

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Cogenerazione ad alto rendimento:
quadro normativo ed analisi economica di un
caso reale**



Relatore

Caruso Sebastiano

Candidato

Giordano Stefano

Aprile 2018

Sommario

1. Executive summary.....	4
2. Introduzione	5
3. Impianto di teleriscaldamento	10
3.1 Centrale Termica	10
3.2 Motore cogenerativo.....	12
3.2.1 Start-up e shut down cogeneratore	18
3.3 Caldaie integrazione	24
3.4 Bruciatori	27
3.5 Rete di Teleriscaldamento	29
3.6 Edifici allacciati e sottostazioni.....	33
3.7 Solare Termico ACS.....	34
4. Riferimenti Normativi e meccanismi incentivazione.....	37
4.1 Normativa Cogenerazione Alto Rendimento.....	37
4.1.1 Confini dell'unità di cogenerazione	42
4.1.2 Calcolo del rendimento globale.....	42
4.2 Calcolo delle accise relative al gas naturale	47
4.3 Titoli di Efficienza Energetica.....	51
5. Costi energia elettrica e gas naturale	55
5.1 Costo energia elettrica	55
5.2 Valorizzazione energia elettrica immessa in rete.....	67
5.3 Costo del gas naturale consumato dall'impianto	71
6. Ricavi energia termica	81
7. Prestazioni energetiche	84
7.1 Dati e misurazioni	84
8. Costi e ricavi derivanti dal funzionamento dell'impianto.....	97
8.1 Domanda energia termica	97
8.2 Analisi dei due casi.....	100
8.2.1 Produzione energia termica dalle sole caldaie.....	102
8.2.2 Produzione energia termica mediante cogeneratore e caldaie ausiliarie.....	113
Conclusioni	118
Allegato A	119
BIBLIOGRAFIA	120

1. Executive summary

Il presente lavoro si prefigge l'obiettivo di analizzare l'impianto cogenerativo sito in Corso Taranto a Torino, costituito da un motore cogenerativo a combustione interna, da due caldaie di integrazione e da una rete di teleriscaldamento che utilizza l'energia termica prodotta dal motore e dalle due caldaie per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria negli stabili situati nelle vicinanze.

Inizialmente si darà una descrizione dell'impianto e della rete di teleriscaldamento ad esso abbinata, grazie al materiale fornito dalla società Exe.Gesi, dalle visite alla centrale e dall'estrazione dei dati riguardanti le l'energia termica in uscita dalla centrale e diretta verso la rete di teleriscaldamento.

Successivamente, per fare un'analisi economica su tale impianto, verrà studiato il mercato dell'energia elettrica e quello del gas naturale in modo da avere un quadro generale e un'evoluzione sui costi e ricavi generati dall'impianto cogenerativo.

Infine oltre ad un'analisi economica si vedrà il risparmio di energia primaria e le emissioni di gas climateranti evitati grazie all'utilizzo di un motore cogenerativo ed una rete di teleriscaldamento.

2. Introduzione

Negli ultimi anni sono stati compiuti grandi sforzi in tutti i settori per aumentare l'efficienza energetica dal settore residenziale a quello industriale, nel settore dei trasporti e anche in quello energetico. Nel presente lavoro si analizzerà un caso reale di produzione di energia ad alta efficienza mediante un sistema di cogenerazione e teleriscaldamento.

Con il termine cogenerazione si intende la produzione combinata di energia elettrica/meccanica e termica mediante lo sfruttamento di una fonte energetica primaria, sia essa rinnovabile oppure fossile. Mediante i processi di cogenerazione è possibile sfruttare in modo più efficiente il combustibile arrivando a rendimenti globali più elevati rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica questo comporta che per produrre ad esempio 30 unità di energia elettrica e 55 unità di energia termica utilizzando due macchine separate servirebbero 139 unità di energia primaria, mentre producendo le stesse unità in assetto cogenerativo ne servirebbero solamente 100 come mostrato in Figura 1.

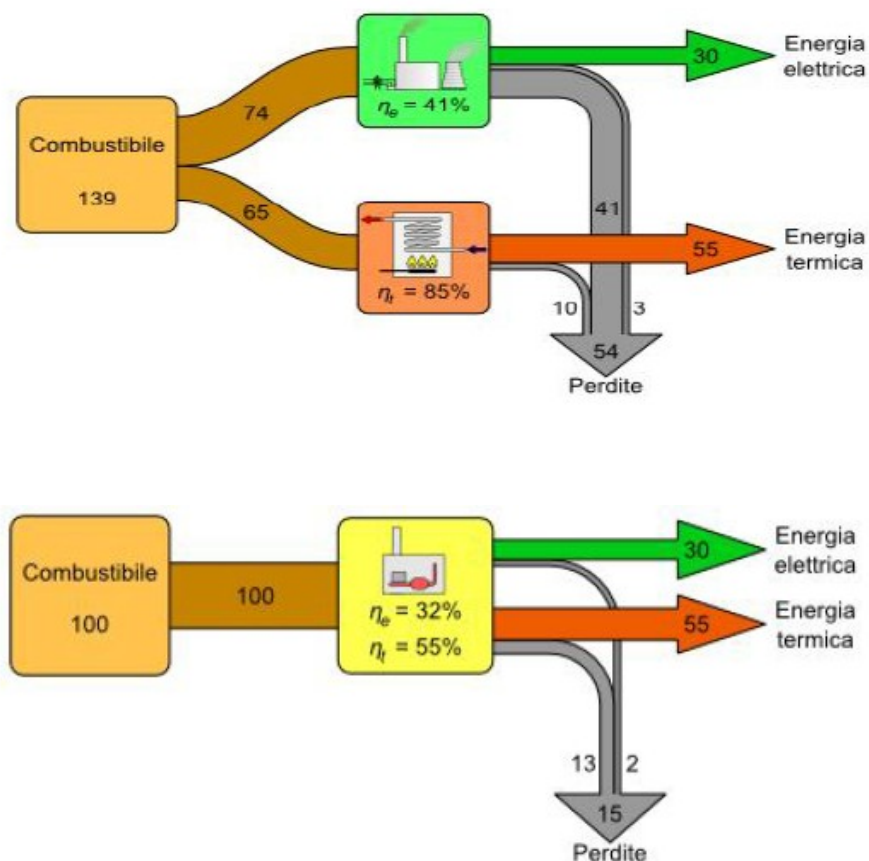


Figura 1 Produzione di energia elettrica e termica non in cogenerazione (figura in alto), produzione mediante cogenerazione (figura in basso).

La cogenerazione può essere fatta attraverso diversi tipi di impianti, nel caso di studio la cogenerazione è ottenuta attraverso un motore combustione interna che collegato ad un alternatore produce energia elettrica da immettere in rete oppure auto consumare nello stesso sito della centrale. Il recupero di energia termica da questi tipi di impianti risulta particolarmente vantaggioso, data la notevole quantità di energia termica prodotta durante il funzionamento. In un primo stadio si ha il recupero dell'energia termica dall'olio lubrificante del motore, successivamente un'altra parte di energia viene recuperata dall'acqua di raffreddamento del motore stesso ed infine un ultimo recupero avviene con uno scambiatore di calore che si interfaccia con i fumi in uscita dalla macchina e diretti al camino.

La cogenerazione può essere effettuata teoricamente in tutti i processi dove si ha una generazione di energia elettrica che comporta la produzione di calore “di scarto”. Di seguito in Tabella 1 elenchiamo varie tecnologie in cui è potenzialmente possibile applicare il concetto di cogenerazione.

<i>Tecnologia</i>	<i>Combustibile Utilizzato</i>	<i>Grado sviluppo</i>
<i>Motori alternativi a combustione interna</i>	Solitamente il combustibile impiegato è di tipo gassoso, come ad esempio gas naturale oppure biogas	Alto
<i>Turbine a Gas</i>	Utilizzo di gas naturale oppure biogas	Alto
<i>Cicli Combinati</i>	Utilizzo di gas naturale oppure biogas	Alto
<i>Cicli Rankine a fluido ORC</i>	Combustibili fossili oppure biomasse	Medio
<i>Motori Stirling</i>	Combustibili fossili o energia solare	Medio-Basso
<i>Fotovoltaico/termico</i>	Energia solare	Basso
<i>Fuelcell</i>	Gas naturale, idrogeno, biogas	Basso

Tabella 1 Tecnologie utilizzabili in assetto cogenerativo.

Per usufruire dei vantaggi previsti dalla normativa, che in seguito nel presente lavoro verranno discussi, l'impianto in assetto cogenerativo deve rispettare determinati requisiti e quindi richiedere al GSE la qualifica CAR acronimo di Cogenerazione ad Alto Rendimento.

L'energia elettrica prodotta può facilmente essere immessa in rete nel caso non venga auto-consumata, mentre per trasportare il calore prodotto dalla centrale fino alle utenze occorre costruire una rete apposita di condutture che partano dalla centrale, arrivino all'utenza e tornino indietro. Risulta quindi necessario costruire una rete di teleriscaldamento.

Una rete di teleriscaldamento è una rete in grado di trasportare un fluido termovettore dalla centrale alle utenze, solitamente il fluido utilizzato è acqua riscaldata oppure acqua surriscaldata. Le reti di teleriscaldamento possono essere raggruppate in tre diverse tipologie:

- *Ramificata diretta*: detta anche ad albero consiste in una tubazione di mandata ed una di ritorno che vanno a costituire la dorsale principale della rete. Questa tipologia è di semplice progettazione ma presenta l'inconveniente che qualora si presentasse un guasto in un punto qualsiasi della rete, da quel punto in poi la rete non verrebbe più alimentata.
- *Ad anello*: anche in questo caso si hanno sempre due tubi che costituiscono la dorsale principale.
- *A maglia*: sono reti più complesse e più costose nella loro realizzazione ma presentano il pregio che se anche una parte di rete non funzionasse potrebbe essere bypassata non compromettendo l'intera rete di teleriscaldamento.

Di seguito in Figura 2 vengono riportate le varie tipologie di rete di teleriscaldamento.

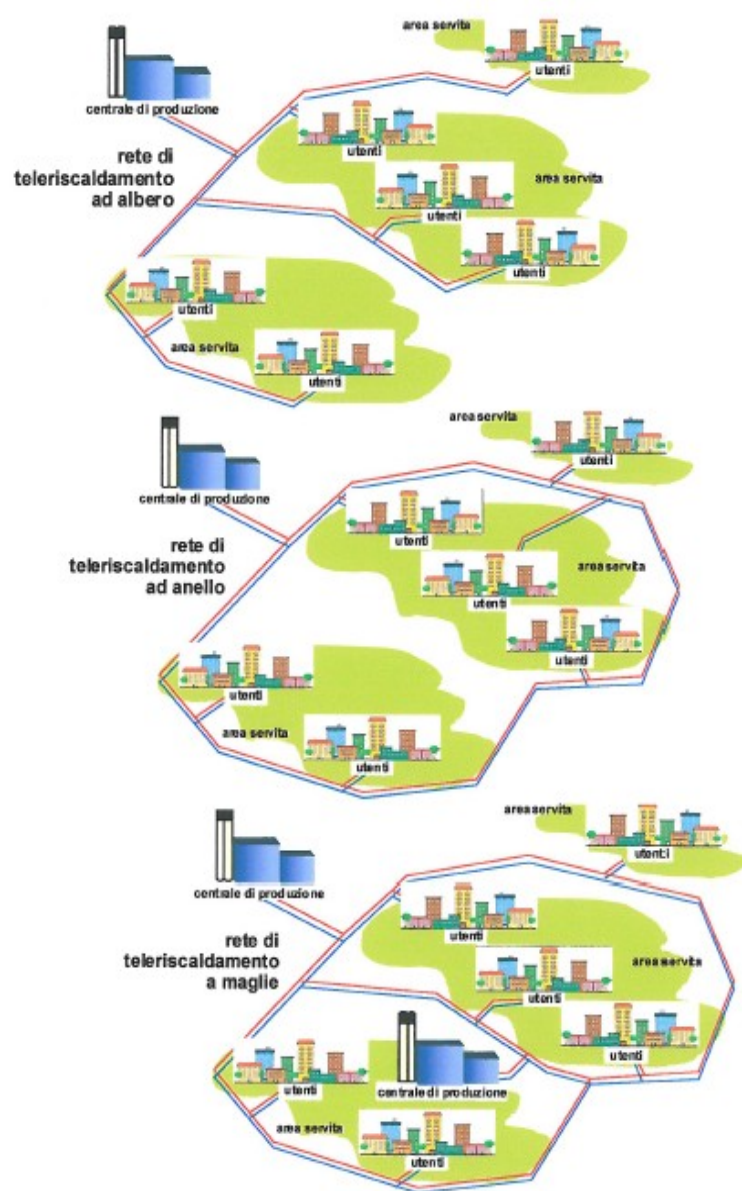


Figura 2 Tipologie di reti di Teleriscaldamento

3. Impianto di teleriscaldamento

La rete di teleriscaldamento oggetto dello studio è situata nella zona di Torino Nord. La centrale di cogenerazione è installata in Via Mascagni. L'impianto tramite un motore cogenerativo produce energia elettrica ed energia termica, quest'ultima utilizzata per il riscaldamento degli edifici situati nelle zone adiacenti ed allacciate alla rete di teleriscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Presso la centrale di cogenerazione sono state installate anche altre due caldaie di integrazione funzionanti a gas naturale.

La rete di teleriscaldamento e la centrale termica sono proprietà di ATC Torino che tramite la società EXE.GESI S.p.a. si occupa della gestione della rete di teleriscaldamento, delle varie sottostazioni ubicate nei condomini e della centrale termica.

La rete serve gli edifici situati nelle vicinanze della centrale, ad oggi la volumetria servita è di circa 400.000 m³ e comprende 1.355 diversi appartamenti.

3.1 Centrale Termica

La centrale termica è costituita da un motore alternativo a combustione interna alimentato a gas naturale avente potenza massima erogabile di 1.200 KW elettrici e 1.300KW termici. Oltre al motore cogenerativo sono state installate presso la centrale termica altre due caldaie di integrazione della potenza termica di 5.000 KW ciascuna, in modo da riuscire a coprire il carico termico richiesto dalle utenze in qualsiasi momento della giornata. In Figura 3 è mostrato in assonometria il locale di installazione del cogeneratore e delle due caldaie di integrazione.

L'energia termica prodotta dalla centrale è inviata tramite un rete di teleriscaldamento presso le sottostazioni delle varie utenze in modo da soddisfare il fabbisogno di riscaldamento e di acqua calda sanitaria. Nelle sottostazioni mediante uno scambiatore di calore a piastre l'energia termica del circuito primario viene ceduta ad un circuito secondario che andrà a diramarsi nei vari appartamenti degli stabili. Inoltre sono stati installati in alcuni edifici dei pannelli solari termici che vanno ad integrare la richiesta di

acqua calda sanitaria delle utenze. Grazie a questi pannelli si ha una parte di produzione di acqua calda sanitaria completamente rinnovabile e in alcuni giorni dei mesi estivi, quando non si ha richiesta di riscaldamento, la domanda di acqua calda sanitaria è completamente soddisfatta dalla componente solare senza la necessità di attivare l'impianto cogenerativo o le caldaie ausiliarie.

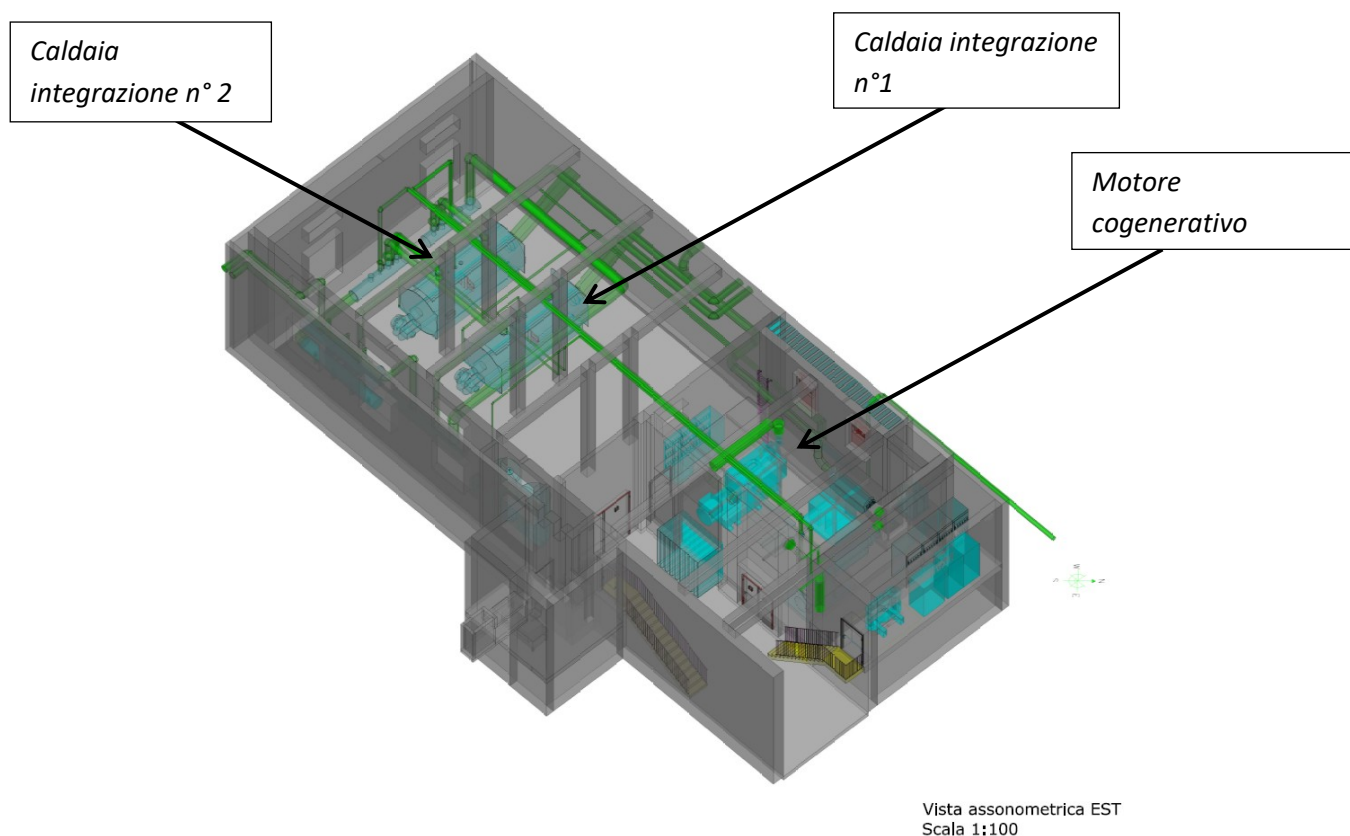


Figura 3 Locale centrale termica

3.2 Motore cogenerativo

Il motore cogenerativo installato è del tipo a ciclo otto alimentato a gas naturale (MWM TCG 2020 V12) in Figura 4 è riportata una foto dello stesso installato presso la centrale, con una potenza massima elettrica pari a 1.200 KW. Il motore viene fatto funzionare al 75 % del carico massimo, erogando in questo modo circa 900 KW elettrici e circa 1.022 KW termici recuperati con un rendimento globale teorico pari all' 87,3 %. I dati tecnici del motore nello specifico sono riportati in Tabella 2. Il cogeneratore non funziona seguendo la curva di carico dell'utenza ma gli orari di accensione e spegnimento vengono programmati in anticipo basandosi su una previsione della richiesta termica dei giorni successivi grazie all'acquisizione di dati meteo, per esempio in giorni in cui la temperatura dell'aria esterna arriva alla temperatura di progetto degli edifici (-8°C) il cogeneratore non viene mai spento.

