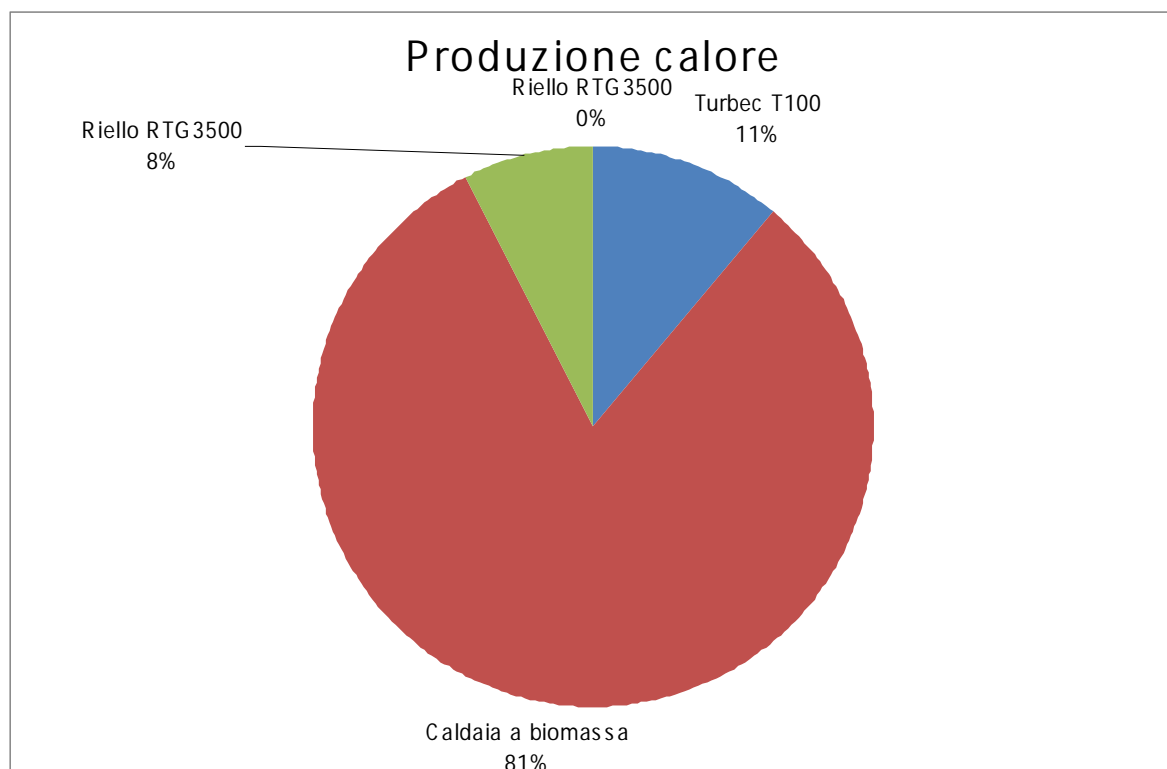
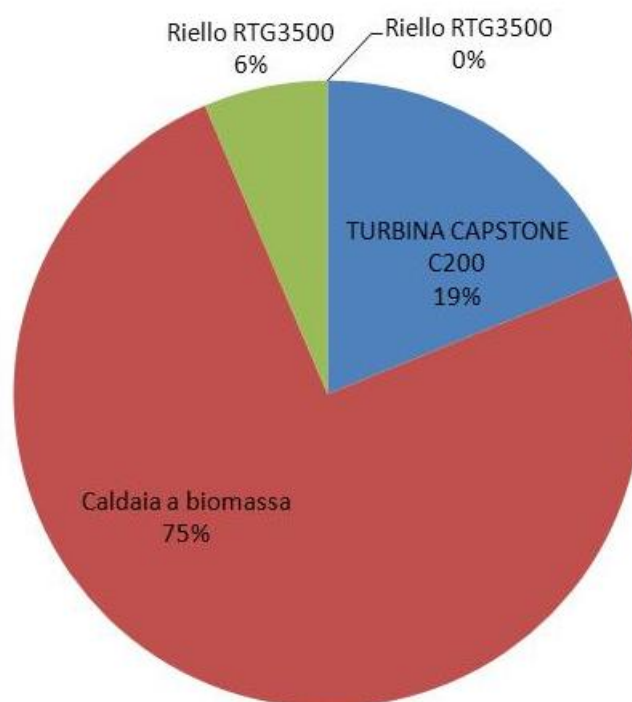


Figura 14 – Percentuale di calore prodotto dai generatori con turbina da 100 kW elettrici ed accumulo da 90 mc.

Modello		Turbina a gas	Caldaia a biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	TOTALE
P introdotta	MW	0,606	4,118	4,420	4,420	
P termica	MW	0,280	3,500	4,090	4,090	
P elettrica	MW	0,200				
Min. funzionamento		30%	30%			
Rendimento termico	MWh	46,2%	85,0%	92,5%	92,5%	
Rendimento elettrico	MWh	33,0%	0,0%			
Ore equivalenti	h	5.823	1.841	143	0	
En termica prodotta	MWh	1.631	6.445	583	0	8.659
En elettrica prodotta	MWh	1.165	0			1.165
Consumo combustibile	-	366.510	2.349.706	65.226	0	

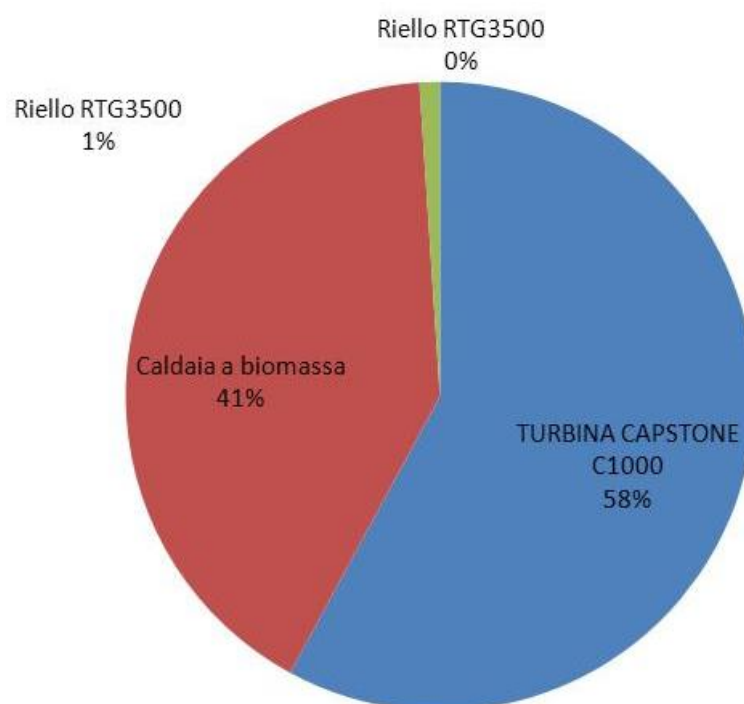
*Tabella 16 – Parametri di produzione della centrale con turbina da 200 kW elettrici ed accumulo termico da 90 mc.*



*Figura 15 – Percentuale di calore prodotto dai generatori con turbina da 200 kW elettrici ed accumulo da 90 mc.*

Modello		Turbina a gas	Caldaia a biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	TOTALE
P introdotta	MW	3,030	4,118	4,420	4,420	
P termica	MW	1,430	3,500	4,090	4,090	
P elettrica	MW	1,000				
Min. funzionamento		30%	30%			
Rendimento termico	MWh	47,2%	85,0%	92,5%	92,5%	
Rendimento elettrico	MWh	33,0%	0,0%			
Ore equivalenti	h	3.510	1.010	26	0	
En termica prodotta	MWh	5.019	3.535	105	0	8.660
En elettrica prodotta	MWh	3.510	0			3.510
Consumo combustibile	-	1.102.245	1.287.130	11.879	0	

*Tabella 17 – Parametri di produzione della centrale con turbina da 1.000 kW elettrici ed accumulo termico da 90 mc.*



*Figura 16 – Percentuale di calore prodotto dai generatori con turbina da 1.000 kW elettrici ed accumulo da 90 mc.*

#### 3.4.4 Preventivo di spesa

I costi di investimento sono comprensivi di:

- turbina a gas completa di compressore gas, skid fonoassorbente da esterno, caldaia a recupero;
- collegamenti idraulici all'impianto;
- linee di alimentazione del gas;
- parte elettrica di interfaccia con la linea in MT esistente della fondazione Mach;
- oneri per la sicurezza, spese per la progettazione ed imprevisti.

	Turbec T100	Capstone 200 kW	Capstone 1.000 kW
Totale Lavori	€ 247.750,00	€ 388.500,00	€ 1.348.500,00
Oneri di sicurezza	€ 7.432,50	€ 11.655,00	€ 40.455,00
Spese di progettazione	€ 19.820,00	€ 31.080,00	€ 107.880,00
Imprevisti	€ 12.387,50	€ 19.425,00	€ 67.425,00
Imponibile	€ 287.390,00	€ 450.660,00	€ 1.564.260,00
Totale (IVA 21%)	347.741,90 €	545.298,60 €	1.892.754,60 €

*Tabella 18 – Costi di investimento per l'installazione delle turbine a gas.*

#### 3.4.5 Analisi economica dell'investimento

Per valutare la convenienza ad installare una delle turbine proposte, sono stati confrontati i bilanci annuali indotti dall'impianto nei due casi seguenti:

1. Rete di teleriscaldamento alimentata prioritariamente dal generatore a biomassa; caldaie a metano di integrazione; acquisto di energia elettrica dalla rete.
2. Rete di teleriscaldamento alimentata prioritariamente dalle turbine; generatore a biomassa e caldaie a metano di integrazione; acquisto dalla rete della frazione di energia elettrica non prodotta dal motore.

Il confronto è stato effettuato considerando la domanda di calore a completa espansione (8.657 MWh immessi in rete, 7.965 MWh alle utenze) e la domanda attuale di energia elettrica (5.642 MWh).

Il funzionamento del cogeneratore sarà del tipo "ad inseguimento del carico termico" e non ad inseguimento del consumo di energia elettrica della Fondazione, quindi in estate le turbine saranno spente.

Durante le ore di funzionamento della centrale di teleriscaldamento, l'energia elettrica richiesta dalla Fondazione ed eccedente la produzione del cogeneratore sarà acquistata dalla rete.

Viceversa, l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore e non consumata dalla Fondazione verrà venduta alla rete.

#### 3.4.5.1

##### *Prezzi e ricavi unitari*

##### Costo di acquisto del cippato

Come indicato precedentemente il costo medio di acquisto del cippato è di 18,00 €/mst, franco centrale di teleriscaldamento, Iva al 10% esclusa.

##### Costo di acquisto del metano

Il metano usato per la generazione di energia elettrica gode della riduzione dell'accisa in ragione di 0,22 mc di metano per ogni kWh elettrico prodotto. Il costo unitario è di 0,4072 €/mc (Iva al 21% esclusa).

Se la taglia del cogeneratore è tale da garantire l'applicazione dell'accisa industriale, allora il costo della quota restante di metano è di 0,4193 €/mc (Iva al 21% esclusa), altrimenti si applica l'accisa civile ed il costo diventa pari a 0,58 €/mc (Iva al 21% esclusa).

##### Ricavo impresa

Il ricavo da riconoscere alla ditta che farà la gestione del calore è stato assunto pari 20% delle spese sostenute per gestire l'impianto.

##### Costo di manutenzione della turbina

Il costo di manutenzione delle turbina corrisponde a 10 €/MWh elettrico (Iva al 21% esclusa).

##### Costo di manutenzione ordinaria e spese di gestione centrale

Grazie alla curva di carico, è stato possibile simulare i consumi di energia elettrica della centrale, che si attestano su valori pari a circa 75 MWh/anno, per un costo di 12.000 €/anno (Iva esclusa). Il costo della manutenzione è stato invece assunto pari a 8.000 €/anno (Iva esclusa).

##### Costo unitario acquisto energia elettrica

L'energia elettrica acquistata dalla rete viene pagata (costi IVA inclusa):

- F1: 191,60 €/MWh
- F2: 190,83 €/MWh
- F3: 165,15 €/MWh

##### Prezzo vendita energia elettrica

L'energia elettrica venduta nelle ore in cui il cogeneratore lavora al massimo e la Fondazione non richiede l'intera potenza (costi IVA inclusa) vale:

- F1: 85,0 €/MWh
- F2: 87,0 €/MWh

- F3: 63,0 €/MWh

#### Credito di imposta per energia prodotta da biomassa

Il credito di imposta applicato al calore prodotto da biomassa e venduto alle utenze è pari a 25,80 €/MWh.

#### Titoli di efficienza energetica

I titoli acquisiti per la cogenerazione ad alto rendimento sono scambiati ad un costo di 95,00 €.

#### 3.4.5.2

##### *Analisi investimento*

Nelle tabelle seguenti sono riassunti i risultati economici dell'intervento che prevede l'installazione di micro turbine, risultati che sconsigliano il ricorso a questa tecnologia di cogenerazione, qualsiasi sia la taglia prescelta.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica	MWh	5.642
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
F1	MWh	1.339
F2	MWh	741
F3	MWh	1.227
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
Costo metano accisa industriale	€/mc	0,507
Costo metano accisa agevolata	€/mc	0,493
TEE	€	95,00
Manutenzione cogeneratore	€/MWhe	13,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
COGENERATORE		11%
CALDAIA A BIOMASSA		71%
CALDAIA A METANO		18%
P elettrica / P ter erogata	1,08%	> 10%
E elettrica / E termica	6,76%	> 10%
Accisa industriale	no	
Cippato	ton	2.246
Metano totale	mc	374.243
Metano agevolato	mc	128.733
Metano accisa civile	mc	245.510
Metano accisa industriale	mc	0
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	MWh	585
di cui in fascia F1		32,9%
di cui in fascia F2		24,2%
di cui in fascia F3		42,9%
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e consumata	MWh	585
di cui in fascia F1	MWh	193
di cui in fascia F2	MWh	142
di cui in fascia F3	MWh	251
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e venduta	MWh	0
di cui in fascia F1	MWh	0
di cui in fascia F2	MWh	0
di cui in fascia F3	MWh	0
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	5.057
TEE		60



Ammontare dell'investimento		€ 350.000,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.280.106,95
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 910.597,63
Spesa acquisto del calore		-€ 518.362,52
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€ 77.684,71
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€ 37.780,52
Spesa manutenzione cogeneratore (netto IVA)		-€ 253,79
Manutenzione ordinaria e costi vari di gestione (netto IVA)		-€ 0.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	20%	-€ 5.679,76
Imponibile		-€ 28.398,78
Totale con IVA		-€ 13.362,52
Manutenzione straordinaria motore (60.000 ore)		€ 0,00
Credito imposta		€ 167.013,20
TEE		€ 5.690,08
Vendita di energia elettrica		€ 0,00
Ricavi - Spese		-€ 1.256.256,87
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 23.850,08
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 350.000,00
PAYBACK SEMPLICE		16,14 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 151.980,58
VAN <sub>20</sub>		-€ 71.844,91
TIR <sub>20</sub>		2,18%

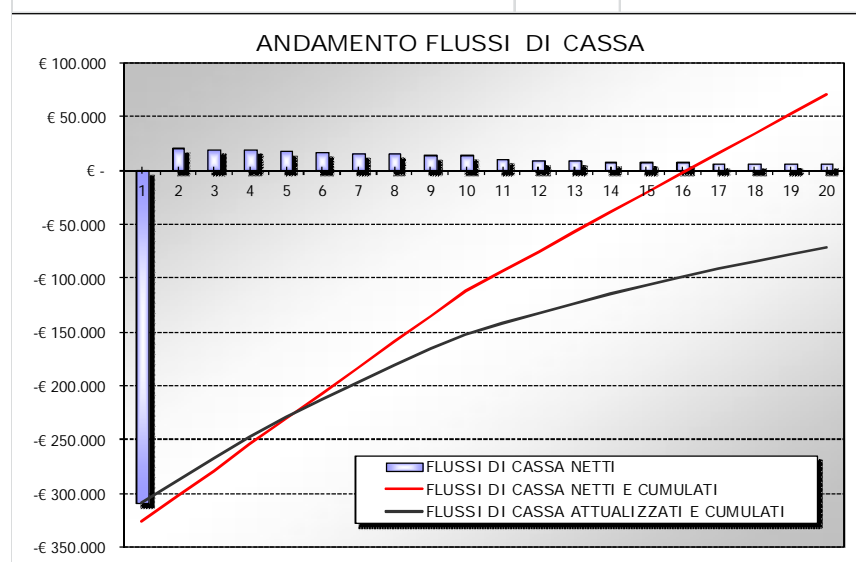


Figura 17 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di installazione di una turbina da 100 kW elettrici.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica	MWh	5.642
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
F1	MWh	1.339
F2	MWh	741
F3	MWh	1.227
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
Costo metano accisa industriale	€/mc	0,507
Costo metano accisa agevolata	€/mc	0,493
TEE	€	95,00
Manutenzione cogeneratore	€/MWhe	13,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
COGENERATORE		19%
CALDAIA A BIOMASSA		65%
CALDAIA A METANO		16%
P elettrica / P ter erogata	2,16%	> 10%
E elettrica / E termica	13,33%	> 10%
Accisa industriale	no	
Cippato	ton	2.049
Metano totale	mc	522.329
Metano agevolato	mc	254.047
Metano accisa civile	mc	268.283
Metano accisa industriale	mc	0
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	MWh	1.155
di cui in fascia F1		33,3%
di cui in fascia F2		24,4%
di cui in fascia F3		42,3%
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e consumata	MWh	1.155
di cui in fascia F1	MWh	384
di cui in fascia F2	MWh	281
di cui in fascia F3	MWh	489
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e venduta	MWh	0
di cui in fascia F1	MWh	0
di cui in fascia F2	MWh	0
di cui in fascia F3	MWh	0
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	4.487
TEE		122

Ammontare dell'investimento		€ 545.000,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.280.106,95
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 806.504,43
Spesa acquisto del calore		-€ 609.908,05
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€ 62.663,73
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€ 206.142,89
Spesa manutenzione cogeneratore (netto IVA)		-€ 4.438,37
Manutenzione ordinaria e costi vari di gestione (netto IVA)		-€ 20.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	20%	-€ 100.811,25
Imponibile		-€ 1.040.056,24
Totale con IVA		-€ 1.099.908,05
Manutenzione straordinaria motore (60.000 ore)		€ 0,00
Credito imposta		€ 152.952,53
TEE		€ 11.662,27
Vendita di energia elettrica		€ 0,00
Ricavi - Spese		-€ 1.251.797,68
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 28.309,27
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 545.000,00
PAYBACK SEMPLICE		> 20 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 303.202,98
VAN <sub>20</sub>		-€ 229.743,83
TIR <sub>20</sub>		-2,22%

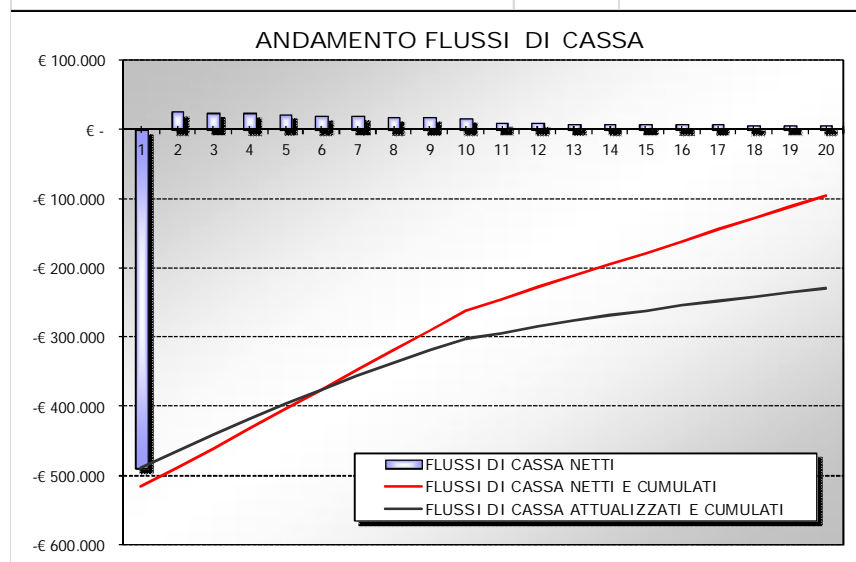


Figura 18 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di installazione di una turbina da 200 kW elettrici.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica	MWh	5.642
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
F1	MWh	1.339
F2	MWh	741
F3	MWh	1.227
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
Costo metano accisa industriale	€/mc	0,507
Costo metano accisa agevolata	€/mc	0,493
TEE	€	95,00
Manutenzione cogeneratore	€/MWhe	13,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
COGENERATORE		58%
CALDAIA A BIOMASSA		37%
CALDAIA A METANO		6%
P elettrica / P ter erogata	10,82%	> 10%
E elettrica / E termica	40,51%	> 10%
Accisa industriale	si	
Cippato	ton	1.152
Metano totale	mc	1.155.173
Metano agevolato	mc	771.818
Metano accisa civile	mc	0
Metano accisa industriale	mc	383.355
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	MWh	3.508
di cui in fascia F1		36,7%
di cui in fascia F2		22,8%
di cui in fascia F3		40,6%
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e consumata	MWh	3.254
di cui in fascia F1	MWh	1.287
di cui in fascia F2	MWh	741
di cui in fascia F3	MWh	1.227
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e venduta	MWh	255
di cui in fascia F1	MWh	0
di cui in fascia F2	MWh	58
di cui in fascia F3	MWh	197
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	2.388
TEE		384