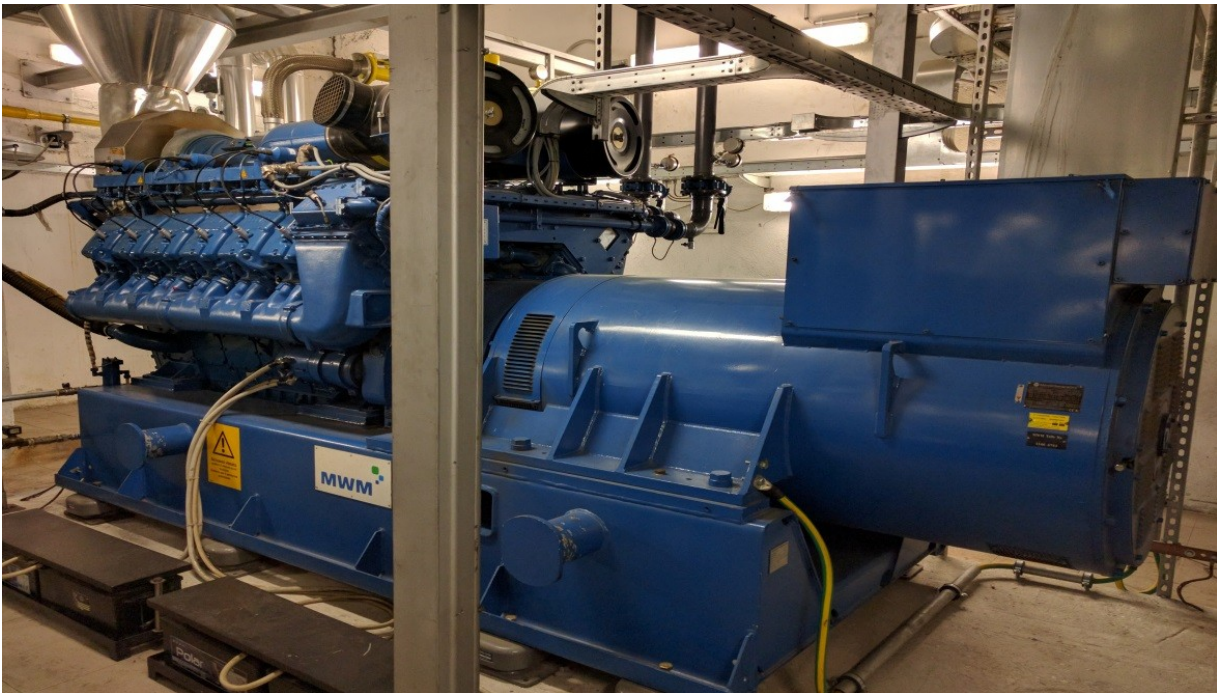


Figura 4 Motore cogenerativo installato presso la centrale di Corso Taranto

Il cogeneratore è alimentato a gas naturale prelevato dalla rete, questo gas a differenza di quello utilizzato per il funzionamento delle caldaie di integrazione è soggetto ad una riduzione delle imposte. Siccome nella centrale termica il gas prelevato è utilizzato sia per le caldaie ausiliarie che per il cogeneratore, gli Sm³ di gas naturale destinati al solo cogeneratore non vengono direttamente misurati ma vengono ricavati in base all'energia elettrica prodotta durante l'anno di funzionamento. L'utilizzo di un sistema cogenerativo garantisce efficienze globali più elevate riuscendo a risparmiare energia primaria rispetto alla produzione separata di energia termica e di energia elettrica. Il parametro che esprime questo risparmio è il PES (Primary Energy Saving). Il GSE per qualificare un impianto come CAR (cogenerativo ad alto rendimento) richiede al proprietario dello stesso impianto di calcolare il PES e vedere se rispetta alcuni limiti imposti dalle leggi.

La scelta dell'utilizzo di un motore a ciclo otto in assetto cogenerativo risulta particolarmente conveniente nel caso di installazioni di potenze non eccessive (Nel caso di grosse reti di teleriscaldamento come quella di IREN risultano più convenienti grandi centrali a ciclo combinato) perché il recupero termico è molto efficace potendo recuperare calore dall'olio lubrificante del motore, dall'acqua di raffreddamento del motore ed infine anche dai fumi di scarico espellendoli alla temperatura di circa 120 °C. vediamo alcuni vantaggi e svantaggi nella scelta di questo tipo di motore:

VANTAGGI

- Disponibilità commerciale da alcuni KW fino a 20 MW.
- Elevata efficienza globale.
- Costo di investimento relativamente basso 1500 – 2500 €/KW_e.
- Funzionamento efficiente anche a carico parziale.
- Possibilità funzionamento intermittente, anche accensioni e spegnimenti giornalieri.
- Indice elettrico elevato 0,8 – 1 (rapporto tra energia elettrica e termica).

SVANTAGGI

- Taglia massima non superiore ad alcuni MW.
- Maggior parte dei reflui termici recuperati a temperature relativamente basse 80-100 °C.
- Costi di manutenzione elevanti rispetto ad altri tipi di centrali.
- Emissioni non trascurabili, soprattutto nel caso di motori Diesel.

Gruppo		
Numero giri	1/min.	1500
Numero cilindri	-	12
Rapporto di compressione	-	13,5
Velocità del pistone	m/s	9,8
Consumo medio olio lubrificante	g/KWh	0,2
Bilancio Energetico		
Carico	%	75
Potenza elettrica ai morsetti	KW	900
Temperatura gas di scarico	°C	440
Portata gas di scarico umidi	Kg/h	4903
Portata aria combustione	Kg/h	4738
Consumo combustibile	KW	2119
Rendimento elettrico	%	42,5
Rendimento termico	%	44,9
Rendimento globale	%	87,3

Tabella 2 Dati tecnici Motore cogenerativo

Come accennato in precedenza la scelta di utilizzare un motore alternativo per la cogenerazione risulta particolarmente in quanto può essere recuperata una buona parte di energia termica da diversi componenti della macchina. Il percorso dell'acqua proveniente dalla rete di teleriscaldamento che deve essere quindi scaldata è mostrata in Figura 5.

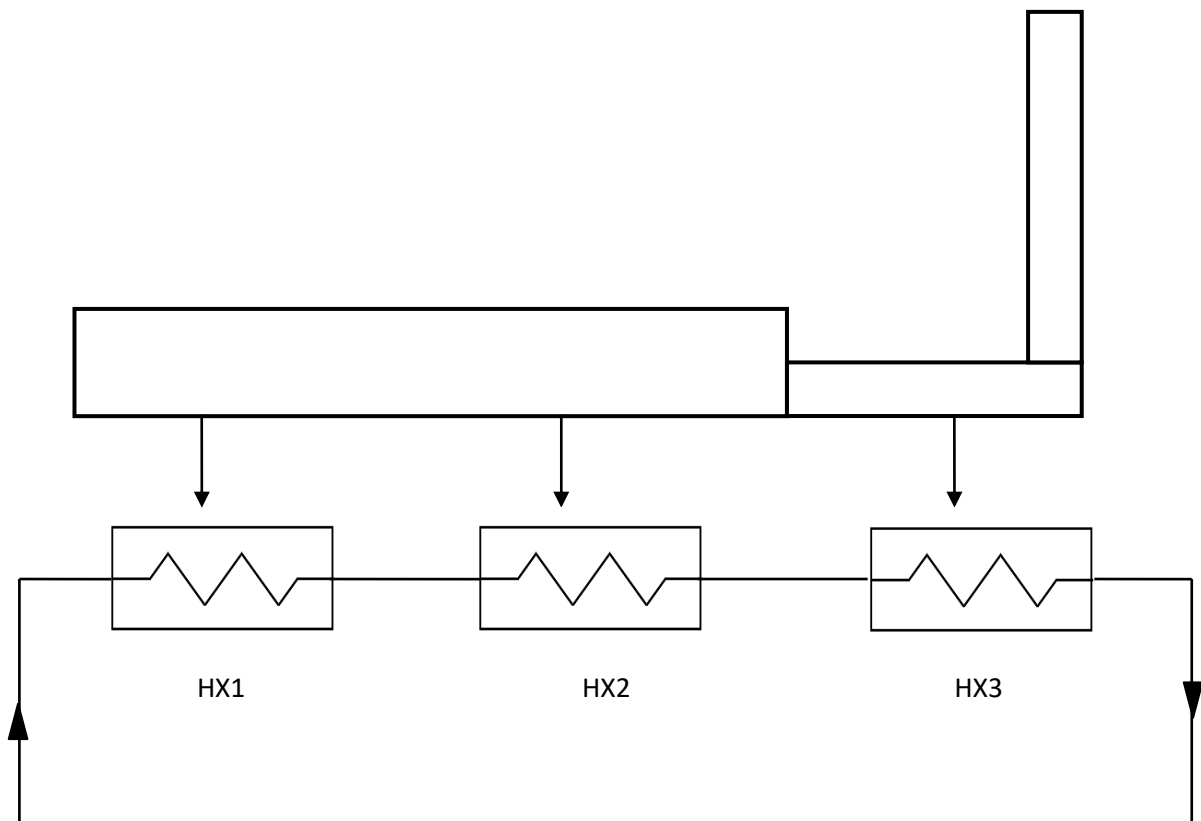


Figura 5 schema impianto cogenerativo con relativi scambiatori di calore

Dove con i simboli HX1, HX2 e HX3 vengono indicati rispettivamente lo scambiatore di calore olio lubrificante, acqua di raffreddamento motore e gas esausti in uscita dal cogeneratore. Mentre il fluido che attraversa gli scambiatori di calore è l'acqua del circuito primario della rete del teleriscaldamento che successivamente andrà a miscelarsi tramite un collettore all'acqua proveniente dalle caldaie di integrazione.

Per quanto riguarda gli scambiatori HX1 e HX2, questi sono fisicamente racchiusi in un solo scambiatore a piastre della potenza scambiata di 608 KW_{th} . In Tabella 3 sono riportati i dati di progetto dello scambiatore di calore.

Flusso	Descrizione	Temperatura [°C]	Portata [Kg/h]
1	Ingresso acqua fredda dalla rete di teleriscaldamento	65	51.000
2	Uscita acqua calda verso lo scambiatore fumi	75,2	51.000
3	Uscita acqua motore di raffreddamento	80	45.000
4	Ingresso acqua motore di raffreddamento	90	45.000

Tabella 3 Dati di progetto scambiatore recupero termico dall'olio lubrificante dall'acqua di raffreddamento del motore

Successivamente mediante uno altro scambiatore di calore HX3 dalla potenza di 583 KW_{th} viene recuperata energia termica dai fumi di scarico, i dati di progetto di questo secondo step sono riportati in Tabella 4

Flusso	Descrizione	Temperatura [°C]	Portata [Kg/h]
1	Ingresso acqua fredda dallo scambiatore di calore dell'acqua motore	75,2	51.000
2	Uscita acqua calda verso la rete di teleriscaldamento	85	51.000
3	Uscita fumi verso il camino	120	6.486
4	Ingresso fumi caldi	414	6.486

Tabella 4 Dati di progetto scambiatore recupero termico dai fumi di scarico

In particolari condizioni di funzionamento in cui non si ha una cospicua richiesta di energia termica da recuperare il calore in eccesso prodotto dal motore cogenerativo viene smaltito grazie ad un sistema di raffreddamento ad aria/acqua che asporta calore dal motore e lo rilascia in ambiente tramite un radiatore. L'acqua viene fatta passare nelle camicie del motore e viene portata in superficie tramite una pompa di circolazione che può smaltire una portata massima di 45 m³/h che fornisce una prevalenza di 15 m di colonna d'acqua. Arrivando in superficie l'acqua viene fatta passare attraverso uno scambiatore acqua-aria che rilascia il calore in atmosfera. La batteria di raffreddamento può smaltire un massimo di 750 KW termici. La temperatura dell'acqua in ingresso è di 90 °C che viene raffreddata fino a 75,6 °C.

Se non dovesse bastare il raffreddamento, per esempio in situazioni estive di caldo eccezionale, allora la centralina provvede ad inviare l'ordine di blocco del cogeneratore in modo da non rischiare danneggiamenti permanenti alla macchina.

3.2.1 Start-up e shut down cogeneratore

Risulta utile effettuare una breve analisi sulla rampa di accensione del cogeneratore e quella derivante dallo spegnimento dello stesso.

Il motore cogenerativo, a differenza delle caldaie di integrazione che riescono ad andare a regime ed a seguire il carico in modo abbastanza istantaneo, richiede un tempo più elevato sia nella fase di accensione che di spegnimento. Come detto in precedenza il motore cogenerativo non funziona ad inseguimento di carico ma gli orari di accensione e di spegnimento sono settati dal gestore della centrale attraverso un sistema di telecontrollo. Per quanto riguarda l'accensione consideriamo per esempio che la centralina sia stata impostata per dare il segnale di accensione al motore alle 6:00 del mattino, quindi la centralina riceve l'ordine di accensione dal computer generale, in una prima fase avvengono tutti i controlli necessari all'avviamento in sicurezza del motore cogenerativo, i controlli che vengono effettuati sono i seguenti:

- Controllo della pressione della linea del gas naturale.
- Controllo della temperatura e della pressione dell'olio lubrificante.
- Controllo della temperatura e della pressione dell'acqua di raffreddamento.
- Controllo sulla temperatura dell'aria comburente.
- Controllo della temperatura del trasformatore, questo controllo non viene effettuato direttamente da sensori legati al cogeneratore ma attraverso sonde montate sul trasformatore stesso. Se la temperatura risultasse troppo elevata il cogeneratore riceverebbe l'ordine di spegnimento immediato, in modo da non compromettere l'integrità del trasformatore stesso.

Se tutti i parametri risultano nella norma allora è possibile effettuare in sicurezza l'accensione del motore. La centralina comanda allora l'accensione del cogeneratore quindi la valvola della mandata del gas all'interno del motore si apre. In questa prima fase si ha un consumo di gas, senza la produzione di un effetto utile, per portare in temperatura tutto il motore e per fare sì che venga raggiunta la frequenza di rete. Una volta che questa prima fase è terminata l'albero del cogeneratore si collega con il generatore di corrente, quindi il motore inizia ad erogare potenza elettrica che continua ad aumentare finché non raggiunge la potenza richiesta pre-impostata. Di seguito in Figura 6 è possibile vedere la fase di accensione grazie ad un sistema di monitoraggio installato sul cogeneratore.

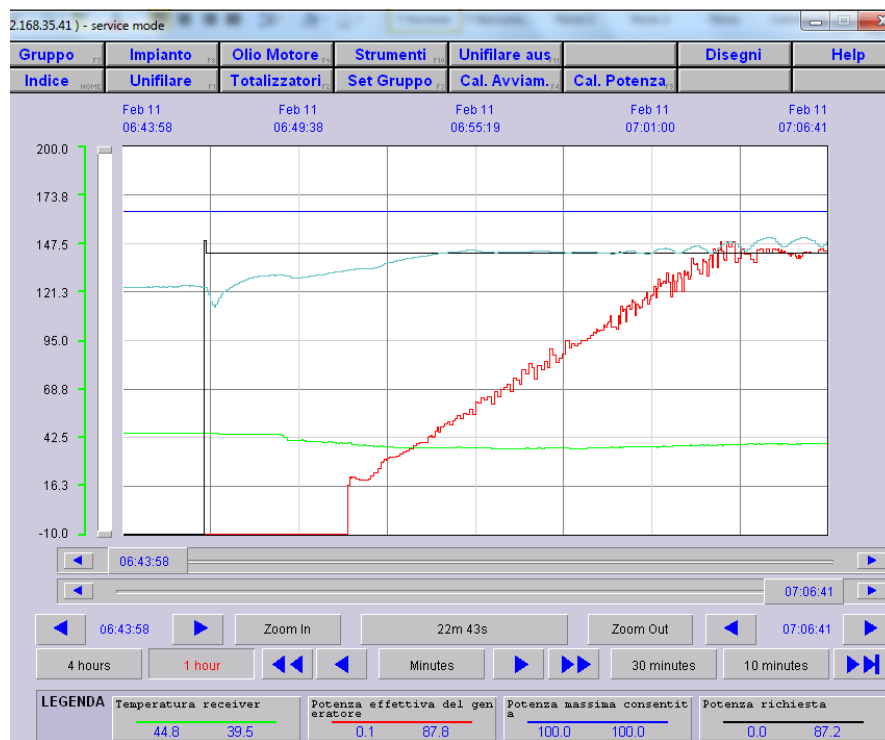


Figura 6 Rampa di accensione del cogeneratore

In nero è rappresentata la potenza richiesta cioè quella decisa dal gestore dell'impianto, come è possibile vedere questa è pari a zero fino a che ad una certa ora viene impostata sul carico desiderato, da quel momento ha inizio la fase di accensione del motore cogenerativo.