Ammontare dell'investimento		€ 1.890.000,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.280.106,95
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 430.531,98
Spesa acquisto del calore		-€ 923.319,84
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€ 9.104,51
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€ 57.846,64
Spesa manutenzione cogeneratore (netto IVA)		-€ 3.508,25
Manutenzione ordinaria e costi vari di gestione (netto IVA)		-€ 20.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	20%	-€ 62.614,85
Imponibile		-€ 63.074,25
Totale con IVA		-€ 23.319,84
Manutenzione straordinaria motore (60.000 ore)		€ 0,00
Credito imposta		€ 83.897,89
TEE		€ 36.480,94
Vendita di energia elettrica		€ 17.052,60
Ricavi - Spese		-€ 1.216.420,39
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 63.686,56
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 1.890.000,00
PAYBACK SEMPLICE		> 20 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 1.311.423,71
VAN <sub>20</sub>		-€ 1.191.371,92
TIR <sub>20</sub>		-7,99%

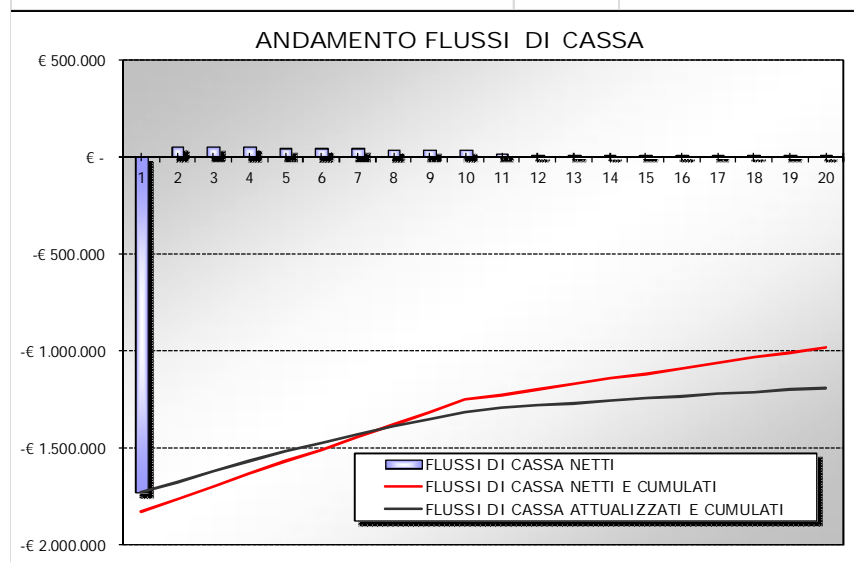


Figura 19 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di installazione di una turbina da 1.000 kW elettrici.

### 3.5 Installazione di un motore cogenerativo a gas

In questo scenario si è ipotizzato di installare un motore alternativo a gas completo di recupero termico dalle camice e dai fumi, che intervenga prioritariamente rispetto alla caldaia a biomassa.

Come nel caso precedente, l'impianto è dotato di accumulo termico caricato sia dalla caldaia a biomassa che dal motore.

In questo studio di fattibilità è stato ipotizzato di installare il motore in corrispondenza della tettoia che c'è all'esterno della sala caldaie a metano, in apposito skid insonorizzato da esterno.

#### 3.5.1 *Scelta della taglia del motore*

La taglia minima che garantisce il più veloce ritorno economico dell'investimento è quella che assicura l'applicazione dell'accisa industriale al metano consumato (come indicato al Paragrafo 3.4.1), ovvero 1 MW elettrico.

#### 3.5.2 *Autorizzazioni*

L'installazione del motore richiede l'acquisizione delle autorizzazioni e dei nulla osta rilasciate dal Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia (APRIE), dal Servizio Emissioni in Atmosfera dell'Agenzia Provinciale per la Protezione dell'Ambiente (APPA), dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco e dal Comune di S. Michele all'Adige.

#### 3.5.3 *Bilancio energetico della centrale*

Si riportano in tabella i parametri di funzionamento della centrale in questo nuovo scenario.

Il motore non copre la domanda di elettricità della Fondazione, ma produce solo quando c'è una domanda di calore utile (in estate il cogeneratore è spento) e questa scelta è legata al fatto che far lavorare il cogeneratore solo per produrre energia elettrica non è competitivo rispetto all'acquisto in rete.

L'installazione di un motore da 1 MW elettrico permette, inoltre, di ridimensionare la taglia della caldaia a cippato, portandola dai 3,5 MW attuali a 2,5 MW.

Modello		Motore	Caldaia a biomassa	Riello RTG3500	Riello RTG3500	Totale
P introdotta	MW	2,670	2,941	4,420	4,420	
P termica utile	MW	1,248	2,500	4,090	4,090	11,93
P elettrica	MW	1,064				1,06
Minimo funzionamento		50%	30%			
Rendimento termico	MWh	46,7%	85,0%	92,5%	92,5%	
Rendimento elettrico	MWh	39,9%	0,0%			
Ore equivalenti	h	3.734	1.361	146	0	
Energia termica prodotta	MWh	4.660	3.403	597	0	8.660
Energia elettrica prodotta	MWh	3.973	0			3.973
Consumo combustibile	Nmc o kg	1.033.220	1.239.196	66.729	0	

Tabella 19 – Parametri di produzione della centrale con motore endotermico da 1.000 kW elettrici ed accumulo termico da 90 mc.

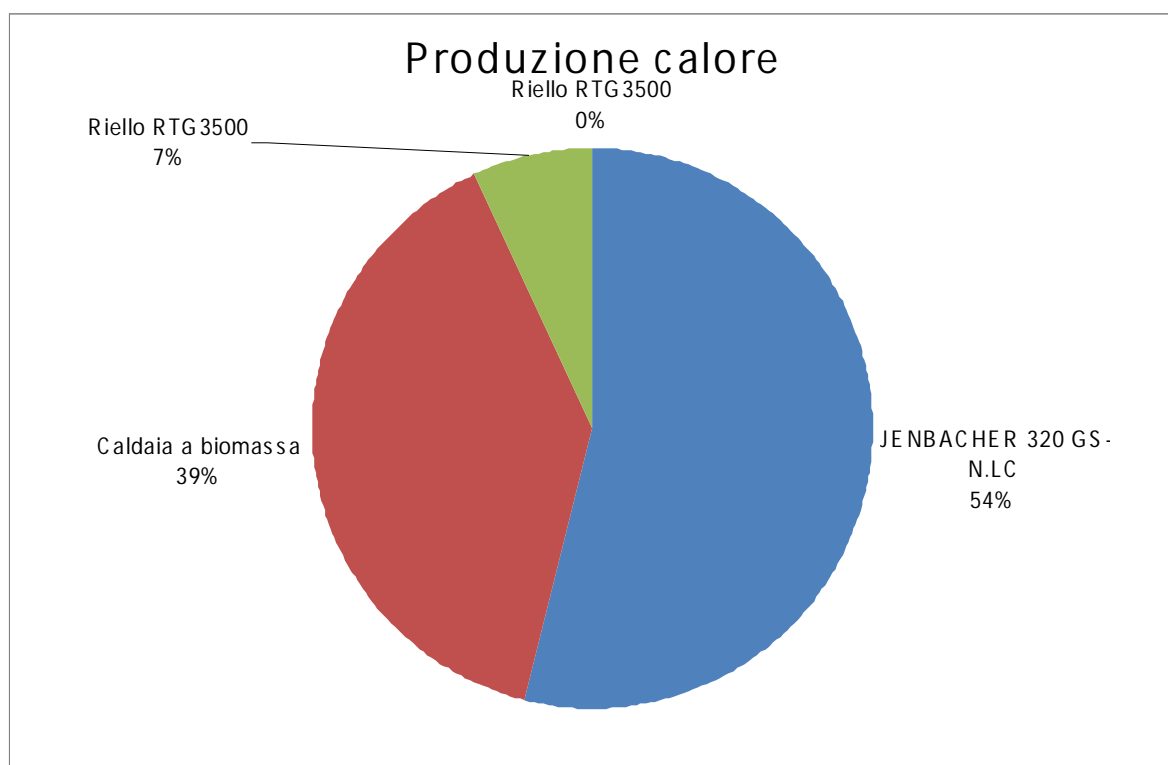


Figura 20 – Percentuale di calore prodotto dai generatori con motore da 1.000 kW elettrici ed accumulo da 90 mc.

#### 3.5.4 *Preventivo di spesa e quadro economico*

I costi di investimento riportati di seguito sono comprensivi di:

- motore a gas completo di skid fonoassorbente da esterno
- caldaia a recupero con dispositivo di by-pass
- sistema di ventilazione
- circuiti di carico/scarico olio lubrificante
- circuito di dissipazione di emergenza
- circuito di raffreddamento intercooler
- collegamenti idraulici all'impianto
- linee di alimentazione del gas e rampa gas
- parte elettrica di interfaccia con la linea in MT esistente della fondazione Mach

Per la formulazione dei costi del cogeneratore sono stati considerati dei valori parametrici calcolati facendo riferimento a preventivi di macchine simili in possesso dello studio PTE.

Per i costi delle altre apparecchiature si è fatto riferimento a prezziari e all'esperienza maturata dallo studio di progettazione.

Fornitura, posa in opera e messa in servizio di impianto di cogenerazione a metano, completo di skid insonorizzato e ventilato, rampa gas, radiatore intercooler, radiatore di emergenza, caldaia a recupero, sistema by-pass, ciminiera insonorizzata, sistema di stoccaggio olio fresco/esausto, quadri di comanda, regolazione e controllo	734.118 €
Fornitura e posa in opera di quadristica, trasformatore e cablaggi elettrici	112.500 €
Fornitura e posa in opera di pompe di circolazione, valvole a tre vie miscelatrici, valvolame e collegamenti idraulici per cogeneratore; linea alimentazione gas.	40.000 €
Totale lavori	886.618 €

*Tabella 20 – Costi di investimento per l'installazione del motore a gas.*



### QUADRO ECONOMICO

Redatto ai sensi dell'art.17 del Regolamento di attuazione della legge Quadro in materia di Lavori Pubblici (DPR 554/99)

A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 886.618,49
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 26.598,55
B)	Importo dei lavori da appaltare [A)+ 1.B)]	€ 913.217,05
Somme a disposizione della stazione appaltante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilievi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 68.491,28
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 68.491,28
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 136.982,56
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 220.541,92
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 220.541,92
	TOTALE (IVA inclusa) [B)+C)+D)]	€ 1.270.741,52
	TOTALE (IVA esclusa) [B)+C)]	€ 1.050.199,60

Tabella 21 – Quadro economico per l'installazione del motore a gas.