In rosso è rappresentata invece la potenza elettrica reale prodotta dall'unità cogenerativa, come si può notare da quando arriva la richiesta di accensione a quando il motore genera il primo KWh trascorrono circa 6 minuti in cui il computer interno del cogeneratore effettua tutti i controlli ed inizia a bruciare il combustibile senza produrre un effetto utile. Dopo questi 6 minuti inizia a produrre energia elettrica e trascorsi circa altri 13 minuti il cogeneratore arriva ad erogare la potenza elettrica richiesta. Quindi prima di arrivare a regime da quando riceve l'ordine di accensione trascorrono circa 19 minuti.

Se durante la fase iniziale di controllo la centralina ricevesse dei segnali di errore quali per esempio la mancata apertura della valvola del gas oppure la mancanza di olio lubrificante allora il motore cogenerativo andrebbe in blocco e verrebbe trasmesso un messaggio di allarme al gestore dell'unità cogenerativa che dovrà procedere manualmente alla riattivazione del cogeneratore andando direttamente in sala controllo.

Durante l'arco della giornata la potenza erogata dal cogeneratore può anche essere modulata, per esempio se in alcune ore del giorno si sa che la richiesta termica dell'utenza diminuirà allora si può decidere di abbassare la potenza generata dal cogeneratore da una certa ora in avanti. Di seguito è possibile vedere grazie sempre al sistema di monitoraggio installato il comportamento del cogeneratore quando dalla centralina arriva il segnale di diminuire la potenza da erogare (Fig. 7).



Figura 7 Modulazione della potenza richiesta

In nero viene indicato il segnale in arrivo dalla centralina relativo alla potenza che deve essere erogata dal cogeneratore. In rosso invece la potenza reale istantanea generata dal cogeneratore, come è possibile vedere il cogeneratore riesce a rispondere alla richiesta di diminuire la potenza erogata in modo quasi istantaneo passando in questo caso da una potenza erogata di 850 KW_{el} ad una potenza erogata di 750 KW_{el} in circa due minuti.

Infine vediamo cosa accade quando dalla centralina arriva il segnale di spegnimento del cogeneratore, anche in questo caso lo spegnimento non è immediato ma la fase di shutdown deve avvenire in sicurezza quindi la potenza erogata dal cogeneratore viene diminuita progressivamente in modo da riuscire anche a raffreddare l'intero motore e diminuire progressivamente il numero di giri dell'albero, questo processo dura circa 12 minuti. In Figura 8 è possibile vedere in rosso l'andamento della potenza generata dal cogeneratore, mentre in nero è possibile vedere sempre il segnale in arrivo dalla centralina di controllo.

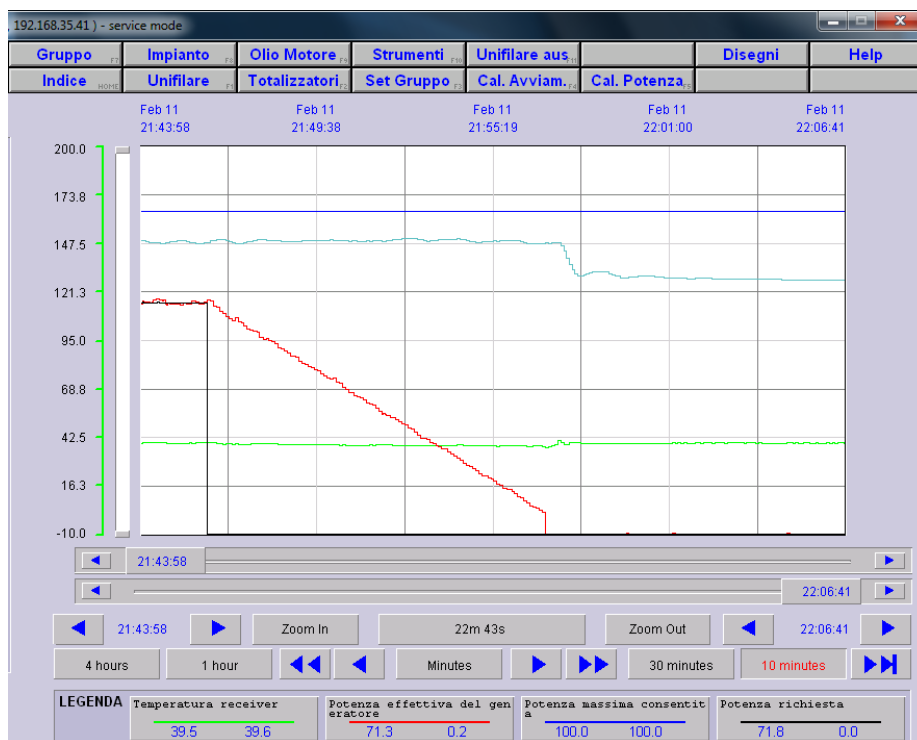


Figura 8 Andamento della potenza nella fase di spegnimento del cogeneratore

Avendo ora a disposizione i dati in merito alle fasi di accensione e spegnimento dell'unità cogenerativa risulta quindi possibile fare una stima sul costo di accensione e spegnimento della stessa.

Ipotizziamo che nella fase di accensione ci sia un consumo di gas naturale pari al massimo del consumo ed una durata della fase di startup di 13 minuti cioè consideriamo che fino a che non arrivi alla potenza richiesta il cogeneratore non produca energia elettrica, in questo modo sovrastiamo il consumo di gas naturale in modo da avere un'analisi cautelativa. Utilizzando i dati di targa del motore cogenerativo

- Potenza introdotta tramite il combustibile : 2.718 KW
- Durata tempo di accensione : 0,217 h
- PCI gas naturale: 9,59 KWh/Sm³

$$Consumo = 2718 * 0,217 * \frac{1}{9,59} = 61,502 \text{ Sm}^3$$

Considerando ora un costo medio del gas naturale utilizzato in regime cogenerativo pari a 0,284 €/Sm³ il costo per ogni accensione della macchina risulta pari a :

$$Costo = 61,502 \text{ Sm}^3 * 0,284 \frac{\text{€}}{\text{Sm}^3} = 17,467 \text{ €}$$

3.3 Caldaie integrazione

Come detto in precedenza le caldaie di integrazione sono due e identiche (TNOX 5000-10), esse producono acqua calda utilizzata nella rete di teleriscaldamento, la potenza termica utile massima è di 5.000 KW con un rendimento del 93 % con funzionamento al 100 % del carico e del 95% al 30 % del carico. I dati tecnici delle caldaie nello specifico sono riportati nella Tabella 5 mentre nella Figura 9 è possibile vedere le due caldaie installate presso il locale centrale termica. Per le caldaie di integrazione non viene fatta una programmazione degli orari di accensione ma si attivano automaticamente in base al carico richiesto dall'utenza. Quindi se la potenza termica erogata dal cogeneratore non riuscisse a soddisfare la potenza termica richiesta dall'utenza allora si attiverrebbero le caldaie di integrazione modulate in base al carico richiesto, se il cogeneratore è spento e si ha una richiesta di energia termica dell'utenza allora anche in questo caso le due caldaie entrano in funzione. Dai dati prelevati dalla centrale (come verrà discusso in seguito) è possibile vedere come nei mesi invernali soprattutto nel periodo mattutino, dove la richiesta di energia termica è molto elevata e la rete di teleriscaldamento si è raffreddata nel corso della notte; le due caldaie di integrazione funzioneranno quasi al massimo della loro potenza. Mentre nelle ore notturne e nel periodo estivo una caldaia è sufficiente a soddisfare l'intera domanda di energia termica richiesta dall'utenza.

<i>Dati tecnici caldaie</i>		
<i>Numero caldaie presenti</i>	-	2
<i>Potenza utile massima</i>	KW	5.000
<i>Potenza termica massima</i>	KW	5.376
<i>Rendimento potenza massima</i>	%	93
<i>Potenza utile minima</i>	KW	2.500
<i>Potenza termica minima</i>	KW	2.631
<i>Rendimento potenza minima</i>	%	95
<i>Potenza elettrica assorbita</i>	KW	1
<i>Perdite carico lato fumi</i>	mbar	10
<i>Dispersione massima camino</i>	%	6,70
<i>Dispersione massima involucro</i>	%	0,30
<i>Dispersione massima bruciatore spento</i>	%	0,10

Tabella 5 Dati tecnici caldaie di integrazione



Figura 9 Immagine delle caldaie di integrazione installate presso la centrale termica

3.4 Bruciatori

Nelle due caldaie di integrazione sono stati installati due bruciatori della BALTUR con modulazione elettronica aventi una potenza massima erogabile di $6.000 \text{ KW}_{\text{th}}$ ed una potenza minima di funzionamento pari a $500 \text{ KW}_{\text{th}}$. Alla potenza massima la portata bruciata è pari a $635 \text{ Sm}^3/\text{h}$, mentre alla potenza minima $53 \text{ Sm}^3/\text{h}$, l'assorbimento elettrico del ventilatore è pari a $11 \text{ KW}_{\text{el}}$, le caratteristiche tecniche dei bruciatori sono riportate in Tabella 6.

I bruciatori installati presso le due caldaie di integrazione della rete di teleriscaldamento funzionano seguendo il carico richiesto dall'utenza. Infatti se la differenza di temperatura tra mandata e ritorno del circuito primario supera un certo valore allora significa che le utenze stanno assorbendo più energia termica di quella prodotta, quindi i bruciatori si attivano o aumentano la potenza generata in modo da sopperire a questa mancanza. Se in caso contrario la differenza di temperatura tra mandata e ritorno diventa inferiore ad un certo valore allora i bruciatori diminuiscono la potenza generata in modo da mantenere costante il delta temperatura tra mandata e ritorno. Nel caso della centrale di Corso Taranto la differenza di temperatura impostata tra mandata e ritorno del circuito primario è pari a 20°C .

Mediante questo tipo di modulazione sono i due bruciatori installati presso le caldaie di integrazione che variano la potenza erogata; in questo modo il cogeneratore funziona in modo più costante possibile evitando inutili accensioni e spegnimenti.

MODELLO	TBG 600 ME	
Potenza Termica Massima	KW	6.000
Potenza Termica Minima	KW	500
Tensione Alimentazione	Volt	400
Assorbimento	KW	11,8
Ventola	r.p.m.	2.920
Rivelazione di fiamma		Elettrodo di ionizzazione

Tabella 6 dati tecnici bruciatori installati sulle caldaie di integrazione

3.5 Rete di Teleriscaldamento

La rete di teleriscaldamento serve alcuni edifici nella zona di Corso Taranto a Torino. L'utenza servita corrisponde ad una volumetria lorda di circa 400.000 m³ costituita da utenze domestiche.

L'acqua proveniente dal cogeneratore viene miscelata con l'acqua proveniente dalle caldaie di integrazione in un collettore, in questo modo l'acqua miscelata raggiunge la temperatura di progetto (85°C) della mandata della rete di teleriscaldamento. Una volta avvenuta tale miscelazione grazie a 3 pompe centrifughe del tipo *GRUNDFOS NB 125-400/392 A-F2-A-E-BAQE* Figura 10 l'acqua viene inviata nei due rami principali che costituiscono la rete di teleriscaldamento. Due pompe vengono utilizzate nel normale funzionamento della rete mentre una di riserva utilizzata solamente in caso di emergenza. Per ogni pompa è stato installato un inverter in modo avere un campo di funzionamento continuo riuscendo a variare il numero di giri di ogni pompa. L'assorbimento massimo di ognuna è pari a 55 KW, queste vengono fatte funzionare in modo da dare al circuito una prevalenza costante pari a 100 metri di colonna d'acqua . Nel capitolo destinato all'ottimizzazione economica dell'impianto si darà rilievo alle elettropompe essendo gli organi della centrale che hanno un maggiore assorbimento di energia elettrica e quindi costi operativi elevati.



Figura 10 Pompe rete teleriscaldamento

Le pompe spingono l'acqua nel circuito di teleriscaldamento, questo è di tipo ad albero e si divide in due rami principali che chiameremo da ora in avanti ramo 1-2 e ramo 3 come è possibile vedere nella Figura 12 un dettaglio della suddivisione della rete di teleriscaldamento nei due rami partendo dalla centrale termica, per maggiori dettagli sulla planimetria della rete si rimanda all'allegato A. Il ramo chiamato 1-2 circa 200 m dopo l'uscita dalla centrale si divide in due rami distinti uno che andrà a servire le utenze situate nella zona di Via Pergolesi mentre l'altro andrà a servire la zona di Via Mascagni.

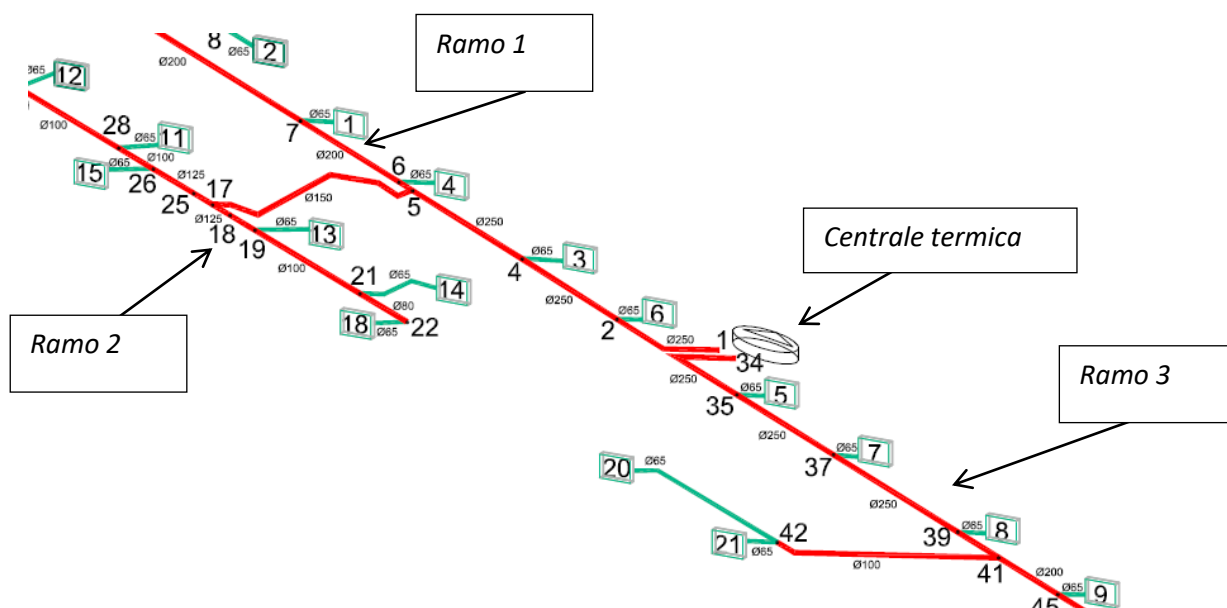


Figura 12 Diramazione rete teleriscaldamento partendo dalla centrale termica

Come si vedrà successivamente grazie ai dati ricavati mese per mese dai contatori di energia termica installati presso la centrale di cogenerazione e quelli installati nelle varie sottostazioni è stato possibile stimare anche l'efficienza della rete nei vari mesi dell'anno, arrivando a un'efficienza media annua pari al 92,70 %. Questo valore risulta abbastanza elevato. La buona efficienza della rete di teleriscaldamento è da attribuire essenzialmente a due fattori. In primis la lunghezza delle rete di teleriscaldamento non è eccessivamente elevata, questo comporta un minore percorso fatto dall'acqua del circuito primario e quindi a perdite meno elevate. Un secondo fattore riguarda la scelta della coibentazione delle tubature, questa infatti risulta particolarmente buona.

La rete di teleriscaldamento oggetto di studio è installata su suolo pubblico al di sotto del manto stradale; come detto in precedenza la rete è di tipo ad albero con una dorsale principale costituita da una conduttura di mandata ed una di ritorno, entrambe aventi un diametro nominale di 250 mm, dopo alcuni metri il ramo 1-2 della rete si divide in due rami distinti, il ramo 1 con tubazioni di diametro nominale pari a 200 mm mentre le tubazioni del ramo 2 con un diametro nominale pari a 150 mm. Per quanto riguarda invece il ramo 3 il diametro nominale resta pari a 250 mm. In merito alle tubazioni che dalle dorsali principali si diramano verso le utenze queste non hanno diametri tutti uguali ma cambiano in base all'utenza da servire, comunque i diametri nominali variano per questo tipo di condutture da 80 a 50 mm.

Per quanto riguarda invece la velocità del fluido nelle condutture questa rimane sempre inferiore ai 2 m/s nelle dorsali principali e inferiore ad 1 m/s nelle diramazioni dirette verso le utenze. Infatti le tubazioni sono state progettate con una velocità di allarme pari a 3 m/s per le tubazioni di diametro maggiore (dorsali) e una velocità di allarme pari ad 1 m/s per le diramazioni verso le utenze.

Le tubazioni utilizzate sono del classico tipo precoibentato costituito da un tubo interno di servizio in acciaio dove scorre il fluido termovettore, una guaina più esterna di isolamento in schiuma di poliuretano (PUR) di colore giallo nella Figura 13 ed infine uno strato esterno fatto in polietilene ad alta densità (HDPE).



Figura 13 Tubo preisolato per reti di teleriscaldamento

3.6 Edifici allacciati e sottostazioni

Gli edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento sono in totale 34. Una parte di essi oltre ad essere servita dalla rete di teleriscaldamento in oggetto presenta anche l'installazione di pannelli solari termici che producono energia termica per soddisfare la richiesta di acqua calda sanitaria delle utenze. Gli edifici serviti sono stati divisi in tre grosse macro categorie in funzione del numero degli appartamenti, dei piani degli edifici e della superficie di pannelli solari termici installati. Possiamo identificare una prima tipologia chiamata A-B: questi edifici hanno 10 piani e 40 alloggi per edificio. La seconda tipologia sarà chiamata C-D: questi edifici hanno un'altezza di 7 piani e comprendendo 42 alloggi per ogni edificio. Per quanto riguarda invece la terza categoria, riferita alla zona chiamata Cravero la società EXE.GESI. ha solamente il compito di fornire l'energia termica tramite la rete di teleriscaldamento, mentre la gestione delle sottostazioni degli edifici e la fatturazione alle singole utenze viene svolta direttamente dalla società ATC Torino.

Quindi per quanto riguarda le prime due categorie si hanno dati riferiti ad ogni sottostazione mentre per quanto riguarda la zona Cravero si ha solamente un dato totale di energia termica fornita dalla rete di teleriscaldamento.

Presso i vari edifici, nei locali che prima erano adibiti a contenere la centrale termica che serviva tutto il condominio, sono stati installati i contabilizzatori di energia termica prelevata dalla rete di teleriscaldamento, gli accumuli di acqua calda sanitaria (per gli edifici che hanno anche installato i pannelli solari termici) e lo scambiatore di calore a piastre che trasferisce l'energia termica dal circuito primario di teleriscaldamento al circuito secondario che andrà a servire i vari appartamenti.

Oltre alla fornitura di energia termica per il riscaldamento si ha anche fornitura di acqua calda sanitaria. L'acqua calda che arriva nella sottostazione cede il calore ad un circuito secondario mediante uno scambiatore di calore a piastre, l'acqua ora calda del secondario viene divisa mediante una valvola a tre vie dove una parte procede direttamente verso i radiatori dei singoli edifici, mentre la restante converge in una serpentina immersa in un accumulo dove cede calore utile all'accumulo di acqua calda sanitaria. La serpentina descritta si trova sulla parte alta dell'accumulo. Una parte di calore utile per l'acqua calda sanitaria viene fornito, come accennato in precedenza, tramite un impianto solare installato sopra il tetto dell'edificio, la serpentina di scambio solare-accumulo ACS si trova nella parte bassa del vessel di accumulo. Gli accumuli di ACS sono situati dentro le varie sottostazioni degli edifici e sono formati da 4 vessel isolati ognuno con una volumetria di 1400 m³.

3.7 Solare Termico ACS

Per diminuire il consumo di combustibile e fornire energia termica alle utenze anche da fonte interamente rinnovabile, sui tetti di alcuni edifici sono stati installati pannelli solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria. Nella Figura 14 è mostrato un impianto solare termico di un edificio allacciato alla rete di teleriscaldamento. Dai dati prelevati dalle varie sottostazione si è visto che in alcuni giorni del periodo estivo, soprattutto in Luglio ed Agosto, la produzione, mediante energia solare, di ACS riesce a soddisfare interamente il fabbisogno degli edifici. Questo comporta un notevole risparmio di combustibile essendo che non sarà necessario accendere il cogeneratore o le caldaie di integrazione.



Figura 14 Impianto solare termico installato presso uno degli edifici serviti dalla rete di teleriscaldamento

Il progetto esecutivo prevedeva una temperatura di mandata dell'acqua calda sanitaria pari a 45 °C , una temperatura dell'acqua fredda proveniente dalla rete di 15 °C ed una temperatura dell'accumulo pari a 60°C. Il progetto dell'impianto termico solare è stato fatto considerando 2617 gradi giorno (zona climatica E) con una temperatura minima esterna di progetto pari a -8 °C. Solitamente nella fase di progettazione si dimensiona l'impianto in modo da soddisfare circa il 60 % della richiesta di acqua calda sanitaria degli edifici. Non si sceglie un valore maggiore di copertura per non produrre un surplus di energia termica da dovere smaltire senza produrre un effetto utile. La superficie di pannelli solari installata, presso gli edifici di tipologia A e B è pari a 77 m² di pannelli, a cui corrisponde una riduzione di emissione di CO₂ pari a circa 7.584 Kg(ricontrollare il valore) ogni anno. Gli edifici in cui sono installati i pannelli solari sono 8 quindi annualmente la CO₂ risparmiata sarà pari a circa 61 tonnellate. Per gli edifici di tipologia C e D con 92,52 m² di pannelli solari installati danno un risparmio annuo di anidride carbonica pari a circa 6.971 Kg. Gli edifici di questa tipologia presso cui sono stati installati questi pannelli sono 5 quindi annualmente vengono evitate le emissioni di circa 35 tonnellate di CO₂ .

Il fluido circolante nei collettori solari è acqua mista ad un antigelo, nel caso specifico glicole, l'impianto funziona a circolazione forzata. Lo scambio di energia tra il circuito solare e l'acqua da inviare alle utenze avviene all'interno dei sistemi di accumulo installati presso le sottostazioni degli edifici. La serpentina di scambio termico è posta nella parte bassa del vessel di accumulo, mentre nella parte alta si trova la serpentina che funge da interfaccia tra l'acqua calda sanitaria da inviare all'utenza e la parte di energia termica fornita mediante il teleriscaldamento. Nella figura sottostante (Figura 15) è mostrato un vessel di accumulo installato presso le sottostazioni. Per ogni sottostazione sono stati installati 4 vessel di questa tipologia.

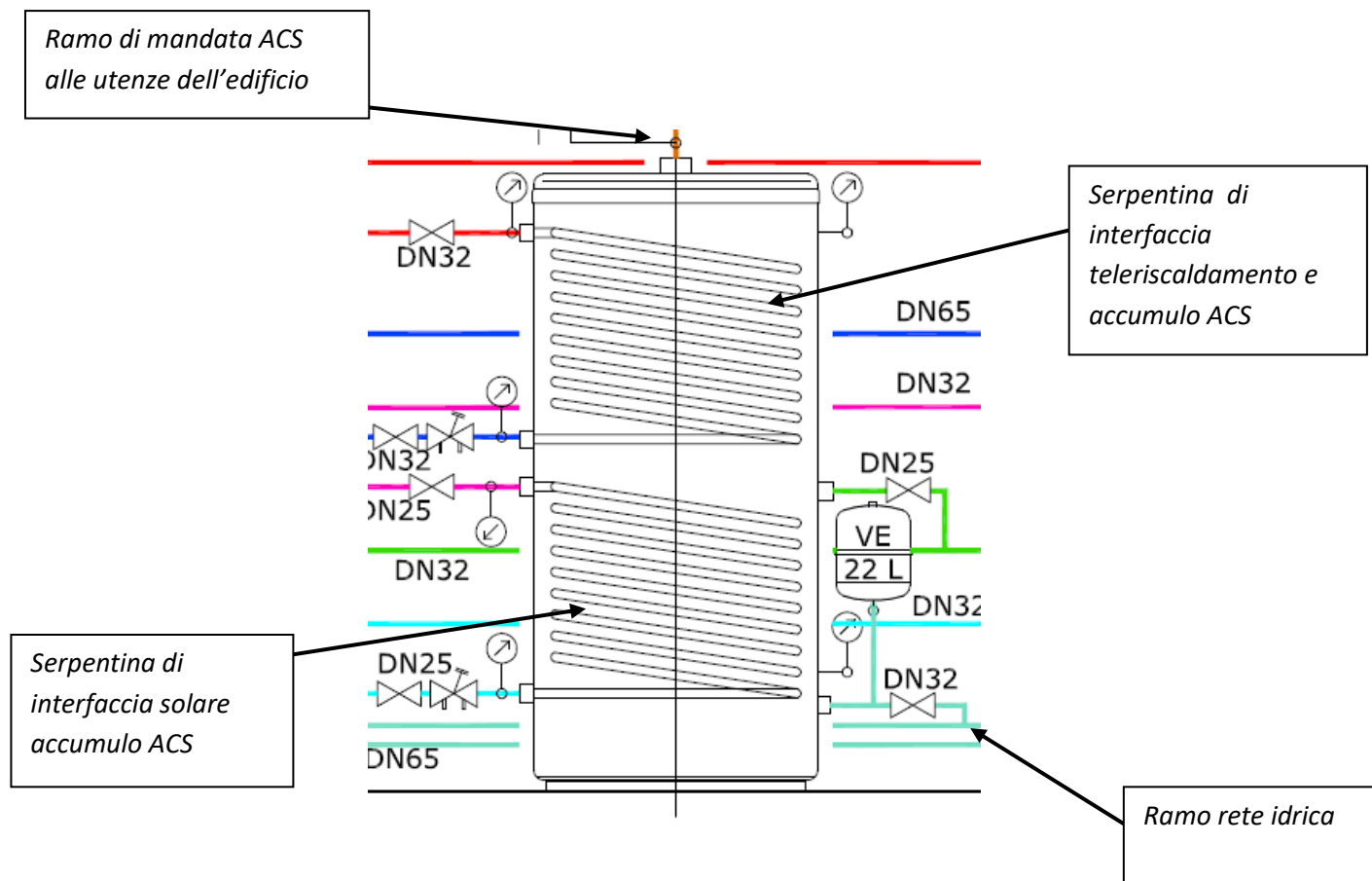


Figura 15 Schema vessel accumulo acqua calda sanitaria presente nelle sottostazioni degli edifici

4. Riferimenti Normativi e meccanismi incentivazione

Un impianto per essere riconosciuto come cogenerativo ad alto rendimento dal GSE (qualifica CAR) deve rispettare alcuni parametri. Successivamente avendo ricevuto la qualifica il proprietario dell'impianto può richiedere delle agevolazioni sulle accise inerenti il gas naturale consumato in assetto cogenerativo all'*Agenzia delle Dogane e dei Monopoli*; inoltre, in base all'energia termica ed elettrica generata, può richiedere l'accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi), che successivamente potrà rivendere sul mercato tramite la piattaforma messa a disposizione dal GME, oppure direttamente con contratti bilaterali. L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore può essere immessa in rete oppure consumata direttamente nel sito di produzione, mentre l'energia termica solitamente viene venduta ad uno o più soggetti privati o pubblici allacciati ad una rete, che tramite un fluido termovettore trasporta l'energia termica. Per quanto riguarda la rete di teleriscaldamento il proprietario ha l'obbligo di richiedere permessi di costruzione al comune nel caso in cui la rete attraversi il suolo comunale, situazione che accade quasi nella totalità dei casi.

4.1 Normativa Cogenerazione Alto Rendimento

Si definisce *“Cogenerazione la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alla produzione separata.”*Così viene definita la cogenerazione nel Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n° 79. Sempre nello stesso decreto, successivamente, viene indicata come prioritaria la cessione di energia elettrica in rete prodotta da un impianto cogenerativo rispetto all'immissione di energia elettrica prodotta da impianti convenzionali, questo significa che come avviene per l'energia prodotta da fonti rinnovabili anche quella prodotta in cogenerazione deve ricevere la priorità nell'immissione sulla rete elettrica nazionale.

Come si legge ancora nel Decreto ha dato mandato All'autorità per l'Energia Elettrica e il gas di definire delle condizioni di riconoscimento di un impianto come cogenerativo. Quindi l'Autorità ha pertanto emanato il 19 marzo 2002 attraverso la deliberazione 42/02 le condizioni necessarie che deve rispettare un impianto per essere considerato operante in regime CAR. Tali condizioni sono le seguenti:

- **IRE:**Indice di Risparmio di Energia è il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata e definito dalla formula seguente:

$$IRE = \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} * P} + \frac{E_{t,civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t,ind}}{\eta_{ts,ind}}}$$

Dove:

E_c corrisponde all'energia primaria dei combustibili utilizzati durante l'anno solare nella centrale di cogenerazione.

E_e indica l'energia elettrica netta prodotta dall'impianto cogenerativo e quindi si ricava dalla differenza tra quella lorda prodotta ai morsetti del cogeneratore meno quella utilizzata per gli ausiliari e delle perdite nei trasformatori principali, escludendo dagli ausiliari quelli relativi al trasporto dell'energia termica prodotta.

E_t invece indica invece l'energia termica utile prodotta durante un anno solare utilizzata per scopi civili oppure industriali. Infatti il termine è diviso in una componente $E_{t,civ}$ che indica la parte utile dell'energia termica utilizzata per usi civili quali climatizzazione, riscaldamento, raffrescamento ed utilizzi igienico-sanitari. Mentre la parte $E_{t,ind}$ rappresenta invece la componente relativa all'energia termica utile a fini industriali.

η_{es} rappresenta invece il rendimento elettrico medio annuo per un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica.

$\eta_{ts,civ}$ e $\eta_{ts,ind}$ rappresentano i rendimenti medi per la produzione di sola energia termica. Cioè il rapporto tra l'energia netta prodotta annualmente e l'energia primaria consumata tramite il combustibile.

Mentre il coefficiente P rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica prodotta.

- **LT**: è il limite termico della sezione cogenerativa che è pari al rapporto tra il calore utile prodotto dalla sezione cogenerativa diviso per la somma degli effetti utili cioè la somma dell'energia elettrica netta prodotta ed il calore utile, entrambi riferiti ad un anno solare.

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

Dove:

E_e rappresenta l'energia elettrica utile prodotta in un anno solare:

E_t rappresenta invece il calore utile prodotto dal cogeneratore sempre rispetto all'anno solare.

Successivamente in attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE, direttiva che si ha come obbiettivo l'aumento dell'efficienza energetica a livello Europeo, è stato emanato il Decreto Legislativo 8 Febbraio 2007 numero 20. Grazie a questo Decreto è stato introdotto il nuovo concetto di Cogenerazione ad Alto Rendimento, introducendo anche i nuovi parametri da rispettare per classificare un impianto come cogenerativo ad alto rendimento, La guida tecnica per definire i parametri a cui deve sottostare un impianto è stata emanata ad Agosto con il DM 4 agosto 2011, quest'ultimo è stato successivamente aggiornato nel 2015. Il decreto Legislativo dell' 8 Febbraio 2007 prevede che fino al 31 Dicembre 2010, un impianto venga definito come cogenerativo ad alto rendimento se rispetta i criteri del D.L. del 16 Marzo 1999, mentre dal 01 Gennaio 2011 un impianto CAR è riconosciuto tale se rispetta i requisiti introdotti con la direttiva 2004/8/CE.

Nel decreto ministeriale del 4 Agosto 2011 viene introdotto un nuovo parametro il **PES** acronimo di Primary Energy Saving, questo parametro è molto simile all'indice di risparmio dell'energia, in questo decreto inoltre è stato abolito il concetto di limite termico. Vediamo ora più in dettaglio il calcolo del PES utile a classificare un impianto come CAR.

Prima del calcolo dell'energia primaria risparmiata il decreto richiede un limite minimo di rendimento globale annuo che deve avere l'impianto a seconda della tipologia dello stesso. Per rendimento globale si intende il rapporto tra l'energia utile prodotta sia essa sotto forma di calore che di energia elettrica diviso per l'energia primaria spesa.

$$\eta_{globale} = \frac{E + H_{chp}}{F}$$

Dove:

E indica l'energia elettrica prodotta

H_{chp} indica l'energia termica utile prodotta dalla sola unità cogenerativa, non tiene conto dell'energia termica prodotta da caldaie di integrazione.

F si riferisce invece all'energia termica immessa nell'impianto mediante un combustibile oppure mediante altre fonti di calore quali ad esempio gas caldi. Nel valore di F si tiene conto solamente della parte di energia termica immessa nell'unità cogenerativa, senza tenere conto dell'energia termica immessa per il funzionamento di eventuali caldaie di integrazione.

Come accennato prima a seconda del tipo di impianto le condizioni sul rendimento globale da rispettare sono diverse, di seguito in Tabella 7 sono riassunti i rendimenti globali da rispettare in funzione della tipologia di impianto.

TIPOLOGIA DI UNITA'	$\eta_{globale} \geq 0,75$	$\eta_{globale} \geq 0,80$
	Turbina a vapore a contropressione	Turbine a gas a ciclo combinato con recupero di calore
	Turbina a gas con recupero di calore	
	Motore a combustione interna	
	Microturbine	Turbine a condensazione con estrazione di vapore
	Motori Stirling	
	Pile a combustibile	
	Cicli ORC (Organic Rankine Cycle)	

Tabella 7 Rendimento globale da rispettare per il riconoscimento di regime CAR

L'impianto oggetto di studio come descritto nel capitolo 3.2 è formato da un motore a combustione interna, quindi dovrà soddisfare la condizione di rendimento globale maggiore o uguale al 75%. Calcolo che deve essere fatto vedendo l'energia sia termica che elettrica prodotta in un anno e l'energia termica introdotta nel cogeneratore tramite gas naturale nello stesso periodo di tempo.

Nel caso in cui l'unità cogenerativa non soddisfi il vincolo sul rendimento globale allora solamente una parte di energia elettrica prodotta deve essere considerata come derivante da cogenerazione, mentre la restante parte deve essere definita come energia elettrica prodotta non cogenerativa.

Vediamo allora la produce da adottare per il riconoscimento di unità cogenerativa come CAR.

4.1.1 Confini dell'unità di cogenerazione

Per prima cosa bisogna definire i confini dell'unità cogenerativa, questi saranno utili per individuare i flussi energetici in ingresso ed in uscita utili al calcolo dell'energia primaria risparmiata e degli altri fattori utili al riconoscimento come CAR. Va sottolineato che i confini dell'impianto si riferiscono solamente a flussi energetici e non hanno importanza ai fini del calcolo i componenti fisici che vanno a costituire l'impianto stesso.

4.1.2 Calcolo del rendimento globale

Una volta definiti i confini dell'unità cogenerativa è possibile calcolare il rendimento globale mediante la formula descritta in precedenza e verificare che in funzione del tipo di impianto questo rendimento soddisfi i vincoli imposti dalla normativa.