#### 3.5.5

#### Analisi economica dell'investimento

Per valutare la convenienza dell'installazione del motore endotermico, sono stati confrontati i bilanci annuali nei due casi seguenti:

1. Rete di teleriscaldamento alimentata prioritariamente dal generatore a biomassa; caldaie a metano di integrazione. Acquisto di energia elettrica dalla rete.
2. Rete di teleriscaldamento alimentata prioritariamente dal motore; generatore a biomassa e caldaie a metano di integrazione. Acquisto dalla rete della frazione di energia elettrica non prodotta dal motore.

#### *3.5.5.1 Prezzi e ricavi unitari*

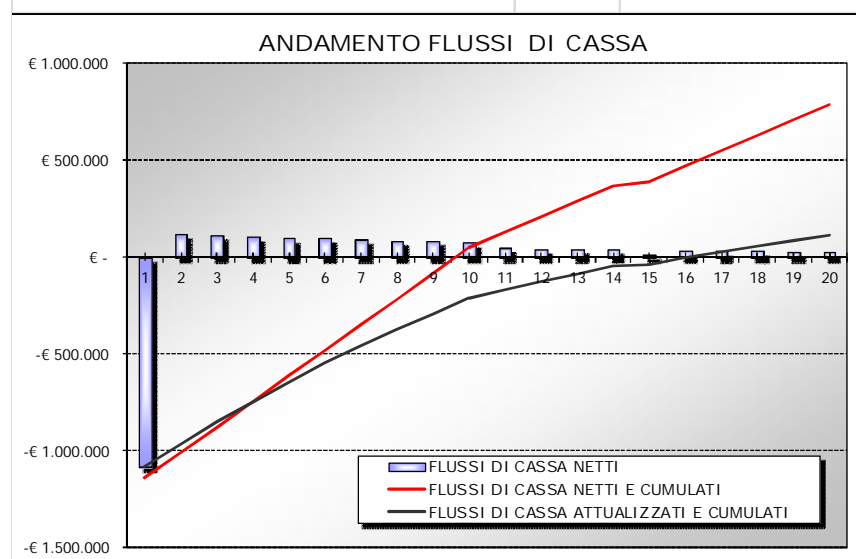
Per i prezzi ed i ricavi unitari vale quanto indicato al Paragrafo 3.4.5.1. Analisi investimento

#### *3.5.5.2 Analisi economica*

Si riportano due diverse analisi, la prima relativa al caso che la Fondazione consumi l'energia elettrica consumata nel 2012 (5.642 MWh), la seconda che ipotizza che i consumi elettrici aumentassero a 6.000 MWh all'anno.

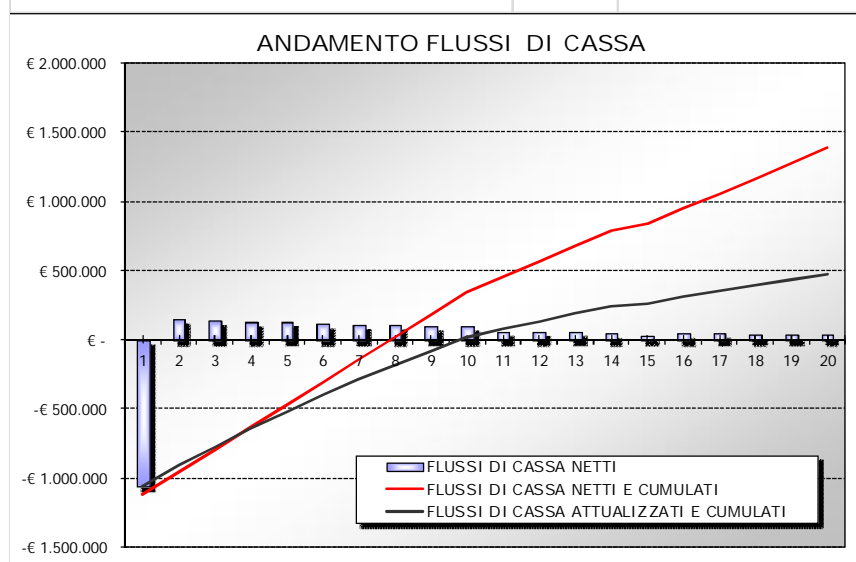
ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (Iorido IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica	MWh	5.642
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
F1	MWh	1.339
F2	MWh	741
F3	MWh	1.227
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
Costo metano accisa industriale	€/mc	0,507
Costo metano accisa agevolata	€/mc	0,493
TEE	€	95,00
Manutenzione cogeneratore	€/MWhe	13,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
COGENERATORE		54%
CALDAIA A BIOMASSA		39%
CALDAIA A METANO		7%
P elettrica / P ter erogata	11,51%	> 10%
E elettrica / E termica	46,00%	> 10%
Accisa industriale	si	
Cippato	ton	1.235
Metano totale	mc	1.102.659
Metano agevolato	mc	876.361
Metano accisa civile	mc	0
Metano accisa industriale	mc	226.298
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	MWh	3.983
di cui in fascia F1		35,3%
di cui in fascia F2		23,2%
di cui in fascia F3		41,5%
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e consumata	MWh	3.306
di cui in fascia F1	MWh	1.339
di cui in fascia F2	MWh	741
di cui in fascia F3	MWh	1.227
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e venduta	MWh	677
di cui in fascia F1	MWh	68
di cui in fascia F2	MWh	184
di cui in fascia F3	MWh	426
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	2.336
TEE		549

Ammontare dell'investimento		€ 1.276.266,48
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.280.106,95
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 421.530,84
Spesa acquisto del calore		-€ 907.587,89
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€ 5.477,08
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€ 51.783,53
Spesa manutenzione cogeneratore (netto IVA)		-€ 2.797,49
Manutenzione ordinaria e costi vari di gestione (netto IVA)		-€ 20.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	20%	-€ 60.014,53
Imponibile		-€ 50.072,63
Totale con IVA		-€ 907.587,89
Manutenzione straordinaria motore (60.000 ore)		-€ 60.000,00
Credito imposta		€ 80.455,80
TEE		€ 52.136,36
Vendita di energia elettrica		€ 48.582,87
Ricavi - Spese		-€ 1.147.943,69
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 132.163,26
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 1.276.266,48
PAYBACK SEMPLICE		10,18 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		16,20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 213.534,03
VAN <sub>20</sub>		€ 112.729,23
TIR <sub>20</sub>		6,99%



ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica	MWh	6.000
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
F1	MWh	1.484
F2	MWh	821
F3	MWh	1.359
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
Costo metano accisa industriale	€/mc	0,507
Costo metano accisa agevolata	€/mc	0,493
TEE	€	95,00
Manutenzione cogeneratore	€/MWhe	13,00
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
COGENERATORE		54%
CALDAIA A BIOMASSA		39%
CALDAIA A METANO		7%
P elettrica / P ter erogata	11,51%	> 10%
E elettrica / E termica	46,00%	> 10%
Accisa industriale	si	
Cippato	ton	1.235
Metano totale	mc	1.102.659
Metano agevolato	mc	876.361
Metano accisa civile	mc	0
Metano accisa industriale	mc	226.298
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore	MWh	3.983
di cui in fascia F1		35,3%
di cui in fascia F2		23,2%
di cui in fascia F3		41,5%
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e consumata	MWh	3.587
di cui in fascia F1	MWh	1.407
di cui in fascia F2	MWh	821
di cui in fascia F3	MWh	1.359
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e venduta	MWh	396
di cui in fascia F1	MWh	0
di cui in fascia F2	MWh	103
di cui in fascia F3	MWh	293
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	2.413
TEE		549

Ammontare dell'investimento		€ 1.276.266,48
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.089.687,42
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.345.124,97
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 435.399,95
Spesa acquisto del calore		-€ 907.587,89
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€ 5.477,08
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€ 51.783,53
Spesa manutenzione cogeneratore (netto IVA)		-€ 2.797,49
Manutenzione ordinaria e costi vari di gestione (netto IVA)		-€ 0.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	20%	-€ 60.014,53
Imponibile		-€ 50.072,63
Totale con IVA		-€ 907.587,89
Manutenzione straordinaria motore (60.000 ore)		-€ 60.000,00
Credito imposta		€ 80.455,80
TEE		€ 52.136,36
Vendita di energia elettrica		€ 27.447,46
Ricavi - Spese		-€ 1.182.948,21
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 162.176,76
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 1.276.266,48
PAYBACK SEMPLICE		7,87 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		9,87 anni
VAN <sub>10</sub>		€ 12.696,44
VAN <sub>20</sub>		€ 471.401,94
TIR <sub>20</sub>		11,37%



### 3.6 Installazione di un cogeneratore a biomassa

La produzione di energia elettrica da biomassa è incentivata dalla tariffa omnicomprensiva di cui al Dm Sviluppo economico 6 luglio 2012.

Il contributo si calcola sommando la tariffa base (che varia in base alla potenza, al tipo di combustibile ed all'anno di entrata in esercizio dell'impianto) con il premio di cogenerazione ad alto rendimento ed il premio per le emissioni in impianti performanti.

Se il combustibile ricade nella definizione di "Prodotti di origine biologica" di cui al decreto, la tariffa base vale:

- 229 €/kWh per impianti con potenza elettriche minori di 300 kW;
- 180 €/kWh per impianti con potenza elettriche minori di 1.000 kW;

Se il combustibile ricade invece nella definizione di "Sottoprodotti di origine biologica" (p.es. scarti di segheria) di cui al decreto, la tariffa base vale:

- 257 €/kWh per impianti con potenza elettriche minori di 300 kW;
- 209 €/kWh per impianti con potenza elettriche minori di 1.000 kW.

La tariffa base deve essere decurtata del 2% per ogni anno successivo al 2013 in cui entra in esercizio l'impianto.

Il premio CAR vale 40 €/MWh quello per le emissioni performanti 30 €/MWh.