Una volta appurato che il rendimento globale soddisfa le condizioni prima descritte si può passare al calcolo del PES descritto in questo modo:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP}{Ref} \frac{H\eta}{H\eta} + \frac{CHP}{Ref} \frac{E\eta}{E\eta}} \right) * 100$$

Essendo questo un parametro fondamentale per il riconoscimento dell'impianto come CAR si ritiene utile dare una spiegazione approfondita al calcolo dei vari fattori che si trovano nella formula:

- *CHP H η* : rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, questo è definito come il rapporto tra il calore utile prodotto dal cogeneratore diviso per il combustibile di alimentazione sempre riferito alla sola unità cogenerativa.
- *Ref H η* : Valore di rendimento per la produzione separata di calore. Questo dato si trova nell'allegato cinque del decreto. In questo allegato si trovano diversi rendimenti di riferimento in funzione del tipo di combustibile utilizzato e tutti calcolati tenendo conto del potere calorifico inferiore calcolato nelle condizioni Standard (alla pressione 1,013 bar e alla temperatura di 15 °C e umidità relativa del 60 %). Nel caso in studio della centrale di cogenerazione di Corso Taranto essendo questa alimentata a gas naturale il valore di rendimento da considerare è 90 %.
- *CHPE η* : rendimento elettrico del cogeneratore definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore e l'energia introdotta tramite combustibile nell'unità cogenerativa.
- *RefE η* : rendimento elettrico di riferimento per la produzione separata di energia elettrica, calcolato secondo i parametri definiti nell'allegato quattro del D.M. 5 settembre 2011.

Il valore di riferimento trovato deve essere corretto in funzione della temperatura media del sito di installazione dell'impianto, della tensione di rete e dal rapporto tra l'energia auto consumata e quella immessa in rete. Per fare le dovute correzioni si devono vedere gli allegati sei e sette del medesimo Decreto.

Nel caso dell'impianto oggetto di studio guardando l'allegato 4 si vede che il rendimento elettrico di riferimento è pari al 52,5 % che deve essere corretto secondo i parametri elencati in tabella sottostante Tabella 8.

<i>Correzione in base alla zona climatica di installazione</i>		
Zona climatica	Temperatura media del sito(°C)	Fattore di correzione espresso in punti percentuali
A: Valle d'Aosta, Trentino, Piemonte, Friuli, Lombardia, Veneto, Abruzzo, Emilia-Romagna, Liguria, Umbria, Marche, Molise, Toscana	11,315	+0,369
B: Lazio, Campania, Basilicata; Puglia; Calabria, Sardegna, Sicilia	16,043	-0,104
<i>Correzione legato alle perdite evitate sulla rete</i>		
Tensione di collegamento alla rete	Per l'energia elettrica esportata verso la rete	Per l'energia elettrica consumata in loco
>200 KV	1	0,985
100-200 KV	0,985	0,965
50-100 KV	0,965	0,945
0,4-50 KV	0,945	0,925
<0,4 KV	0,925	0,860

Tabella 8 Fattori di correzione del rendimento elettrico di riferimento

La correzione nel caso dell'impianto oggetto di studio sarà di +0,369 essendo situato in Piemonte e si dovrà considerare i valori riferiti alla tensione compresa tra 0,4 e 50 KV dato che l'impianto è allacciato alla rete tramite un collegamento in media tensione.

Una volta calcolato il PES dell'impianto, questo dovrà essere confrontato con i valori di riferimento che si trovano sempre sul decreto e che sono in funzione della taglia dell'unità cogenerativa. Per piccole potenze installate è necessario che ci sia un risparmio di energia primaria anche minimo, per unità di taglia maggiore di un MW elettrico installato allora l'energia primaria risparmiata dovrà essere almeno del 10 % come riportato in Tabella 9.

<i>Taglia dell'unità</i>	<i>PES</i>
Maggiore di 1 MW _{el}	=>10%
Piccola cogenerazione (50 KW _{el} <Pelettrica<1 MW _{el})	>0%
Micro-cogenerazione (Pelettrica< 50 KW _{el})	>0%

Tabella 9 Valori del PES da rispettare in funzione della taglia dell'impianto

Una volta provato che l'impianto funzionante in assetto cogenerativo rispetta i parametri sopra enunciati, cioè del rendimento globale e del Primary Energy Saving, il proprietario di tale impianto può inoltrare al GSE tramite un portale dedicato la richiesta di riconoscimento dell'impianto come cogenerativo ad alto rendimento e ricevere quindi la qualifica CAR. Nella figura seguente viene riportato tramite diagramma a blocchi la procedura da adottare per verificare che l'unità cogenerativa in questione possa essere definita come CAR.

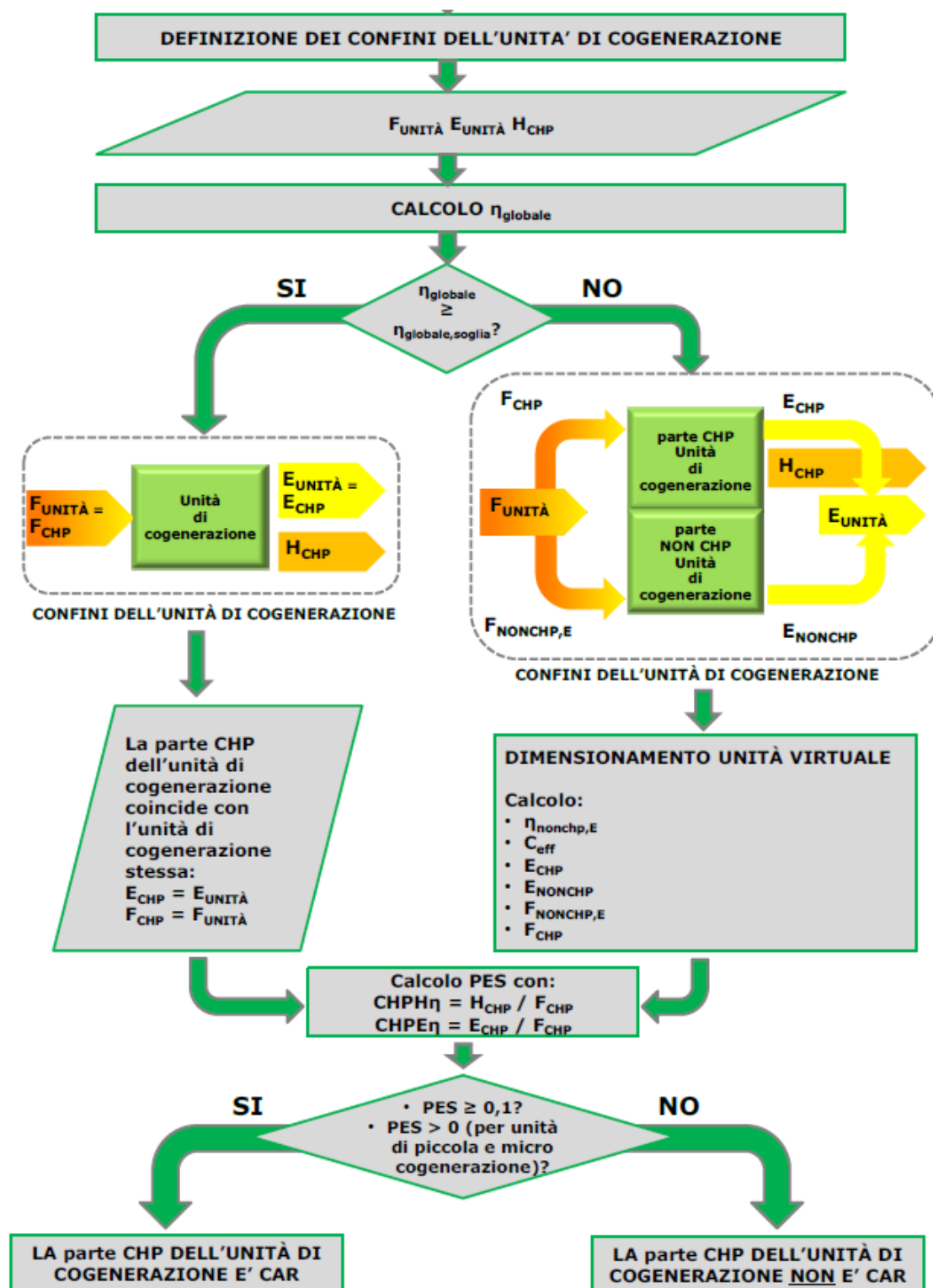


Figura 16 Diagramma a blocchi da adottare per la verifica CAR estratto dalla Guida alla Cogenerazione del 2018 GSE

4.2 Calcolo delle accise relative al gas naturale

Come accennato in precedenza ricevere la qualifica CAR comporta delle agevolazioni economiche tra cui uno sconto sulle accise riguardanti il gas naturale consumato in regime cogenerativo. I dati riguardanti il valore delle accise da pagare per ogni Sm^3 di gas consumato si possono trovare aggiornati sul sito dell'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) ex *Autorità l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico*. Le accise sono divise in una componente erariale ed una addizionale regionale che cambia in base alla regione di interesse. Nella tabella 10 si riportano le accise in funzione della tipologia di cliente (Domestico o Industriale), alle quantità di gas consumato e alla regione di interesse per quanto riguarda l'addizionale regionale.

L'ARERA riporta solamente i valori delle accise mentre l'ente predisposto alle decisioni in merito a questa componente è l'Agenzia delle dogane e dei monopoli. I riferimenti normativi in merito alle accise si possono trovare nel Testo Unico delle Accise del 26 Ottobre 1995 n.504. In tale norma all'articolo 26 si trovano le disposizioni particolari per il gas naturale. Di nostro interesse è il comma 3 tale articolo considera compresi negli usi industriali il gas impiegato per la combustione in impianti di cogenerazione che rispettano *le caratteristiche tecniche indicate nella lettera b) del comma 2 dell'articolo 11 della legge 9 gennaio 1991, n. 10* asserviti a reti di teleriscaldamento anche se alimentano utenze civili.

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,4000	17,5000	17,0000	18,6000	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno	3,8000	13,5000	12,0000	15,0000	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE						
Piemonte	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,2000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
– zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
– zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	2,2000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6249	0,5165
Toscana	2,2000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,6249	0,5200
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno	1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
– altre zone	2,2000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6249	0,5160
– altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6249	0,5160
Molise	1,9000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,5200
Campania	1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,5200
Puglia	1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,6249	0,5165
Basilicata	1,9000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6249	0,6249
Calabria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10	10

Tabella 10 Riassunto delle imposte per classe di consumo e per regione di appartenenza prezzi in c€/Sm3
fonte ARERA

Nel caso dell'impianto di Corso Taranto il consumo di gas naturale è inferiore a 1,2 Mm³ e la destinazione d'uso è industriale per cui l'imposta erariale è pari a 0,0124980 €/Sm³, mentre per quanto riguarda l'addizionale regionale è pari a 0,0062490 €/Sm³.

Per un impianto che utilizza il gas naturale senza fare cogenerazione il calcolo delle accise risulta semplicemente il prodotto tra la quantità di gas consumato dall'impianto e il prezzo unitario riferito alla componente erariale e a quella regionale.

Nel caso in cui nell'impianto sia presente anche un'unità cogenerativa allora bisogna distinguere tra il gas naturale consumato dal cogeneratore e il gas consumato dalle altre unità funzionanti in regime non cogenerativo quali ad esempio le caldaie di integrazione.

Per la distinzione del gas in base all'utilizzo non si misura attraverso dei contatori fisicamente installati ma si ricava il valore del gas naturale utilizzato per la cogenerazione in base all'energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione durante l'anno. Nella pratica il proprietario dell'impianto contabilizza solamente il totale del gas consumato nell'impianto, senza distinzione. Successivamente comunicherà all'*UTF (Ufficio tecnico di Finanza, facente capo all'agenzia delle dogane)* la produzione annua di energia elettrica, in base a questo dato l'ufficio moltiplica questo valore di energia per 0,22 ricavando in questo modo gli Sm³ di gas naturale consumato in regime cogenerativo.

Il coefficiente 0,22 tiene conto dell'efficienza di conversione da energia chimica del combustibile in energia elettrica e della conversione da KWh a Sm³ passando attraverso il potere calorifico inferiore. Riportiamo un esempio su un impianto cogenerativo in cui siano presenti anche caldaie di integrazione.

Consumo gas naturale totale = 1.000 Sm³

Produzione energia elettrica = 2.000 KWh

Rendimento elettrico = 0,47

PCI gas naturale = 9,59 KWh/Sm³

$$Consumo_{cogenerazione} = \frac{2000 \text{ KWh}}{\eta_{el}} * \frac{1}{PCI} = 2000 * 0,22 = 440 \text{ Sm}^3$$

Quindi il proprietario dell'impianto dovrà pagare un'accisa agevolata su 440 Sm³ di gas naturale utilizzato, mentre dovrà pagare interamente le accise riguardanti gli altri 560 m³ di gas naturale utilizzato.

Per il gas naturale consumato in regime cogenerativo l'addizionale regionale non deve essere versata mentre l'imposta erariale è pari a 0,0004493 €/Sm³. Inoltre l'IVA sul gas metano utilizzato nel cogeneratore è pari al 10 % e non al 22%. Di seguito in Tabella 11 è possibile vedere un riepilogo sulle accise riferite ad un impianto installato in Piemonte.

<i>Imposta</i>	<i>Unità di Misura</i>	<i>Prezzo unitario</i>
Accisa gas non cogenerativo	€/Sm ³	0,0124980
Accisa gas regime cogenerativo	€/Sm ³	0,0004493
Addizionale regionale non cogenerativo	€/Sm ³	0,0062490
Addizionale regionale regime cogenerativo	€/Sm ³	0

Tabella 11 Riepilogo sul costo unitario delle accise divise in base al gas consumato in regime cogenerativo e quello consumato in regime non cogenerativo

4.3 Titoli di Efficienza Energetica

Un altro mezzo di incentivazione di cui possono beneficiare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento riguarda i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), chiamati anche Certificati Bianchi, che premiano il risparmio energetico negli usi finali mediante interventi di efficienza energetica. Esistono varie tipologie di certificati bianchi:

- Tipologia I : attestano il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica.
- Tipologia II : attestano il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione di consumo di gas naturale.
- Tipologia II CAR : attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011.
- Tipologia III : , attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione.
- Tipologia IV : attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del D.Lgs n. 28/11.

Nel caso della centrale di cogenerazione di Corso Taranto i CB sono della tipologia II CAR in quanto l'impianto ha ottenuto la qualifica dal GSE come impianto di cogenerazione ad alto rendimento, quindi per ogni anno in cui vengano rispettati i requisiti di cogenerazione ad alto rendimento si ha diritto ad un certo numero di certificati bianchi in base al risparmio di energia primaria conseguito in un anno solare.

Ogni TEE corrisponde ad una tonnellata di petrolio equivalente risparmiata. Vediamo ora per un impianto cogenerativo come si può effettuare il calcolo dei certificati bianchi accumulabili in un anno:

Per prima cosa bisogna sottolineare che l'incentivo si basa sul risparmio di energia primaria mediante cogenerazione rispetto alla produzione separata di energia termica ed elettrica. Quindi il primo parametro da calcolare è il risparmio (RISP):

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{e,rif}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{t,rif}} - F_{chp}$$

Dove:

- $RISP$: indica il risparmio di energia primaria, espresso in MWh realizzato dall'unità di cogenerazione.
- E_{chp} : indica l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione espressa in MWh.
- H_{chp} : indica l'energia termica prodotta dall'unità di cogenerazione espressa in MWh.
- $\eta_{e,rif}$: indica il rendimento elettrico di riferimento del parco di produzione elettrico italiano assunto pari a 0,46. Questo coefficiente deve essere corretto con gli stessi coefficienti considerati in precedenza per il calcolo del PES.
- $\eta_{t,rif}$: indica il rendimento medio del parco di produzione di energia termica italiano considerando 0,82 nel caso di utilizzo diretto dei gas di scarico e 0,90 nel caso di produzione di acqua calda o vapore.
- F_{chp} : indica l'energia espressa in MWh del combustibile utilizzato dall'impianto di cogenerazione.

Una volta calcolato il risparmio bisogna convertirlo in un numero di certificati bianchi attraverso la seguente formula:

$$CB = RISP * 0,086 * K$$

Il coefficiente K è un coefficiente di armonizzazione che dipende dalla potenza elettrica installata nell'unità cogenerativa. I valori di K sono i seguenti:

<i>Valore di K</i>	<i>Quota potenza MW_{el}</i>
1,4	Fino a 1
1,3	Superiore a 1 e inferiore a 10
1,2	Superiore a 10 e inferiore a 80
1,1	Superiore a 80 e inferiore a 100
1	Superiore a 100

Una volta ottenuto il numero di certificati bianchi ottenuti in un anno, dal funzionamento dell'impianto in regime cogenerativo questi vanno convertiti in termini monetari in base al valore unitario di scambio sulla borsa elettrica, oppure dal valore stipulato attraverso un contratto bilaterale.

Il motore cogenerativo installato presso la centrale di Corso Taranto ha una potenza elettrica massima di 1,2 MW quindi il calcolo del coefficiente K risulta:

$$K = \frac{1,4 * 1 + 0,2 * 1,3}{1,2} = 1,383$$

Una volta calcolato il coefficiente K è possibile calcolare il numero di certificati bianchi ottenuti con la formula sopra riportata.

Quindi ricavato il numero di certificati bianchi, per stimare il guadagno generato da essi, è sufficiente vedere il prezzo di vendita unitario tramite il sito del Gestore dei Mercati Energetici (GME). In questo caso considerando che i valori calcolati sono fino a Settembre 2017, riportiamo di seguito, a titolo di esempio, i valori medi delle sessioni di scambio nel periodo che va dal primo Gennaio 2017 fino al trentuno Dicembre 2017 per tipologia di certificato bianco. A decorrere del 01 Ottobre 2017 le tipologie sono state unificate in una unica. I valori sono riportati in Tabella 12.

Tipologia	Prezzo medio ponderato €/tep	Prezzo minimo €/tep	Prezzo massimo €/tep	Volumi scambiati
Tipo I	241,44	150,00	356,00	1.286.066
Tipo II	246,37	152,00	356,00	2.175.828
Tipo II - CAR	275,79	189,00	355,00	569.424
Tipo III	235,09	145,00	355,00	709.908
Tipo IN	-	-	-	-
Tipo V	-	-	-	-

Tabella 12 Valore CB nelle sessione di dicembre dati GME

I certificati bianchi ricavati dall'impianto cogenerativo sono della tipologia II-CAR, dalla tabella è possibile vedere come il valore medio del prezzo per certificati bianchi scambiati in borsa sia pari a 275,79 €/CB.