Nello scenario presentato si è ipotizzato di installare la più piccola taglia elettrica presente sul mercato (macchina Adoratec AD300), per beneficiare della tariffa maggiore, per sostenere i minori costi di investimento e soprattutto per produrre la minore potenza termica possibile. Gli impianti con ORC presentano infatti rendimenti elettrici bassi (inferiori al 16% della potenza contenuta nel combustibile) e, per contro, generano una grande quantità di calore (rendimento termico al combustibile = 69%).

La taglia da 300 kW elettrici pensata a servizio della Fondazione Mach genera calore per 1.350 kW. Il funzionamento al carico minimo è pari a circa 1/3 delle condizioni a pieno carico.

Il valore della tariffa omnicomprensiva, assumendo che l'impianto entri in esercizio nel 2015, che goda del premio CAR e di quello emissioni performanti, risulta:

$$257,00 \text{ €/MWh} \times (1-0,02) \times (1-0,02) + 40,00 \text{ €} + 30,00 \text{ €} = 316,82 \text{ €}$$

Il Decreto stabilisce che alla tariffa va decurtato forfettariamente il 17% per gli assorbimenti elettrici (valore del contributo = 262,96 €/MWh).

L'applicazione del premio emissioni performanti richiede l'abbattimento in continuo degli NOx con urea (sistema SNCR) e l'installazione di un sistema di monitoraggio in continuo degli inquinanti (polveri, monossido di carbonio, ossidi di azoto e zolfo).

Gli impianti dovranno essere installati in un nuovo edificio dedicato, che ospiterà:

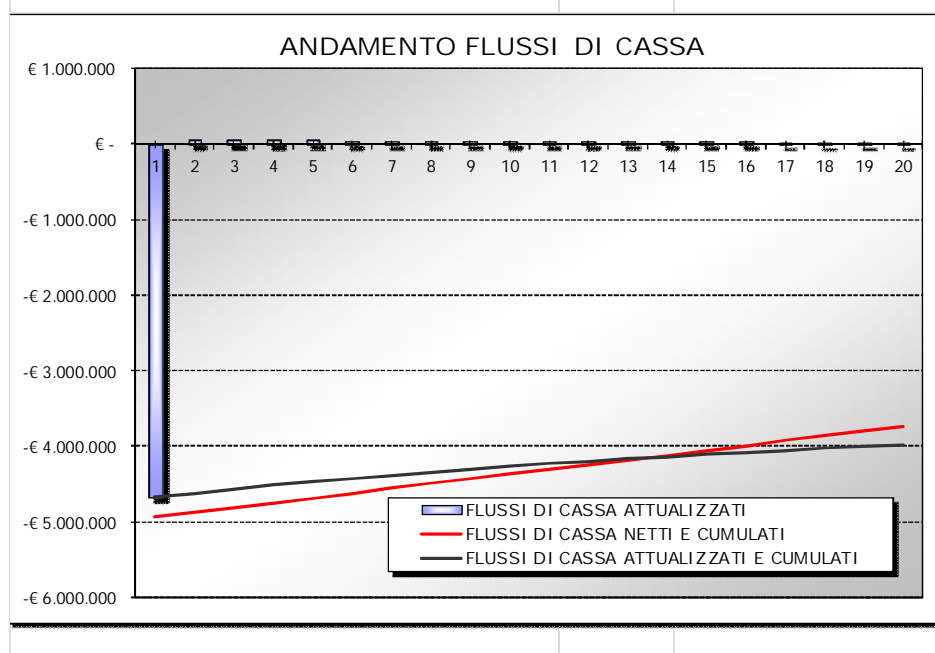
- Caldaia ad olio diatermico e gruppo ORC da 300 kW elettrici
- Linea di trattamento fumi
- Sistema automatico di estrazione delle ceneri
- Dispositivi elettrici (trasformatori, quadri elettrici)
- Pompe di rete
- Dispositivo di smaltimento calore di emergenza

L'ammontare dell'investimento è di 5.230.000 €, i risparmi generati rispetto alla generazione di calore con caldaia a biomassa ad acqua calda attiva al 90% sono circa 240.000 €/anno. L'investimento non si ripaga come mostrato di seguito.



ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Calore prodotto	MWh	8.657
Calore alle utenze	MWh	7.965
Domanda di energia elettrica annuale	MWh	5.642
F1	%	40,5%
F2	%	22,4%
F3	%	37,1%
Domanda di energia elettrica maggio - settembre	MWh	2.336
Domanda di energia elettrica da ottobre ad aprile	MWh	3.306
di cui in fascia F1	MWh	1.339
di cui in fascia F2	MWh	741
di cui in fascia F3	MWh	1.227
Costo Energia elettrica F1	€/MWh	191,60
Costo Energia elettrica F2	€/MWh	190,83
Costo Energia elettrica F3	€/MWh	165,15
Prezzo di acquisto del calore (BIO=90%)	€/MWh	55,29
Credito di imposta su calore prodotto da biomassa e venduto	€/MWh	25,80
Prezzo di vendita energia elettrica F1	€/MWh	85,00
Prezzo di vendita energia elettrica F2	€/MWh	87,00
Prezzo di vendita energia elettrica F3	€/MWh	63,00
Costo del cippato	€/ton	76,15
Costo metano accisa civile	€/mc	0,702
TO	€/MWhe	316,82
Assorbimento ausiliari di centrale	%	17%
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
CALDAIA A BIOMASSA		90%
CALDAIA A METANO		10%
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
ORC + biomassa		56%
CALDAIA A METANO		43%
P elettrica / P ter erogata	3,25%	> 10%
E elettrica / E termica	12,53%	> 10%
Accisa industriale	no	
Cippato	ton	2.180
Metano totale	mc	421.685
Metano agevolato	mc	0
Metano accisa civile	mc	421.685
Metano accisa industriale	mc	0
Energia elettrica prodotta dal cogeneratore e immessa in rete	MWh	1.085
Energia elettrica acquistata dalla rete	MWh	5.642
TEE		0

Ammontare dell'investimento		€ 4.999.388,69
Caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 440.384,85
Credito imposta		€ 184.947,30
Ricavi - Spese		-€ 1.280.106,95
Cogeneratore + caldaia a biomassa + serbatoi + caldaie a metano		
Spesa acquisto energia elettrica		-€ 1.024.669,40
Spesa acquisto del calore		-€ 593.538,21
Spesa acquisto cippato (netto IVA)		-€50.950,01
Spesa acquisto metano (netto IVA)		-€44.577,43
Spesa manutenzione impianto (netto IVA)		-€0.000,00
Ricavo impresa (netto IVA)	17%	-€5.000,00
Imponibile		-€90.527,44
Totale con IVA		-€93.538,21
Credito imposta		€ 115.853,62
TO		€ 285.292,41
Ricavi - Spese		-€ 1.217.061,58
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 63.045,37
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 4.999.388,69
PAYBACK SEMPLICE		> 20 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 4.263.544,63
VAN <sub>20</sub>		-€ 3.985.340,75
TIR <sub>20</sub>		-11,37%



## 4 RAFFRESCAMENTO ESTIVO

---

### 4.1 Introduzione

In questo capitolo si prende in considerazione la possibilità di raffreddare le utenze localizzate nella zona centrale della Fondazione, nei pressi dell'Università, confrontando diverse soluzioni alternative tra loro:

1. Installazione presso ogni utenza di gruppi condensati ad aria;
2. Centralizzazione della produzione del freddo con gruppi frigo condensati ad acqua di pozzo, realizzazione di una rete di teleraffrescamento per la distribuzione di acqua raffrescata a 7°C alle utenze, installazione di scambiatori di calore presso le utenze per alimentare gli impianti di raffrescamento;
3. Distribuzione alle utenze di acqua fredda ed installazione presso ogni utenza di un gruppo frigo condensato ad acqua. Saranno presi in considerazione due casi alternativi per alimentare le utenze con:
  - a. l'acqua sfiorata dalle vasche del centro ittico
  - b. l'acqua appositamente emunta dal sottosuolo.

L'uso di una sorgente a bassa temperatura come l'acqua di falda garantisce dei rendimenti di ciclo molto elevati, rispetto ad esempio all'utilizzo di aria atmosferica.

Il valore che misura l'efficienza è il rapporto tra il calore asportato all'utenza e l'energia elettrica assorbita per il funzionamento del gruppo frigorifero che ha asportato tale calore. Tale valore si esprime con la sigla EER. Per i gruppi condensati ad acqua il valore stagionale dell'EER è dell'ordine di 5,5 per quelli ad aria dell'ordine di 2,5.

In termini di spesa di energia elettrica, il gruppo condensato ad acqua consuma circa la metà dell'energia elettrica consumata dal gruppo condensato ad aria.

Il ciclo effettuato dal fluido frigorifero consiste in:

- Evaporazione del fluido frigorifero con assorbimento di calore dal circuito di ritorno dell'utenza e conseguente produzione di acqua gelida a 7°C da inviare all'utenza;
- Compressione del fluido frigorifero fino allo stato liquido con aumento del livello di pressione (consumo di energia elettrica);
- Condensazione del fluido frigorifero, con rilascio di calore al fluido di raffreddamento (acqua di falda o aria atmosferica);
- Espansione del fluido frigorifero fino allo stato gassoso.

## 4.2 Fabbisogni frigoriferi

Si riportano in tabella i fabbisogni frigoriferi delle utenze allacciate alla rete di teleraffrescamento. Come si evince dalla tabella, la maggior parte delle utenze indicate non sono ancora realizzate. Le volumetrie indicate sono quelle del Master Plan.

Utenza	Volume [mc]	P frigo [kWh]
Sede CRI (Ex-stazione sperimentale)	4.170	75
CTT	5.742	103
Biblioteca	4.800	86
Laboratori/SPAZI FUTURI	8.790	158
Centro attività studentesche	4.092	74
Palazzina chimica - metabolomica	11.580	208
Cantina microvinificazione	4.000	72
Totale	43.173	777

*Tabella 22 – Stima dei fabbisogni di freddo.*

Le potenze frigorifere dovranno essere confermate una volta nota la struttura dell'edificio, attraverso opportuni software di calcolo, che stimino il contributo degli apporti gratuiti di calore esterni ed interni alla struttura. I valori riportati in tabella sono infatti di prima stima. Alla bocca di centrale è prevista una richiesta frigorifera di 622 kW, considerando un coefficiente di contemporaneità dell'80%.

## 4.3 Installazione di gruppi frigo condensati ad aria

In questo paragrafo si analizza lo scenario che prevede l'installazione presso ciascuna utenza di gruppi frigo condensati ad aria eroganti le potenze frigo indicate nella tabella precedente.

Si è ipotizzato di installare gruppi frigo da esterno, con compressori rotativi di tipo Scroll e batteria di condensazione allettata in alluminio.