Quindi decidendo di andare a vendere sulla borsa elettrica tutti i certificati bianchi ricavati durante l'anno di funzionamento del cogeneratore il guadagno derivante da questi titoli sarebbe:

$$\text{Guadagno} = 275,79 * CB$$

Il valore per singolo Titolo di Efficienza Energetica risulta particolarmente alto, infatti il trend di prezzo dei certificati scambiati sul mercato energetico è in costante aumento. Andando a vedere lo storico dei prezzi di vendita attraverso il sito del GME si può notare come a Gennaio del 2016 il prezzo medio ponderato di vendita dei certificati bianchi di tipologia II-CAR si aggirava intorno a 106 €/CB, mentre a Dicembre dello stesso anno come visto in precedenza il prezzo medio è stato di 275,79 €/CB. Andando anche a vedere nelle sessioni di Gennaio del 2017 si trova un prezzo medio ponderato di 197 €/CB.

5. Costi energia elettrica e gas naturale

L'impianto cogenerativo oggetto di studio come detto in precedenza è composto da un motore a combustione interna e da due caldaie di integrazione funzionanti anche esse a gas naturale. Risulta quindi utile effettuare una breve analisi sull'andamento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale acquistati nonché sulla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto ed immessa in rete, in modo da riuscire ad avere una stima su quali possano essere i costi ed i ricavi derivanti dall'accensione del cogeneratore oppure delle caldaie di integrazione così da riuscire a stimare il costo dei vettori energetici nel caso di utilizzo delle sole caldaie oppure nel caso di utilizzo anche di un motore a combustione interna in regime cogenerativo ad alto rendimento.

5.1 Costo energia elettrica

Risulta fondamentale lo studio del prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete in modo da riuscire a stimare in anticipo i costi dell'impianto legati al suo prelievo. Il maggior consumo di energia deriva dal funzionamento delle pompe del circuito del teleriscaldamento. Nella centrale termica sono installate tre pompe (di cui una di riserva) aventi ciascuna una potenza massima assorbita di 55 KW. Da non trascurare è anche l'assorbimento elettrico legato al funzionamento dei bruciatori delle caldaie di integrazione, infatti essi possono consumare fino a 11 KW ciascuno.

Il prezzo dell'energia elettrica è formato da varie voci riguardanti la quota relativa alla materia energia elettrica, i costi derivanti dagli oneri del sistema elettrico, la parte di costi inerenti il trasporto e la gestione del contatore ed infine una parte riguardante le accise che saranno versate all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli.

Attraverso il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 che recepisce la Direttiva Europea 96/92/CE il mercato elettrico è stato parzialmente liberalizzato. Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita al cliente finale sono state completamente liberalizzate e quindi sono divenuti mercati di libera concorrenza tra i vari operatori. Gli operatori che svolgono più attività differenti sono obbligati ad operare una separazione contabile ed amministrativa tra le stesse. Le attività di trasmissione e

dispacciamento sono state riservate invece allo Stato e affidate in concessione al gestore della rete nazionale, che nel caso italiano è TERNA. Infine per quanto riguarda l'attività di distribuzione è svolta in regime di concessione a diversi soggetti (Monopolio Naturale) denominati distributori locali. Per attività di distribuzione si intende l'attività di trasporto dell'energia elettrica in media e bassa tensione. Quindi una volta che l'energia elettrica, prodotta dalle centrali o importata dall'estero, arriva nei pressi dei centri abitati viene abbassata di tensione. Questo permette di gestire l'energia elettrica in modo più sicuro ma avendo maggiori perdite rispetto al trasporto in alta ed altissima tensione.

Come accennato in precedenza il costo dell'energia elettrica è formato da varie voci, prima di andare ad analizzarle in dettaglio è importante evidenziare che il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete varia anche in funzione dell'orario di prelievo. Questa differenza oraria nasce dal cercare di disincentivare il consumo di energia nelle ore di punta e spalmarlo nel modo più costante possibile nell'arco della giornata. Quindi nel 1990 con il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) numero 45/90 furono introdotte quattro differenti *fasce orarie*. Successivamente in base ai consumi registrati queste sono state modificate e con la Delibera numero 181/06 l'Autorità per l'Energia elettrica ed il gas ha stabilito quali siano le fasce orarie da adottare come mostrato in Figura 17.

FASCE ORARIE DAL 2007 (Delibera Autorità per l'Energia Elettrica e Gas - AEEG - 181/2006)																								
SETTIMANA																								
Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Martedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Mercoledì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Giovedì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Venerdì	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2	F3
Sabato	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F3
Domenica	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
FESTIVITA' INFRASETTIMANALI (*)																								
Ore	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 gen - 31 dic	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3
(*) 1 e 6 gennaio, lunedì di Pasqua (dell'Angelo), 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 e 26 dicembre.																								

(*) 1 e 6 gennaio, lunedì di Pasqua (dell'Angelo), 25 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 15 agosto, 1 novembre, 8 dicembre, 25 e 26 dicembre.

Figura 17 Fasce orarie in funzione del giorno settimanale

il significato di F1, F2, F3 è il seguente:

- F1 Indica le ore di punta (Peak) dove il consumo di energia elettrica è maggiore; in queste ore il costo dell'energia elettrica risulta più alto. Come si vede il Sabato, la Domenica e nei giorni festivi non si trovano ore di punta, questo è dovuto al fatto che il consumo di energia legato alle industrie, che vanno a costituire una grossa fetta del prelievo di energia elettrica, è molto minore essendo giorni in cui la maggior parte di esse è chiusa.
- F2 Indica le ore intermedie (mid-level) dove il consumo di energia elettrica risulta essere medio, la fascia F2 si trova specialmente nelle ore serali dove il consumo legato alle industrie diminuisce ma quello del settore residenziale aumenta.
- F3 Indica invece le ore fuori punta (Off-peak) dove il consumo di energia elettrica è minore rispetto alle altre ore della giornata. Come si vede queste si trovano essenzialmente nella notte quando il consumo legato all'industria è basso e risulta basso anche il consumo di energia elettrica per uso domestico.

Il costo di un KWh di energia elettrica, come detto in precedenza, è composto da varie voci che cambiano oltre che in funzione dell'ora del giorno anche in base al tipo di consumatore. Quindi una prima distinzione può essere fatta in base all'utilizzo finale differenziando tra consumo di energia legata ad un uso domestico e quella legata a fini differenti da quelli domestici. Altre distinzioni vengono fatte in base alla tensione di alimentazione dell'utenza e in funzione della potenza massima impiegata. Infine per le componenti di costo legate agli Oneri generali di Sistema si fa una distinzione anche in base ai consumi mensili.

L'impianto di Corso Taranto è allacciato alla rete elettrica in media tensione e l'energia prelevata è utilizzata per scopi diversi da quello abitativo: vediamo allora le voci di costo dell'energia elettrica riferita a questo caso. Il contratto stipulato con il venditore di energia elettrica è quello relativo ad altri usi in media tensione con una potenza impegnata di 200 KW, quest'ultima decisa nel momento in cui si sottoscrive il contratto.

Andando sul sito dell' *Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente* nella sezione relativa a prezzi e tariffe per l'energia elettrica è possibile trovare tutti i dati necessari a stimare un costo dell'energia elettrica. Elenchiamo di seguito le varie voci che andranno a formare una parte del costo dell'energia elettrica.

- **Trasmissione (TRAS):** comprende due diverse voci $TRAS_p$ legata alla potenza impiegata e calcolata in c€/KW per anno, applicata solamente alle utenze in alta ed altissima tensione, mentre la componente $TRAS_e$ è legata al consumo di energia calcolata in c€/KWh.
- **Tariffa relativa al servizio di distribuzione:** le imprese distributrici applicano ai propri clienti finali una tariffa decisa dall'AEEGSI a copertura dei costi di distribuzione. Tale tariffa è suddivisa in quattro differenti quote:
 - *Quota fissa:* pagata da tutte le tipologie di contratto siano esse allacciate alla rete in bassa medio o alta tensione, viene espressa in c€/punto prelievo anno addebitata in quote mensili calcolate dividendo per dodici la quota totale.
 - *Quota potenza:* pagate da tutte le tipologie di contratto ad esclusione di quelle in alta oppure altissima tensione, viene espressa in c€/KW anno. Anche questa addebitata mensilmente.
 - *Quota energia:* pagata da tutte le tipologie ad eccezione di quelle allacciate alla rete in altissima tensione, viene espressa in c€/KWh.
 - *Quota energia reattiva:* nel caso in cui i clienti finali con potenza superiore a 16,5 KW e con prelievi con insufficiente valore di potenza cioè energia reattiva $\geq 50\%$ dell'energia attiva ($\cos \Phi < 0,9$) si applicano delle penali in base ai kVARh secondo quanto deciso dall'AEEGSI che nel caso di utenza in media tensione sono:

Tipologia contratto	Energia reattiva compresa tra 50-75% dell'energia attiva. (c€/kVARh)	Energia reattiva superiore al 75 % dell'energia attiva (c€/kVARh)
Altre utenze in MT	1,51	1,89

- **Tariffa relativa al servizio di misura:** l'impresa distributrice è responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori, ed è inoltre responsabile della raccolta e della validazione delle misure dell'energia elettrica, tali attività hanno un costo, quindi nelle bollette viene addebitata una tariffa detta MIS, le tariffe relative alla misura sono aggiornate annualmente e definite dall' ARERA. Questa tariffa si divide in MIS₁ e MIS₃, la prima calcolata come c€/punto prelievo anno, mentre la seconda calcolata in c€/KWh, in funzione dell'energia elettrica prelevata.
- **Oneri di sistema:** rappresenta la componente legata alla copertura di costi relativi all'intero sistema elettrico nazionale e vengono aggiornate su base trimestrale dall' ARERA. Tutti gli utenti che utilizzano la rete elettrica nazionale sono soggetti a questi costi. Negli ultimi anni queste componenti hanno avuto sempre maggiore peso sul costo finale dell'energia elettrica. Esistono varie componenti che vanno a formare gli oneri di sistema e il loro peso dipende fortemente sull'uso finale dell'energia elettrica. Di seguito elenchiamo i vari relativi agli oneri di sistema con una breve descrizione per ognuno.
 - A2: componente a copertura degli oneri relativi al decommissioning nucleare alla chiusura del ciclo del combustibile e ad altre attività connesse svolte dalla società Sogin.
 - A3: componente a copertura degli incentivi relativi alle fonti rinnovabili e assimilabili, inoltre finanzia lo scambio sul posto, il ritiro dedicato dell'energia elettrica e il ritiro da parte del GSE dei certificati verdi (CV). Questa voce va ad incidere maggiormente sul costo finale del KWh rispetto alle altre voci inerenti gli Oneri Generali di Sistema.
 - A4: componente a copertura delle società con regimi tariffari speciali, questa componente è nata per coprire le agevolazioni per alcune società a forte consumo elettrico, negli anni molte di queste agevolazioni sono state eliminate e ad oggi resta soltanto Rete Ferroviaria Italiana (RFI).
 - A5: componente che finanzia la ricerca del sistema elettrico nazionale.
 - As: componente relativa alla copertura dei bonus elettrici per clienti domestici in stato di disagio fisico oppure economico.

- *Ae*: componente relativa alla copertura delle agevolazioni riguardanti le industrie manifatturiere ad alto consumo di energia elettrica.
 - *UC4*: a copertura dei costi maggiori di 12 piccole società elettriche che operano sulle isole minori (ad esempio Isola di capri, Isola del Giglio, Isola di Lampedusa e altre ancora). Inoltre dal 2009 questa componente comprende anche aziende elettriche distributrici con meno di 5000 clienti.
 - *MCT*: riferita a misure di compensazione territoriale per i territori i quali ospitano centrali nucleari e impianti per il ciclo del combustibile. Dal 2005 circa il 70% del gettito di tale componente è destinata al bilancio dello stato.
 - *UC7*: destinata alla copertura degli oneri derivanti da interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.
 - *UC3*: a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione
 - *UC6*: a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.
- **Accise**: prima del 2012 le accise erano divise in due distinte componenti, un'imposta erariale con aliquota uguale in tutto il territorio italiano ed un'addizionale regionale variabile in funzione delle regione di prelievo. A partire dal 2012 la componete regionale è stata eliminata ed è rimasta solamente un'imposta erariale ridimensionata. Le accise vengono pagate in funzione dei KWh consumati dall'utente a anche queste dipendono dal tipo di consumo finale di energia elettrica.

- **IVA:** l'aliquota è al 22% per tutte le categorie ad esclusione dei clienti domestici ed altri usi nel caso in cui ricadano nelle seguenti categorie: imprese estrattive, agricole e manifatturiere comprese le poligrafie, editoriali e simili, funzionamento degli impianti irrigui e di sollevamento e scolo delle acque da parte di Consorzi di bonifica e Consorzi di irrigazione

Considerando l'impianto di Corso Taranto vediamo ora il peso delle varie componenti elencate in precedenza relative all'anno 2017 Tabella 13.

<i>Componente</i>	<i>Quota Fissa (c€/punto prelievo anno)</i>	<i>Quota Energia (c€/KWh)</i>	<i>Quota Potenza (c€/KW)</i>
TRASMISSIONE			
<i>TRASPP</i>	-	-	-
<i>TRASPE</i>	-	0,670	-
DISTRIBUZIONE			
<i>DISTRIBUZIONE</i>	40426,18	0,053	3041,93
MISURA			
<i>MIS1</i>	20345,48	-	-
<i>MIS3</i>	-	-	-
ONERI DI SISTEMA			
<i>A2</i>	371,85	0,056	-
<i>A3</i>	10321,75	4,623	-
<i>A4</i>	-	0,032	-
<i>A5</i>	366,68	0,013	-
<i>AS</i>	-	0,035	-
<i>AE</i>	-	0,297	-
<i>UC3</i>	-	0,047	-
<i>UC4</i>	-	0,020	-
<i>UC6</i>	10190,14	-	-
<i>UC7</i>	-	0,243	-
<i>MCT</i>	-	0,0182	-
ACCISE			
<i>IMPOSTA ERARIALE</i>	-	1,25	-
<i>IVA</i>	22 %		

Tabella 13 Costi energia elettrica prelevata dalla rete, per prelievo in media tensione e ad uso diverso da quello domestico

Oltre alla parte di costi legati a oneri generali, distribuzione e trasporto bisogna includere anche il costo della materia energia. Questo costo dipende molto dalla tipologia di contratto stipulato tra il cliente ed il venditore. Nella maggior parte dei casi come in questo il prezzo della materia energia elettrica viene indicizzato rispetto al PUN (Prezzo Unico Nazionale); da contratto quindi il prezzo della materia prima sarà pari al PUN registrato in un determinato periodo di tempo con l'aggiunta di uno spread. Il venditore di energia elettrica se acquista sulla borsa elettrica e quindi acquista al prezzo PUN avrà un margine pari allo spread applicato. Nel caso invece in cui il venditore acquisti con contratti bilaterali avrà come margine la differenza tra il prezzo di acquisto ed il prezzo di vendita. Le altre componenti invece relative al trasporto, gestione del contatore, misura, oneri generali di sistema ed accise sono invece passanti, in quanto vengono incassate dal venditore ma versate al distributore, trasportatore o stato in base alla competenza.

Il PUN è la media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti, dei pompaggi e delle zone estere. Il Prezzo Unico Nazionale si forma sul mercato elettrico, infatti grazie al mercato del giorno prima (MGP) gli operatori acquistano e vendono energia elettrica per il giorno successivo, si andrà quindi a formare un prezzo nazionale diviso per le ore del giorno. Vediamo per esempio di seguito l'esito del mercato elettrico per il giorno 23 febbraio 2017 (Fig. 18).

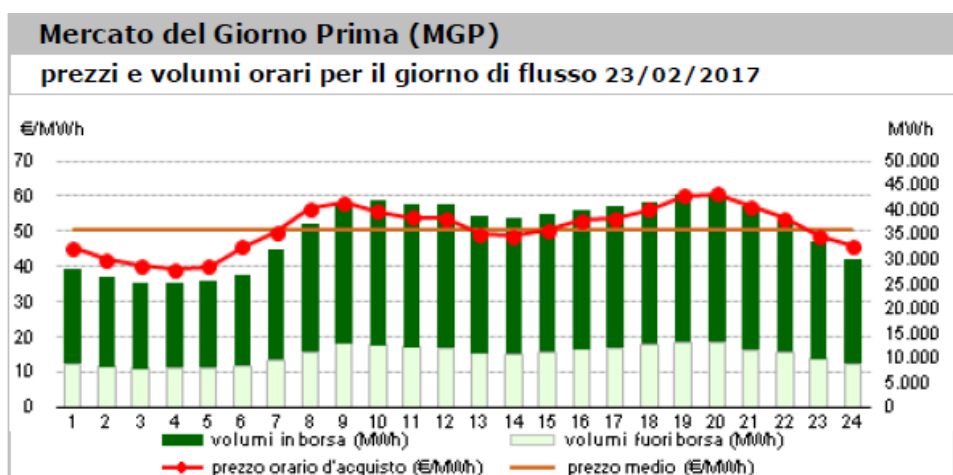


Figura 18 Esito del mercato elettrico del giorno 23 febbraio 2017

Sull'asse destro delle ordinate troviamo le quantità scambiate per ogni ora del giorno espresse in MWh, mentre sull'asse sinistro delle ordinate troviamo il prezzo di scambio per ogni ora del giorno espresso come €/MWh. La linea retta di colore marrone rappresenta la media aritmetica dei prezzi orari e quindi il PUN. Nella giornata rappresentata il PUN è stato di 50,79 €/MWh, mentre i volumi totali scambiati sono stati pari a 862.251 MWh.