In nessun caso è stato previsto di mettere un gruppo di scorta. Per la formulazione dei costi dei gruppi sono stati considerati dei valori parametrici calcolati facendo riferimento a preventivi di macchine simili in possesso dello studio PTE.

I costi di allaccio agli impianti di climatizzazione di utenza sono esclusi dalle stime di spesa presentate in questo e nei prossimi paragrafi.

QUADRO ECONOMICO		
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 340.215,19
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 10.206,46
B)	Importo dei lavori da appaltare [A)+ 1.B)]	€ 350.421,65
Somme a disposizione della stazione appaltante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilievi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 28.033,73
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 28.033,73
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 56.067,46
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 85.362,71
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 85.362,71
TOTALE (IVA inclusa) [B)+C)+D)]		€ 491.851,83
TOTALE (IVA esclusa) [B)+C)]		€ 406.489,11

*Tabella 23 – Quadro economico per installare gruppi frigo condensati ad aria presso ogni utenza. In nessun caso è stata considerata l'installazione di gruppi di scorta.*

Ipotizzando di raffrescare da giugno ad agosto, durante le ore diurne dei giorni settimanali, si ottengono circa 500 ore di funzionamento degli impianti. In tabella è riportata la stima del costo di energia elettrica consumata per il funzionamento dei gruppi (costo energia elettrica = 188 €/MWh, Iva compresa).

	UdM	Gruppo condensato ad aria
Potenza frigo	kW	777
Ore equivalenti	h	500
Energia frigorifera	kWh	388.500
COP medio stagionale		2,5
Energia elettrica assorbita	kWh	155.400
Costo elettricità (Iva compresa)	€	29.220

*Tabella 24 – Stima della spesa annuale di energia elettrica per il funzionamento dei gruppi condensati ad aria.*

#### 4.4 Rete di teleraffrescamento

##### 4.4.1 Descrizione dell'intervento

Il secondo scenario proposto vede la realizzazione di un locale dedicato presso il quale posizionare due gruppi frigo condensati ad acqua di pozzo, la stazione di pompaggio della rete di teleraffrescamento e un serbatoio inerziale.

Per garantire la potenza frigorifera di progetto, è stato ipotizzato di installare due gruppi frigo di taglia pari al 75% della potenza richiesta (=466 kW), in modo che in caso di avaria di uno, l'altro riesce comunque a fornire una buona frazione di potenza a tutte le utenze allacciate.

Cautelativamente, è stato previsto di dover realizzare un nuovo pozzo, dotato di pompa sommergibile a velocità variabile e colonna di mandata in acciaio inox (profondità ipotizzata: 25 m, diametro del perforo: 300 mm).

In tabella sono riportati i valori per quantificare la portata prelevata dal sottosuolo:

Potenza frigo	kW	622
COP		5,5
Potenza elettrica	kW	113
Potenza condensatore	kW	735
T pozzo (T mandata al condensatore )	°C	12
T ritorno condensatore	°C	24
Q emunta dal sottosuolo	kg/sec	14,6
Q emunta dal sottosuolo	mc/h	54,2

*Tabella 25 – Calcolo della portata emunta dal sottosuolo.*

I gruppi frigo produrranno acqua gelida a 7°C che verrà veicolata alle utenze da una nuova rete di teleraffrescamento. La temperatura del fluido di ritorno è stata ipotizzata pari a 12°C. La portata sarà veicolata tramite tre pompe da 55 mc/h l'una, di cui due in esercizio ed una di scorta.

Potenza frigo	kW	622
T mandata	°C	7
T ritorno	°C	12
Q rete teleraffrescamento	kg/sec	29,7
Q rete teleraffrescamento	mc/h	110,1

*Tabella 26 – Calcolo della portata circolata dalla rete di teleraffrescamento.*

I gruppi frigo saranno separati dalla rete da un serbatoio inerziale interposto per migliorare il funzionamento dei compressori dei gruppi.

Presso le utenze saranno installati degli scambiatori di calore per separare la rete dai circuiti secondari di utenza. Gli impianti secondari di utenza lavoreranno con temperature di mandata non minori di 8°C e temperature di ritorno non minori di 13°C.

La condensazione con acqua di pozzo produrrà acqua a temperatura di 24°C che verrà smaltita in roggia superficiale.

Considerando che le macchine frigorifere lavorano quasi sempre ai carichi parziali, il condensatore verrà alimentato a portata variabile e la pompa da pozzo avrà pertanto l'inverter.

La tavola SE.03 mostra lo sviluppo della rete di teleraffrescamento e lo spazio adibito a centrale frigorifera.

#### 4.4.2

#### *Autorizzazioni*

La produzione di freddo con gruppi condensati ad acqua di falda è subordinata all'ottenimento di autorizzazioni provinciali e comunali.

Gli Enti coinvolti sono:

- Servizio gestione risorse idriche ed energetiche della PAT a cui va richiesta l'autorizzazione al prelievo di acqua di pozzo per scopi di climatizzazione.
- (Eventualmente) lo sportello delle autorizzazioni dell'APPA per l'autorizzazione allo scarico dell'acqua ed il comune per dichiarare l'aumento della portata scaricata

Come riferito dal tecnico della PAT contattato, non è proibito realizzare un nuovo pozzo per produrre freddo, ma l'approvazione è subordinata al parere favorevole dell'Ente preposto alla salvaguardia dell'acquifero.

Alla domanda andrà allegata una relazione che evidenzi i vantaggi dell'intervento e la bontà della scelta tecnica, rispetto ad altre modalità di produrre freddo.

Il Servizio provinciale di gestione delle risorse idriche ha inoltre indicato di preferire quegli interventi che emungono acqua dal sottosuolo tramite pozzi già concessionati.

Per quanto riguarda la restituzione dell'acqua all'ambiente, che nel processo di condensazione assorbe calore dal fluido di lavoro della macchina frigorifera riscaldandosi di qualche grado, andrà verificato con il Comune per capire se la portata rilasciata è compatibile con quanto già concessionato.

Le acque possono essere convogliate in roggia superficiale o, se questo non fosse possibile, disperse negli strati superficiali del sottosuolo con pozzi a dispersione e trincea drenante, purché la falda sia ad una profondità superiore ad almeno 2 m rispetto al livello minimo nei pozzi a dispersione. La temperatura di rilascio massima ammessa in roggia superficiale è pari a 30°C. Nell'analisi presentata si è ipotizzato di scaricare la acque in roggia superficiale, sfruttando la rete della Fonazione Mach esistente.



#### 4.4.3

#### *Preventivo di spesa e quadro economico*

Il costo dei gruppi frigo deriva da una specifica offerta richiesta ad un venditore di macchine, gli altri costi da prezzari e dall'esperienza maturata dallo studio di progettazione.

Terebrazione di pozzo profondità 25 m, installazione di tubo camicia DN250, colonna di mandata in acciaio inox, pompa sommergibile a giri variabile, comprese prove di emungimento e collegamento idraulico ed elettrico alla centrale.	29.000 €
Fornitura e posa in opera impianti di centrale: - due gruppi frigo a vite da 490 kWf - due pompe sul circuito evaporatore - puffer da 2.000 l - tre pompe di rete - collegamenti idraulici coibentati e valvolame - quadri elettrici e cablaggi - collegamento dello scarico alla rete fognaria esistente affluente alla roggia.	200.000 €
Opere edili per la realizzazione centrale (edificio 10,0 x 10,0 x h = 4,0 m)	57.000 €
Rete di teleraffrescamento e sottocentrali di utenza	246.000 €
<b>Totale lavori</b>	<b>532.000 €</b>

*Tabella 27 – Spesa dei lavori per la realizzazione di un impianto di teleraffrescamento a servizio delle utenze della zona centrale della Fondazione Mach.*

QUADRO ECONOMICO		
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 532.000,00
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 15.960,00
B)	Importo dei lavori da appaltare [A) + 1.B)]	€ 547.960,00
	Somme a disposizione della stazione appaltante per:	
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilevi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 43.836,80
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 43.836,80
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 87.673,60
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 133.483,06
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 133.483,06
	TOTALE (IVA inclusa) [B) + C) + D)]	€ 769.116,66
	TOTALE (IVA esclusa) [B) + C)]	€ 635.633,60

*Tabella 28 – Quadro economico per la realizzazione di un impianto di teleraffrescamento a servizio delle utenze della zona centrale della Fondazione Mach*

#### 4.4.4

#### *Analisi economica dell'investimento*

Per valutare la convenienza a realizzare una rete di distribuzione del freddo è stata confrontata l'extra costo per realizzare l'impianto di cui al quadro economico di Tabella 28, rispetto a quanto descritto al 4.3 per l'installazione di gruppi condensati ad aria.

Le spese confrontate sono:

- Spesa dell'energia elettrica per il funzionamento dei gruppi condensati ad aria
- Spesa dell'energia elettrica per il funzionamento dei gruppi condensati ad acqua e costi di pompaggio (pompa del pozzo, pompe di rete e pompe in centrale).

Come mostra l'immagine seguente, la realizzazione di una rete di teraaffrescamento non è economicamente conveniente.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Investimento Gruppi condensati ad aria		€ 491.851,83
Investimento Gruppi condensati ad acqua e rete teleraffrescamento		€ 769.116,66
Extracosto		€ 277.264,83
Domanda di freddo	MWh	388
Prezzo di acquisto energia elettrica	€/MWh	188,00
Produzione con gruppi condensati ad aria installati presso ogni utenza		
COP		2,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 29.177,60
Ricavi - Spese		-€ 29.177,60
Produzione con gruppi centralizzati condensati ad aria e rete teleraffrescamento		
COP		5,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 13.262,55
Spesa acquisto di energia elettrica per pompaggio (pompa pozzo+pompe di		-€ 1.826,47
Ricavi - Spese		-€ 15.089,02
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 14.088,58
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 277.264,83
PAYBACK SEMPLICE		19,68 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 171.070,38
VAN <sub>20</sub>		-€ 108.900,91
TIR <sub>20</sub>		0,15%

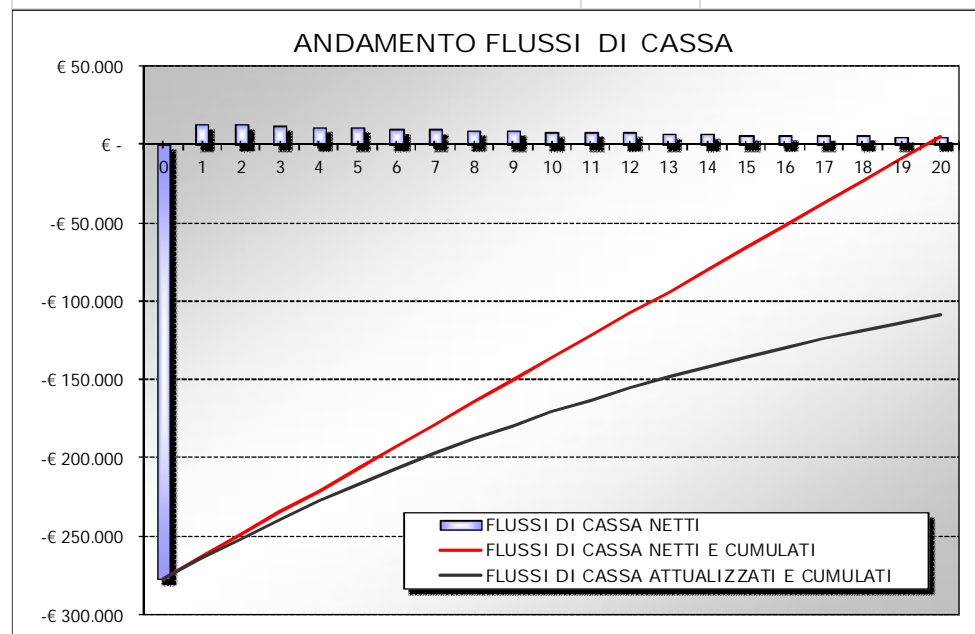


Figura 21 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di realizzazione della rete di teleraffrescamento.