Il costo riguardante la materia energia ha subito una forte discesa negli ultimi anni, dovuta essenzialmente alla diminuzione di domanda elettrica sul territorio nazionale causata essenzialmente dalla crisi economica degli ultimi anni e in parte anche all'aumento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Negli ultimi mesi il Prezzo Unico Nazionale ha ripreso ad alzarsi sensibilmente, questo è dovuto al temporaneo stop per verifiche dell'Autorità di alcune centrali nucleari francesi e dato che circa il 10-15 % dell'energia elettrica consumata in Italia viene importata dalla Francia, l'aumento del prezzo Francese ha influito anche sul nostro mercato elettrico. Il prezzo dell'energia elettrica sul mercato oltre ad essere fortemente dipendente dai consumi e quindi un aumento di domanda porta ad un aumento del prezzo, questo è anche legato alle condizioni climatiche. Infatti in periodi molto freddi essendo che in Francia ed in altri paesi il riscaldamento è di tipo elettrico ha portato ad un aumento del prezzo dell'energia elettrica prelevata dai confini nazionali. Di seguito riportiamo i grafici riguardanti l'andamento del PUN e dei volumi scambiati in borsa nel corso degli ultimi anni Fig. 19 e una divisione mensile del Prezzo Unico Nazionale a partire da Gennaio 2017 fino a Dicembre 2017 Fig. 20.

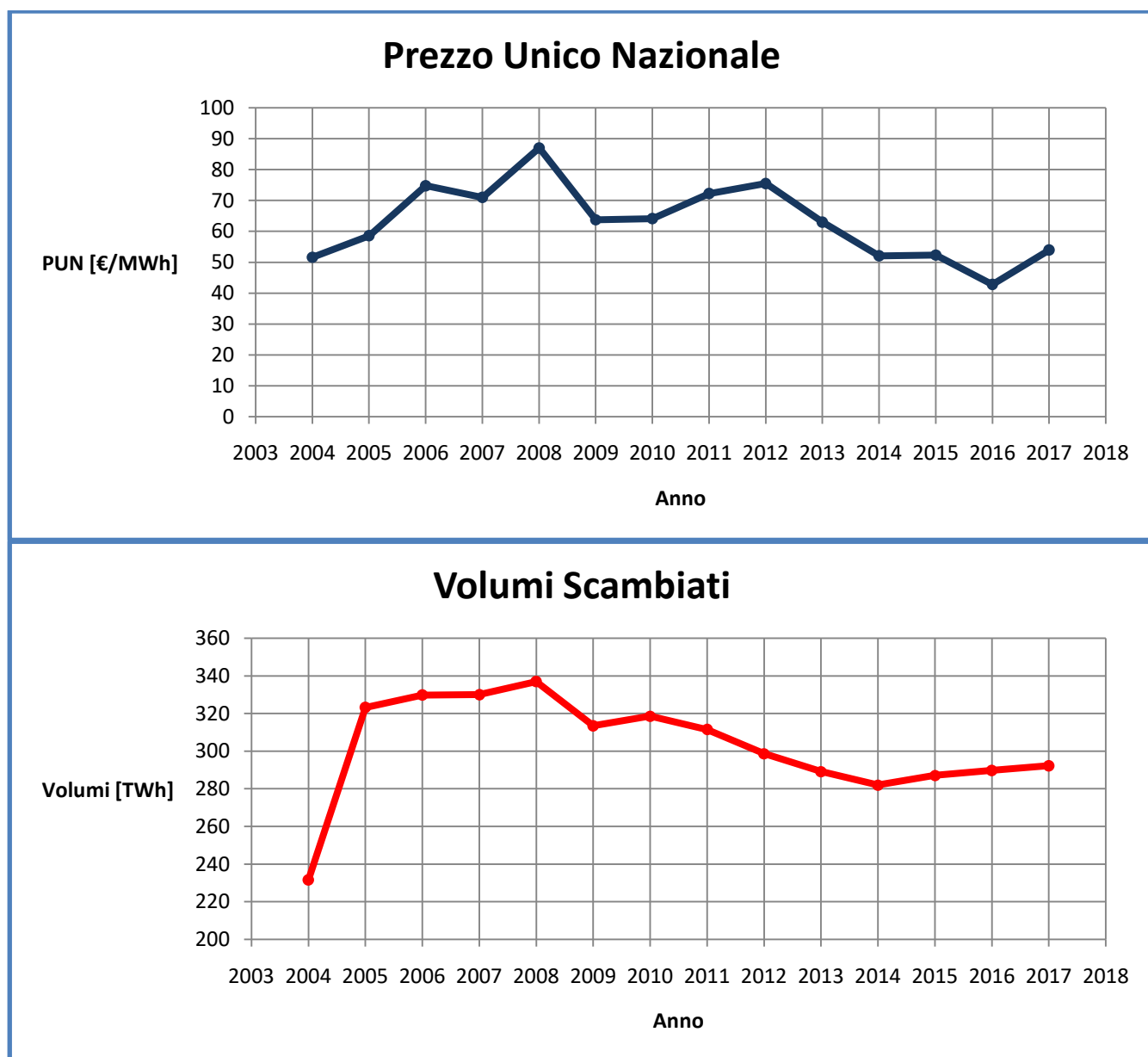


Figura 19 Andamento del PUN negli ultimi anni, come si può osservare la discesa di prezzo è notevolmente legata ad una diminuzione dei consumi di energia elettrica.

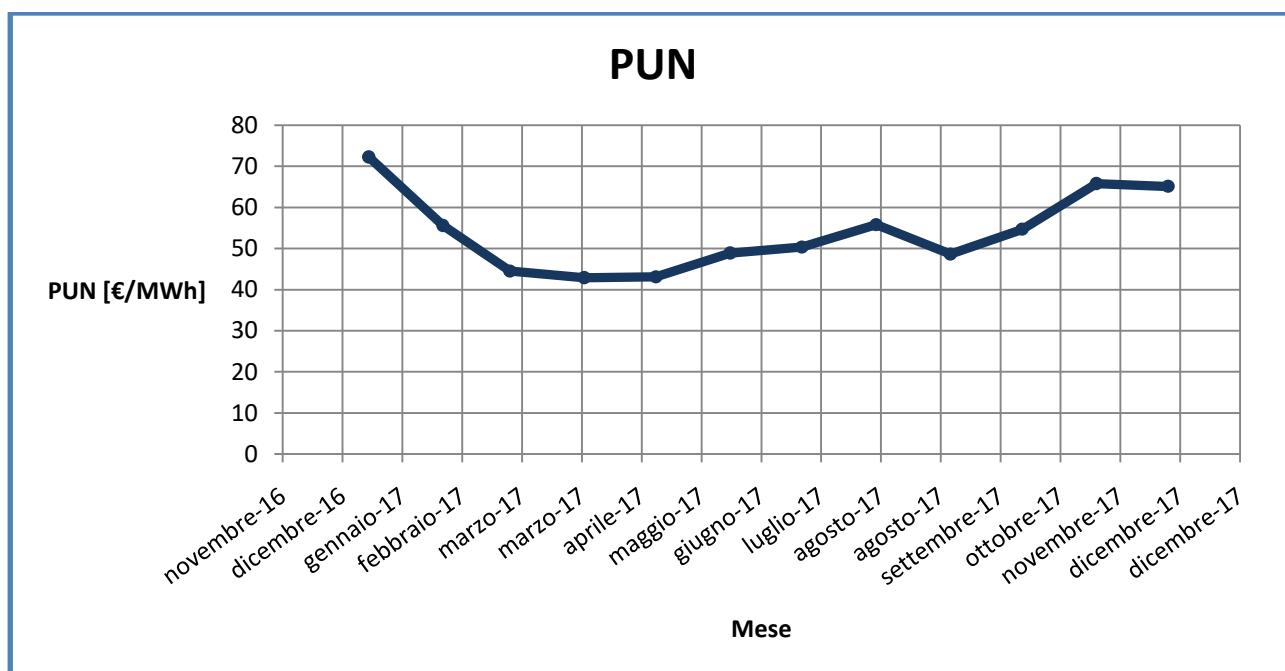


Figura 20 Andamento del PUN nel 2017

Analizzando le varie fatture relative al consumo di energia elettrica nell'impianto di Corso Taranto durante il periodo che va da ottobre 2016 fino a settembre 2017 si è stimato un costo medio mensile diviso per fasce orarie dell'energia elettrica. In questo modo sarà possibile avere un valore sul costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete in funzione del mese di riferimento, infatti nei mesi in cui il costo dell'energia prelevata dalla rete elettrica risulta elevato il funzionamento del cogeneratore e l'autoconsumo di energia elettrica risulta una soluzione efficiente.

Successivamente nel capitolo 8 saranno riportati i dati riguardanti il costo del KWh prelevato dalla rete, per riprendere il discorso precedentemente introdotto sulle varie componenti che vanno a formare il costo unitario dell'energia elettrica per ogni mese. Tale costo è stato diviso in quota fissa, quota variabile e quota potenza. Il primo ed il terzo dipendono solamente dal tipo di contratto e non dipendono invece dalle quantità prelevate, infatti potrei avere prelievi pari a zero ma pagare comunque le quote fisse.

Il costo finale considerato è quello imponibile (senza IVA), questo deriva dal fatto che tutti i costi ed i ricavi studiati sono tutti stati scorporati della parte riguardante l'IVA essendo quest'ultima non un vero e proprio costo per l'azienda.

5.2 Valorizzazione energia elettrica immessa in rete

L'impianto di cogenerazione ad alto rendimento oltre a produrre energia termica che tramite una rete di teleriscaldamento raggiunge le varie utenze, produce anche energia elettrica dal motore a combustione interna. Come detto in precedenza il motore ha una massima potenza elettrica erogabile di 1.200 KW, per evitare stress troppo elevati questo viene sempre fatto funzionare a carico ridotto, generando una potenza di circa 850 KW elettrici.

Una parte di questa energia generata viene consumata dal cogeneratore stesso per fare funzionare valvole, sensori e tutti gli organi del motore che necessitano di energia elettrica per un corretto funzionamento, questi consumi sono detti Consumi Esenti, in quanto non sono soggetti all'applicazione delle accise. Questi devono essere misurati dal produttore tramite un contatore di energia elettrica dedicato.

La restante parte dell'energia elettrica viene allora utilizzata per il funzionamento della centrale termica e dell'impianto di teleriscaldamento (essenzialmente per il funzionamento delle pompe) quindi utilizzata in autoconsumo oppure immessa sulla rete elettrica nazionale.

Per quanto riguarda l'immissione in rete il produttore a questo punto può optare per diverse strategie:

- *Scambio sul posto*: l'energia elettrica prodotta ma non istantaneamente consumata può essere immessa in rete e prelevata successivamente, in questo modo la rete elettrica nazionale funziona come un accumulo virtuale di energia elettrica. Per attivare questo tipo di meccanismo bisogna fare domanda al GSE. Questa modalità di valorizzazione però vale solamente per impianti con potenza installata relativamente bassa, nel caso di impianti funzionanti in cogenerazione ad alto rendimento la soglia di potenza è fissata a 200 KW_{el} complessivamente installati.
- *Vendita in Borsa o contratti bilaterali*: questa opzione di remunerazione non è conveniente a produttori di piccole e medie dimensioni, infatti per essere un soggetto che può operare sulla borsa elettrica bisogna avere diverse qualifiche, pagare delle quote al GME ed inoltre avere una certa esperienza sul funzionamento della borsa elettrica. Chi opera sulla borsa elettrica vende/compra grandi quantità di energia elettrica in modo che tale attività diventi remunerativa, in quanto nella maggior parte dei casi il margine unitario sull'energia elettrica venduta è relativamente stringente.

- *Ritiro dedicato*: questo meccanismo consiste nel cedere l'energia elettrica immessa in rete al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che provvede a remunerare il produttore per ogni KWh prodotto ed immesso. L'energia viene quindi valorizzata al *prezzo medio zonale orario* ovvero rispetto al prezzo medio mensile suddiviso per fascia oraria formatosi sul mercato elettrico corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. Per impianti di piccola taglia inoltre il GSE mette a disposizione dei prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica immessa in rete.

Nel caso dell'impianto di Cogenerazione di Corso Taranto essendo superiore alla soglia imposta per potere accedere al meccanismo dello scambio sul posto ed essendo troppo piccolo per produrre quantità di energia tali da potere essere venduta sulla borsa elettrica, il meccanismo scelto è quello del ritiro dedicato.

In questo modo il produttore di energia elettrica comunica la propria produzione e il GSE mensilmente provvede a remunerare ogni KWh di energia elettrica immesso in rete.

Risulta utile fare una breve analisi sull'andamento sulla remunerazione erogata dal GSE negli ultimi anni (Figura 21) in modo da avere una stima di quanto posso essere il guadagno producendo energia elettrica e in quali fasce orarie e mesi possa risultare più conveniente l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta.

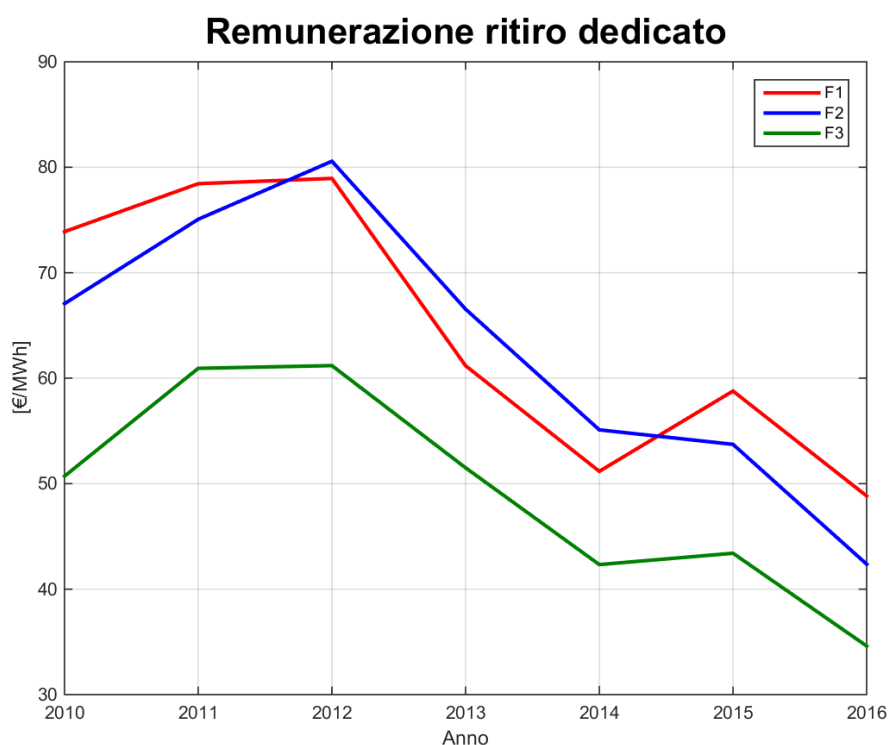


Figura 21 Andamento negli anni della valorizzazione dell'energia elettrica tramite il meccanismo di ritiro dedicato da parte del GSE

Come è possibile vedere in Figura 21 la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete a partire dal 2012 ha subito un calo sempre più marcato passando da un massimo di circa 80 €/MWh nel 2012 per l'energia immessa in rete nelle ore di punta (F1) a circa 50 €/MWh nel 2016 sempre per quanto riguarda la fascia F1.

Un'altra informazione che possiamo ricavare riguarda la differenza tra la remunerazione riguardante la fascia F1 e la fascia F2, come si vede la differenza tra le due è quasi inesistente, in alcuni anni è stato mediamente più vantaggioso immettere energia elettrica nella fascia F2 rispetto ad immetterla nella fascia F1. Mentre per quanto riguarda la fascia F3 questa risulta sempre molto meno conveniente rispetto alle altre due fasce.

Un altro dato importante riguarda il prezzo di remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete diviso nei vari mesi dell'anno. Come si può vedere la remunerazione maggiore si ha nei mesi invernali Dicembre, Gennaio, Febbraio e nei mesi estivi dove il funzionamento di sistemi di condizionamento aumenta l'assorbimento di energia elettrica, nei mesi invece primaverili si ha solitamente una remunerazione

minore. Vedendo anche le variazioni in percentuale tra le varie fasce orarie è possibile notare come la variazione tra le fasce F1 ed F2 risulti molto meno marcata rispetto alla variazione tra le fasce F1 ed F3, in alcuni anni il prezzo pagato dal GSE per l'energia elettrica prodotta in fascia F2 risulta maggiore di quello pagato per l'energia elettrica in fascia F1 arrivando anche a -27,86 % nel maggio del 2013. Andando a vedere le differenze annuali tra la fascia F1 ed F2 oscilliamo tra circa ± 10 % mentre per quanto riguarda la variazione media annua tra le fasce F1 ed F3 la variazione è sempre superiore al 15 % arrivando al 29,13 % nel 2016.

Da questi dati è possibile ricavare alcune considerazioni di carattere generale:

- La remunerazione per l'energia elettrica immessa in rete non supera mai i 100 €/MWh con un valore medio, riferendoci alla fascia F1, di 54,99 €/MWh. Mentre il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete come visto in precedenza oscilla tra i 150 €/MWh e 180 €/MWh, considerando anche i costi aggiuntivi non compresi nella materia energia per cui risulta molto più conveniente auto consumare l'energia prodotta piuttosto che immetterla in rete.
- La differenza tra il prezzo pagato dal GSE per energia venduta in F1 e quello per l'energia venduta in F2 risulta molto variabile e molte volte più conveniente la vendita in F2. Quindi l'accensione del cogeneratore in entrambe le fasce risulta ugualmente conveniente.
- L'energia prodotta e venduta in fascia F3 invece risulta poco conveniente perché la remunerazione data è molto inferiore rispetto a quella data per le altre due fasce.

5.3 Costo del gas naturale consumato dall'impianto

Un impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento trasforma l'energia chimica contenuta in un combustibile e la converte in energia elettrica e termica. In questi impianti il consumo di combustibile rappresenta la voce di costo maggiormente influente. Prendendo il caso di Corso Taranto il consumo totale di combustibile nell'ultimo anno è stato di 1.889.388 Sm³ di gas naturale considerando sia la quota parte utilizzata per il funzionamento del cogeneratore che quella relativa al funzionamento delle caldaie di integrazione. Considerando in prima approssimazione un costo medio di circa 0,25 €/Sm³ del gas naturale calcolato nella stagione 2016-2017 la spesa totale è stata pari a circa 472.000 €. Nell'anno il costo del gas naturale non è costante ma subisce variazioni in base agli aggiornamenti sulle tariffe pubblicati dall'ARERA e in base all'andamento degli indici all'ingrosso.