#### 4.5 Installazione di gruppi condensati ad acqua

##### 4.5.1 *Gruppi alimentati con l'acqua sfiorata dalle vasche del centro ittico*

###### 4.5.1.1 *Descrizione dell'intervento*

In questo scenario si è ipotizzato di installare presso ciascuna utenze dei gruppi frigo condensati dall'acqua, opportunamente trattata, che sfiora dalle vasche di crescita del centro ittico.

La piscicoltura è alimentata in continuo con acqua fresca emunta dal sottosuolo. Nell'arco dell'anno la temperatura della vasche dei pesci risulta essere di 12-13,5°C e costantemente viene sfiorata una portata di almeno 20-25 l/sec che finisce in roggia (tenore di S.S. = 20 mg/l).

Il tenore di solidi sedimentabili dell'acqua sfiorata varia in base all'attività dei pesci, con dei picchi durante la fase di alimentazione.

L'intervento proposto vede la realizzazione di due nuove vasche di accumulo, una per l'acqua sporca derivata dallo sfioratore del centro ittico e l'altra per l'acqua pulita da inviare alle utenze.

La prima vasca verrà alimentata in continuo e a gravità; la portata eccedente agli utilizzi sarà rinviata alla roggia tramite uno sfioratore.

All'interno della vasca una pompa sommersa trasferirà il liquido allo stadio di filtrazione e dosaggio di prodotti chimici e quindi ad una seconda vasca di accumulo (vasca di accumulo per l'acqua pulita).

Saranno installati due filtri a sabbia, a rigenerazione automatica, di modo che mentre uno lavora, l'altro può effettuare gli opportuni cicli di pulizia. Per facilitare il filtraggio, l'acqua sporca sarà condizionata con prodotti flocculanti. Il trattamento vede inoltre un dosaggio di sostanze biocida, anti incrostanti e decoloranti, compatibili con il successivo rilascio in roggia.

Dalla vasca di acqua pulita dipartirà la rete di distribuzione di acqua fredda che alimenterà i condensatori dei gruppi frigo. La rete sarà mantenuta in pressione da un gruppo di pressurizzazione a giri variabili.

La rete è stata pensata in tubi di PEAD PE100 PN10 preisolati e inter-rati, mentre per i collegamenti idraulici all'interno degli edifici verso i condensatori è stata ipotizzato di installare tubo nero coibentato in opera e posato a vista.

Presso ogni utenza, ciascun gruppo frigo spillerà l'acqua necessaria al processo di condensazione mediante una valvola modulante regolata p.es. sulla pressione di condensazione (segnale analogico dal PLC di ciascuna macchina).

Potenza frigo totale	kW	777
COP		5,5
Potenza elettrica totale	kW	141
Potenza condensatore totale	kW	918
T vasca	°C	13,5
T alla roggia	°C	24
Q prelevata delle vasche	kg/sec	20,9
Q prelevata delle vasche	mc/h	77,5

*Tabella 29 – Calcolo della portata prelevata dalle vasche del centro ittico.*

La vasca di accumulo dell'acqua lurida sarà realizzata vicino all'ultimo pozzetto di campionamento del piazzale del centro ittico.

La pompa sommersa invierà il fluido di raffreddamento ai dispositivi di trattamento che saranno installati in un nuovo locale che ospiterà anche la vasca di accumulo acqua pulita in c.a. ed il gruppo di pressurizzazione. Tale locale avrà dimensioni in pianta di almeno 600 x 600 cm e nella tavola SE.04 è stato ipoteticamente posizionato vicino agli spogliatoi del campo sportivo.

#### 4.5.1.2

##### *Preventivo di spesa e quadro economico*

Si è ipotizzato di installare gruppi frigo del tipo a vite. In nessun caso è stato previsto di mettere un gruppo di scorta. Per la formulazione dei costi dei gruppi sono stati considerati dei valori parametrici calcolati facendo riferimento a preventivi di macchine simili.

I costi di allaccio agli impianti di climatizzazione di utenza sono esclusi dalle stime di spesa presentate in questo paragrafo.

Realizzazione di vasca di sollevamento interrata (dimensioni: larghezza x lunghezza x altezza = 360 x 360 x 350 cm) in c.a., completa di scala alla marinara e chiusino carrabile	15.000 €
Realizzazione di un nuovo locale fuori terra completo di vasca di accumulo acqua pulita (dimensioni: larghezza x lunghezza x altezza = 750 x 650 x 300 cm) in c.a. per installazione dei dispositivi di trattamento, dei filtri a sabbia e del gruppo di pressurizzazione	29.000 €
Fornitura, posa in opera e messa in servizio delle apparecchiature elettromeccaniche seguenti: - 2 pompe sommerse a girante tritratrice - Gruppo di pressurizzazione con tre pompe a giri variabili (Q totale = 72 mc/h) - 2 filtri a sabbia, rigeneranti automaticamente - Dispositivo di condizionamento con sostanza biocida - Dispositivo di condizionamento con sostanza flocculante - Dispositivo di condizionamento con antincrostate - Dispositivo di condizionamento con decolorante	95.000 €
Installazione presso le utenze di gruppi frigo condensati ad acqua fredda con compressori a vite. Nel prezzo si intendono compresi i collegamenti idraulici e la valvola di regolazione sul primario ed i collegamenti elettrici	246.000 €
Posa rete di distribuzione dell'acqua fredda – tubo in PEAD preisolato interrato o posato a vista attraverso il parcheggio interrato	75.000 €
<b>Totale lavori</b>	<b>460.000 €</b>

*Tabella 30 – Spesa per i lavori di recupero e distribuzione dell'acqua di sfioro delle vasche del centro ittico e per l'installazione presso le utenze di gruppi condensati ad acqua.*

QUADRO ECONOMICO			
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€	460.000,00
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento		€ 13.800,00
B)	Importo dei lavori da appaltare [A)+ 1.B)]		€ 473.800,00
	Somme a disposizione della stazione appal- tante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto		€ 0,00
2.C)	rilevi, accertamenti, indagini		€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi		€ 0,00
4.C)	imprevisti		€ 37.904,00
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti		€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree		€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione		€ 37.904,00
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto		€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici		€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità		€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifi- che e collaudi		€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]		€ 75.808,00
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte		€ 115.417,68
D)	Totale IVA [1.D)]		€ 115.417,68
	TOTALE (IVA inclusa) [(B)+C)+D)]		€ 665.025,68
	TOTALE (IVA esclusa) [(B)+C)]		€ 549.608,00

*Tabella 31 – Quadro economico per i lavori di recupero e distribuzione dell'acqua di sfioro delle vasche del centro ittico e per l'installazione presso le utenze di gruppi condensati ad acqua.*



#### 4.5.2 *Gruppi alimentati con acqua di pozzo*

##### 4.5.2.1 *Descrizione dell'intervento*

In questo scenario si è ipotizzato di prelevare acqua di pozzo e di distribuirla alle utenze. Rispetto al caso precedente, non verrà realizzata la vasca di sollevamento per l'acqua lurida e basteranno dei trattamenti chimici più leggeri nonché l'installazione di un filtro centrifugo per l'acqua di pozzo al posto dei filtri a sabbia.

Saranno installate due pompe da pozzo, a giri costanti, regolate in base ai livelli della vasca di accumulo acqua pulita, dalla quale dipartirà la rete di distribuzione in PEAD preisolato tenuta in pressione da un gruppo di pressurizzazione con tre pompe a giri variabili.

In questa analisi si è ipotizzato di sfruttare i pozzi esistenti, localizzati nelle vicinanze del centro ittico e di ricavare un locale dedicato negli spogliatoi del campo sportivo dove realizzare la vasca di accumulo e dove installare il gruppo di pressurizzazione (si veda la tavola SE.05).

Potenza frigo totale	kW	777
COP		5,5
Potenza elettrica totale	kW	141
Potenza condensatore totale	kW	918
T vasca	°C	12,0
T alla roggia	°C	24,0
Q prelevata delle vasche	kg/sec	18,3
Q prelevata delle vasche	mc/h	65,8

*Tabella 32 – Calcolo della portata emunta dal sottosuolo.*

#### 4.5.2.2

#### *Preventivo di spesa e quadro economico*

Realizzazione di nuovo locale completo di vasca di accumulo acqua pulita (dimensioni: larghezza x lunghezza x altezza = 650 x 410 x 300 cm) in c.a. per installazione del gruppo di pressurizzazione	20.000 €
Fornitura, posa in opera e messa in servizio delle apparecchiature elettromeccaniche seguenti: - 2 pompe sommerse da pozzo (Q unitaria = 72 mc/h) con colonna di mandata in acciaio inox - Gruppo di pressurizzazione con tre pompe (Q = 72 mc/h) - Dispositivo di condizionamento con antincrostante	53.000 €
Installazione presso le utenze di gruppi frigo condensati ad acqua fredda con compressori a vite. Nel prezzo si intendono compresi i collegamenti idraulici e la valvola di regolazione e i collegamenti elettrici	246.000 €
Posa rete di distribuzione dell'acqua fredda – tubo in PEAD preisolato interrato o posato a vista attraverso il parcheggio interrato	70.000 €
<b>Totale lavori</b>	<b>389.000 €</b>

*Tabella 33 – Spesa per la realizzazione di una rete di distribuzione di acqua di pozzo e per l'installazione di gruppi condensati ad acqua presso ogni utenza.*

Quadro economico		
A)	TOTALE IMPORTO DEI LAVORI	€ 390.000,00
1.B)	Oneri per piani di sicurezza e coordinamento	€ 11.670,00
B)	Importo dei lavori da appaltare [A) + 1.B)]	€ 400.670,00
Somme a disposizione della stazione appaltante per:		
1.C)	lavori in economia, previsti in progetto ed esclusi dall'appalto	€ 0,00
2.C)	rilevi, accertamenti, indagini	€ 0,00
3.C)	allacciamenti pubblici servizi	€ 0,00
4.C)	imprevisti	€ 32.053,60
5.C)	accantonamento di cui all'art.133, comma 7, del Codice dei Contratti	€ 0,00
6.C)	acquisizioni aree	€ 0,00
7.C)	spese tecniche per attività di progettazione	€ 32.053,60
8.C)	spese per attività di consulenza e di supporto	€ 0,00
9.C)	spese per commissioni giudicatrici	€ 0,00
10.C)	spese per pubblicità	€ 0,00
11.C)	spese per accertamenti di laboratorio, verifiche e collaudi	€ 0,00
C)	Totale somme a disposizione [da 1.C) a 11.C)]	€ 64.107,20
1.D)	IVA ed eventuali altre imposte	€ 97.603,21
D)	Totale IVA [1.D)]	€ 97.603,21
TOTALE (IVA inclusa) [B) + C) + D)]		€ 562.380,41
TOTALE (IVA esclusa) [B) + C)]		€ 464.777,20

*Tabella 34 – Quadro economico per la realizzazione di un impianto di distribuzione acqua recuperata dal centro ittico – gruppi condensato ad acqua installati presso ogni utenza.*

#### 4.5.3 *Analisi economica dell'investimento*

Per valutare la convenienza a realizzare l'uno o l'altro intervento sono stati confrontati gli extra costi per realizzare i due impianti con gruppi frigo condensati ad acqua, rispetto all'intervento con gruppi condensati ad aria.

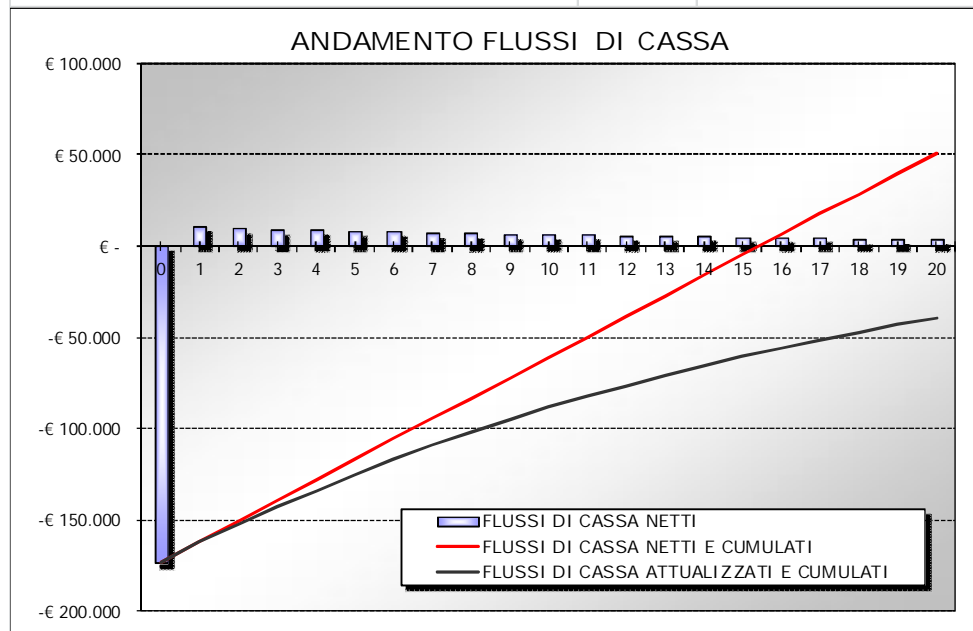
Le spese confrontate sono:

- Spesa dell'energia elettrica per il funzionamento dei gruppi condensati ad aria
- Spesa dell'energia elettrica per il funzionamento dei gruppi condensati ad acqua e costi di pompaggio.

Come si evince dalle due immagini seguenti, la distribuzione di acqua pulita è da preferire rispetto a quello che recupera l'acqua delle vasche del centro ittico.

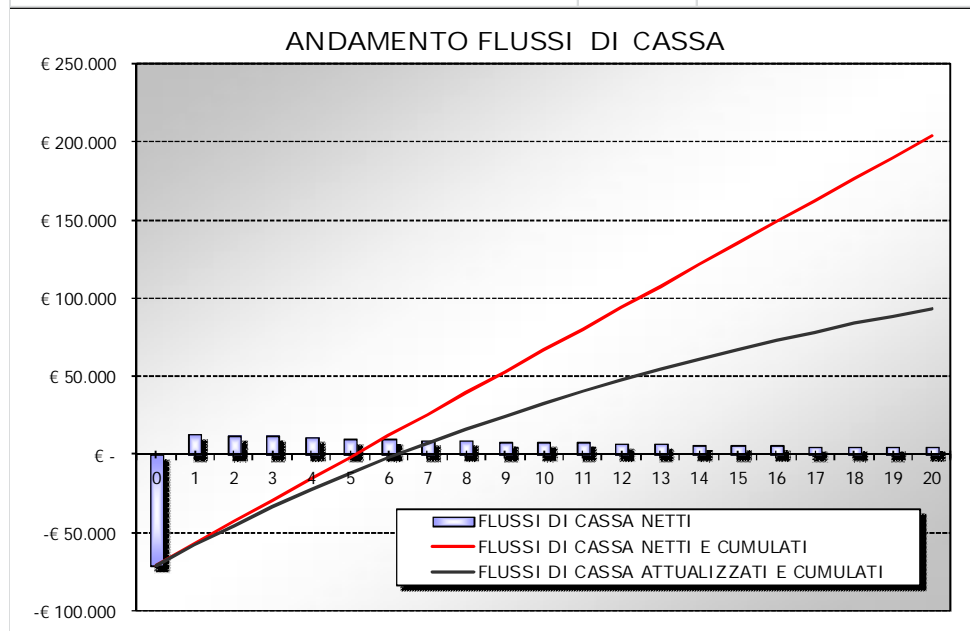
Dal punto di vista economico, i costi di realizzazione della vasca per l'acqua lurida ed i costi di installazione dei filtri a sabbia e dei dispositivi per il condizionamento del fluido di raffreddamento penalizzano il ritorno economico dell'investimento rispetto alla semplice distribuzione di acqua di pozzo.

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Investimento Gruppi condensati ad aria		€ 491.851,83
Investimento Gruppi condensati ad acqua sfiorata dal centro ittico		€ 665.025,68
Extracosto		€ 173.173,85
Domanda di freddo	MWh	388
Prezzo di acquisto energia elettrica	€/MWh	188,00
Produzione con gruppi condensati ad aria installati presso ogni utenza		
COP		2,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 29.177,60
Ricavi - Spese		-€ 29.177,60
Produzione con gruppi centralizzati condensati ad aria e rete teleraffrescamento		
COP		5,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 13.262,55
Spesa acquisto di energia elettrica per pompaggio		-€ 1.204,09
Spesa presunta per i condizionanti chimici		-€ 3.500,00
Ricavi - Spese		-€ 17.966,64
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 11.210,96
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 173.173,85
PAYBACK SEMPLICE		15,45 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		>20 anni
VAN <sub>10</sub>		-€ 88.669,82
VAN <sub>20</sub>		-€ 39.198,57
TIR <sub>20</sub>		2,60%



*Figura 22 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di condensazione con acqua recuperata dalla pescheria.*

ANALISI DELL'INVESTIMENTO A COMPLETA ESPANSIONE (lordo IVA)		
Investimento Gruppi condensati ad aria		€ 491.851,83
Investimento Gruppi condensati ad acqua di pozzo		€ 562.380,41
Extracosto		€ 70.528,58
Domanda di freddo	MWh	388
Prezzo di acquisto energia elettrica	€/MWh	188,00
Produzione con gruppi condensati ad aria installati presso ogni utenza		
COP		2,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 29.177,60
Ricavi - Spese		-€ 29.177,60
Produzione con gruppi centralizzati condensati ad aria e rete teleraffrescamento		
COP		5,5
Spesa acquisto di energia elettrica per gruppi frigo		-€ 13.262,55
Spesa acquisto di energia elettrica per pompaggio		-€ 1.204,09
Spesa presunta per i condizionanti chimici		-€ 1.000,00
Ricavi - Spese		-€ 15.466,64
Spesa dopo l'intervento - spesa prima dell'intervento		€ 13.710,96
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE		5,5%
INVESTIMENTO		-€ 70.528,58
PAYBACK SEMPLICE		5,14 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO		6,22 anni
VAN <sub>10</sub>		€ 32.819,51
VAN <sub>20</sub>		€ 93.322,65
TIR <sub>20</sub>		18,82%



*Figura 23 – Andamento dei flussi di cassa nel caso di condensazione con acqua di pozzo.*

## 5 CONCLUSIONI

---

La presente relazione ha preso in considerazione la fattibilità tecnico economica di alcuni interventi in ambito energetico che è ipotizzabile eseguire presso gli impianti e le strutture della Fondazione Edmund Mach di S. Michele all'Adige, anche in considerazione delle future espansioni edilizie previste nel Master Plan dell'Istituto.

In seguito al calcolo della curva di carico termico della centrale di tele-riscaldamento, è stato possibile dimostrare come sia estremamente conveniente sostituire l'attuale caldaia a biomassa, attualmente ferma a causa di alcuni gravi guasti, probabilmente legati anche a difetti progettuali e costruttivi, con un nuovo generatore sempre a biomassa e come sia conveniente inserire nell'impianto un grande accumulo termico.

Per quanto riguarda la cogenerazione a gas metano, lo studio ha evidenziato come la tecnologia delle microturbine non sia assolutamente conveniente, mentre ha portato a dei risultati interlocutori per quanto riguarda l'installazione di un motore endotermico a ciclo Otto.

Nell'ultimo capitolo, lo studio si è occupato di verificare quale fosse la tecnologia più conveniente per il raffrescamento degli edifici della zona centrale del complesso, attorno all'università: i risultati calcolati hanno chiaramente mostrato come la soluzione più interessante sia quella che preveda l'installazione presso ogni utenza di gruppi frigo raffrescati ad acqua di pozzo.