Come si vedrà in seguito il costo del gas naturale varia in base ai trimestri e soprattutto bisogna differenziare il caso in cui sia utilizzato nelle caldaie di integrazione rispetto al caso in cui venga utilizzato nell'unità cogenerativa. Questa differenza deriva dal fatto che le accise per la quota di gas utilizzata in una macchina cogenerativa sono inferiori rispetto a quelle all'utilizzo in normali combustori.

Anche per il gas naturale come avviene per l'energia elettrica, il costo di questo vettore energetico è formato da diverse voci di costo, queste comprendono la materia prima gas naturale, il trasporto, costi di sistema, la distribuzione e misura e le imposte.

La filiera del gas naturale è molto simile a quella dell'energia elettrica, infatti partiamo dalle attività di produzione, importazione ed esportazione, passando per le attività di trasporto e distribuzione ed infine la vendita ai clienti finali. Nella filiera del gas naturale esiste anche l'attività di stoccaggio come verrà discusso in seguito, in oltre la maggior parte del gas naturale consumato in Italia viene importato da altri paesi, mentre la quota di produzione resta molto ridotta.

Per quanto riguarda l'attività di trasporto il maggiore operatore è *SNAM rete gas* che possiede circa il 93 % della rete nazionale e regionale di trasporto, la restante parte viene invece gestita da altre società, come è possibile vedere in Tabella 14, che mostra un quadro sui principali operatori del trasporto e la relativa lunghezza della rete espressa in Km.

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE	% MERCATO
<i>Snam Rete Gas</i>	9.590	22.918	32.508	93,20
<i>Società Gasdotti Italia</i>	538	1.054	1.592	4,55
<i>Retragas</i>	0	407	407	1,15
<i>Energie Rete Gas</i>	0	94	94	0,27
<i>Infrastrutture Trasporto Gas</i>	83	0	83	0,28
<i>Metanodotto Alpino</i>	0	76	76	0,21
<i>GP Infrastrutture Trasporto</i>	0	42	42	0,12
<i>Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas</i>	0	41	41	0,12
<i>Netenergy Service</i>	0	36	36	0,10
TOTALE	10.211	24.668	34.879	100

Tabella 14 Reti di trasporto (Km) ed operatori nel 2016, Fonte ARERA (indagine sui settori regolamentati)

L'attività di trasporto consiste nel trasportare il gas naturale in alta pressione in arrivo dai punti di entrata della rete nazionale, proveniente essenzialmente dalla Russia, dai paesi del Nord e dal Nord Africa fino alle cabine REMI dove il gas in arrivo viene contabilizzato, abbassato di pressione e odorizzato. Il gas naturale in piccola parte viene prodotto sul suolo italiano, la maggior parte del gas viene importato dall'estero attraverso i principali punti di entrata. Come è possibile vedere in Tabella 15 estratta dal report annuale Snam inerente l'anno 2016, la maggior parte dei volumi sono entrati in Italia attraverso il passo del Tarvisio, mentre se consideriamo solamente il gas naturale importato liquefatto tramite navi metaniere allora il maggior punto di entrata è quello di Cavarzere.

(Miliardi di m³)	2014	2015 (*)	2016	Var. ass.	Var. %
<i>Produzione nazionale</i>	6,89	6,43	5,57	(0,86)	(13,4)
<i>Punti di entrata</i>	55,36	60,82	65,06	4,24	7,0
<i>Tarvisio</i>	26,16	29,92	28,26	(1,66)	(5,5)
<i>Mazara del Vallo</i>	6,77	7,24	18,87	11,63	160,6
<i>Passo Gries</i>	11,43	10,63	6,70	(3,93)	(37,0)
<i>Gela</i>	6,51	7,11	4,81	(2,30)	(32,3)
<i>Cavarzere (GNL)</i>	4,47	5,80	5,72	(0,08)	(1,4)
<i>Panigaglia (GNL)</i>	0,02	0,05	0,22	0,17	
<i>Livorno (GNL)</i>		0,04	0,48	0,44	
<i>Gorizia</i>		0,03		(0,03)	
	62,25	67,25	70,63	3,38	5,0

Tabella 15 Produzione, importazione del gas naturale in Italia attraverso i maggiori punti di entrata

In figura 22 possiamo vedere sulla cartografia dell'Italia i vari punti di entrata e di uscita del gas naturale, le frecce indicano la direzione del flusso di gas in entrata o in uscita. I triangoli neri rappresentano invece gli impianti di produzione nazionali. Come è possibile vedere diverse regione sono caratterizzate da diversi colori, questa differenziazione rappresenta l'ambito, il Piemonte è compreso nell'ambito nord-occidentale. Le tariffe legate al trasporto del gas variano anche in base a tali aree, quindi il gas naturale impiegato in Lombardia avrà un costo del trasporto diverso rispetto al gas naturale impiegato in Piemonte.



Figura 22 Punti di entrata e campi di produzione italiani

A differenza dell'energia elettrica il gas natura oltre ad essere prodotto, importato ed esportato, viene anche stoccato in idonee strutture geologiche gestite principalmente da *Stogit*, Società soggetta alle attività di direzione e coordinamento da parte di Snam S.p.A. Nella maggior parte dei casi queste strutture sono vecchi giacimenti di idrocarburi ormai dismessi, in altri paesi d'Europa invece si utilizzano anche grotte saline ormai dismesse. Il compito di queste riserve è quello di bilanciare la rete del gas nei casi in cui ci sia una differenza sostanziale tra domanda ed offerta. In Italia per esempio, come anche in altri paesi, c'è una sostanziale differenza tra i consumi invernali e quelli estivi (dati dall'accensione dei riscaldamenti), quindi

per quanto riguarda gli accumuli si assiste ad una fase di iniezione che si verifica in primavera ed inverno, ed una fase di erogazione che va principalmente tra Novembre e Marzo. Tali giacimenti fungono anche da riserva strategica, nel caso in cui si verificassero degli incidenti e quindi si interrompesse o diminuisse il flusso di gas in entrata allora grazie alle riserve si riuscirebbe a non avere interruzioni nella fornitura. I siti di stoccaggio appartenenti a Stogit sono nove come mostrato in Figura 23. La quantità di gas contenuta nelle riserve è pari a circa 11,5 miliardi di metri cubi come riserva e 4,5 miliardi di metri cubi come riserva strategica.

1.Brugherio
2.Settala
3.Sergnano
4.Ripalta
5.Bordolano
6.Cortemaggiore
7.Sabbioncello
8.Minerbio
9.Fiume Treste



Figura 23 Siti di stoccaggio gas naturale Stogit

Come accennato in precedenza l'attività di trasporto si interrompe alle cabine REMI, che funzionano quindi da interfaccia tra la rete nazionale di gasdotti e le reti cittadine di distribuzione. Queste reti di distribuzione sono in media pressione, per i clienti aventi grossi consumi per esempio impianti industriali e quindi richiedenti una alta portata di gas sono allacciati direttamente a questa rete in media pressione. Successivamente il gas viene ancora decompresso attraverso altre cabine di riduzione di pressione in modo da farlo giungere alla giusta pressione alle piccole utenze finali, quali possono essere per esempio i clienti domestici. Nel 2016 secondo i dati ARERA (*Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente*) il numero di operatori operanti nell'attività di distribuzione era pari a 222, in forte calo rispetto al 2004 dove si registravano 480 operatori. Il maggiore operatore dell'attività di distribuzione è Snam seguito da 2I Rete Gas ed Hera, queste tre società ricoprono circa il 50 % del mercato, la restante parte viene coperta da tutti gli altri operatori. In Tabella 16 è possibile vedere i dati riguardanti l'anno 2016, in base ai metri cubi distribuiti nel 2016 e la percentuale di mercato ricoperta.

Società	Volumi (Mm³)	Quota %
<i>Snam</i>	7.372	23,8
<i>2i Rete Gas</i>	5.329	17,2
<i>Hera</i>	2.925	9,5
<i>A2A</i>	1.838	5,9
<i>Iren</i>	1.324	4,3
<i>Toscana Energia</i>	1.062	3,4
<i>Ascopiave</i>	805	2,6
<i>Linea Group Holding</i>	617	2,0
<i>Estra</i>	546	1,8
<i>Eg Holding</i>	206	0,7
<i>Agsm Verona</i>	387	1,3
<i>Ambiente Energia Brianza</i>	354	1,1
<i>UniónFenosaInternacional, S.A.</i>	344	1,1
<i>Energei</i>	308	1,0
<i>Dolomiti Energia</i>	279	0,9
<i>Gas Rimini</i>	278	0,9
<i>Acsm-Agam</i>	277	0,9
<i>Edison</i>	278	0,9
<i>Aim Vicenza</i>	259	0,8
<i>Aimag</i>	249	0,8
<i>Altri</i>	5.906	19,1
Totale	30.944	100,0

Tabella 16 Maggiori Distributori in Italia anno 2016 Fonte ARERA

Dopo l'importazione, il trasporto e la distribuzione, il gas naturale viene venduto ai vari clienti finali attraverso le diverse società di vendita. Queste società per svolgere l'attività di vendita ai clienti finali devono essere iscritte al registro del MISE tra gli operatori che svolgono tale attività.

I costi di trasporto, distribuzione, oneri di sistema, e chiaramente anche le accise sono dei costi passanti quindi la società di vendita li incassa dal cliente finale ma poi le versa a stato, distributore, shipper ecc... Il prezzo della materia prima gas invece è quello che compone il margine della società di vendita. Anche questo prezzo come avveniva per la materia energia nel mercato elettrico viene nella maggior parte dei casi indicizzato alla componente $P_{for,t}$ (per quanto riguarda il gas naturale, per l'energia elettrica come detto in precedenza è calcolato rispetto al PUN). Per i clienti che rientrano in determinate condizioni di consumo annuo posso richiedere l'accesso al mercato di tutela. Tali clienti comprendono i punti di riconsegna con consumo di gas ad uso domestico ed i condomini con uso domestico aventi consumi annui inferiori a 200.000 Sm³ dove il prezzo della materia prima gas naturale viene suddiviso in varie voci riassunte nel TIVG (Testo Integrato Vendita Gas) e che vengono aggiornate trimestralmente dall'ARERA. Le voci sono le seguenti:

- Componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas nei mercati all'ingrosso $C_{MEM,t}$ questa componente è composta a sua volta da varie voci che sono:
 - QT_{INT} questa componente va a coprire i costi delle infrastrutture fino all'immissione del gas naturale sulla rete nazionale ed i costi derivanti dallo stoccaggio strategico, questa voce di costo viene espressa in €/Gj.
 - QT_{PSV} questa componente invece va a coprire i costi del trasporto dalla frontiera italiana fino al PSV. Anche questa componente è espressa in €/Gj.
 - QT_{MCV} a copertura degli elementi a maggiorazione del corrispettivo CV espressa in €/Gj.
 - $P_{for,t}$ questa voce di costo varia in base alle quotazioni sul mercato del gas naturale. Questa componente va a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo, ed è calcolata come media aritmetica delle quotazioni forward trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas presso l'hub TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre t-esimo. Anche questa componente è espressa in €/Gj.

- CCR: a copertura dei costi riguardanti le attività di approvvigionamento all'ingrosso ed i rischi derivanti da queste, espressa in €/Gj. Questa componente viene successivamente divisa in altre sottocomponenti.
- QVD rappresenta la quota riguardante la vendita al dettaglio.

Le componenti GRAD e Cpr sono andate a zero negli ultimi anni. Andiamo quindi ad analizzare le varie componenti di costo e quanto pesano l'una rispetto all'altra. La componente QVD viene aggiornata annualmente, mentre le componenti che vanno a costituire la Cmem sono aggiornate trimestralmente e pubblicate sul sito dell'autorità alcuni giorni prima dell'inizio di ogni trimestre. Come è possibile vedere dalla Tabella 17 la componente che ha un peso maggiore per quanto riguarda la componente materia prima gas naturale è la Pfor,t. infatti questa incide per un 88 % sul totale della Cmem,t ed incide circa un 77 % sul totale del costo della materia prima.

	<i>Cmem,t</i>	<i>Pofr,t</i>	<i>QTint</i>	<i>QTpsv</i>	<i>QTmcv</i>	<i>CCR</i>
IV trim. 2016	4,840993	4,177083	0,461667	0,150274	0,051969	0,750619
I trim. 2017	5,640006	4,973169	0,461667	0,153201	0,051969	0,750619
II trim. 2017	5,628469	4,961632	0,461667	0,153201	0,051969	0,728945
III trim. 2017	4,988431	4,321594	0,461667	0,153201	0,051969	0,728945
IV trim. 2017	5,251117	4,584280	0,461667	0,153201	0,051969	0,750619
I trim. 2018	6,047013	5,399779	0,461667	0,141525	0,044042	0,767231

Tabella 17 Andamento delle componenti che vanno a costituire il costo della materia prima gas naturale, dati in €/Gj. Fonte ARERA

L'Autorità pubblica gli aggiornamenti con cadenza trimestrale, tali prezzi sono riferiti ad un gas avente un potere calorifico superiore pari a 0,038520 GJ/Sm³. Il potere calorifico varia mensilmente quindi quando un fornitore di gas naturale va a fatturare oltre ad indicare i prezzi unitari ha l'obbligo di indicare anche il potere calorifico che sta utilizzando per il calcolo del costo unitario del gas naturale. Tale potere calorifico viene comunicato dallo shipper che fornisce il gas naturale al REMI.

Per i clienti che possono accedere al mercato di tutela il prezzo per ogni Sm³ di gas naturale è imposto dall'autorità e la società di vendita è obbligata ad applicare tale prezzo senza l'aggiunta di ulteriori componenti.

Per i clienti che non possono invece accedere al mercato di tutela, compreso quindi l'impianto cogenerativo di Corso Taranto, il prezzo sottoscritto nel contratto è solitamente indicizzato alla componente P_{for,t} con l'aggiunta di uno spread. Quindi il margine che deriva dalla vendita del gas, considerando le altre componenti passanti, è quello dello spread applicato più quello derivante dalla differenza tra l'acquisto dal grossista o dallo shipper e la P_{for,t}.

6. Ricavi energia termica

L'energia termica prodotta dall'impianto cogenerativo viene venduta alle varie utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento. Fino ad oggi le utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento sono costituite da 1357 appartamenti, suddivisi in diversi stabili. La società EXE.GESI vende alle utenze sia energia termica utile al riscaldamento nella stagione invernale sia energia utile a soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria che si ha in tutte le stagioni dell'anno.

Le società che si occupano di teleriscaldamento solitamente applicano una tariffa fissa ed una variabile alle utenze allacciate, misurate in €/m³ e in €/KWh rispettivamente. Entrambe le tariffe variano trimestralmente, considerando i seguenti periodi:

- I trimestre: Gennaio-Marzo.
- II trimestre: Aprile-Giugno.
- III trimestre: Luglio-Settembre.
- IV trimestre: Ottobre-Dicembre.

Nel caso dell'impianto di Corso Taranto le tariffe prese in considerazione sono le seguenti:

MESI	Tariffa VARIABILE		Tariffa FISSA	
	RISC [€/kWh]	ACS [€/kWh]	RISC [€/m ³]	ACS [€/m ³]
OTTOBRE 2016	0,0572152	0,0572152	0,9454337	0,2363471
NOVEMBRE 2016	0,0572152	0,0572152	0,9454337	0,2363471
DICEMBRE 2016	0,0572152	0,0572152	0,9454337	0,2363471
GENNAIO 2017	0,055366	0,055366	0,9148773	0,2287084
FEBBRAIO 2017	0,055366	0,055366	0,9148773	0,2287084
MARZO 2017	0,055366	0,055366	0,9148773	0,2287084
APRILE 2017	0,0500515	0,0500515	0,8270582	0,2067547
MAGGIO 2017	0,0500515	0,0500515	0,8270582	0,2067547
GIUGNO 2017	0,0500515	0,0500515	0,8270582	0,2067547
LUGLIO 2017	0,0509079	0,0509079	0,8412092	0,2102923
AGOSTO 2017	0,0509079	0,0509079	0,8412092	0,2102923
SETTEMBRE 2017	0,0509079	0,0509079	0,8412092	0,2102923

Tabella 18 Tariffe applicate per l'energia termica riguardante l'ACS e il riscaldamento invernale

Per quanto riguarda le componenti fisse del costo dell'energia termica occorre conoscere la volumetria allacciata ed in base a quella si calcola il prezzo da pagare ogni mese per la fornitura di energia attraverso il teleriscaldamento. Riguardo invece alla componente tariffaria legata al kWh viene contabilizzata mediante misuratori di portata e temperatura installati presso le varie sottostazioni. Qui infatti per ogni sottostazione si trovano tre contatori di energia termica, il primo contabilizza l'energia prelevata dal circuito primario del teleriscaldamento, un secondo contatore misura invece l'energia termica proveniente dal primario ed utilizzata per la produzione di ACS, mentre infine il terzo misura l'energia termica in arrivo dall'impianto solare nei condomini in cui questo è installato. In questo modo sottraendo la parte riguardante l'energia

termica utile alla produzione di ACS da quella in arrivo dal circuito primario è possibile ricavare l'energia termica utilizzata per il riscaldamento degli ambienti.

I contatori utilizzati sono della Kamstrup MULTICAL® 602 (Fig. 24) questo calcola l'energia consumata in base alla formula contenuta nella EN 1434-1:2009, nella quale si utilizza la scala internazionale delle temperature 1990 (ITS-90) e la pressione di 16 bar. Per il corretto funzionamento della centralina bisogna quindi installare due sonde di temperatura, la prima sul ramo di mandata caldo, mentre la seconda sul ramo freddo quello di ritorno ed un misuratore di portata ad ultrasuoni ULTRAFLOWR 54. All'unità di calcolo quindi arrivano le informazioni inerenti al salto di temperatura ed alla portata transitata, a questo punto mediante il calore specifico ad una certa temperatura del fluido transitato calcola la potenza e mediante integrazione nel tempo ricava l'energia transitata.

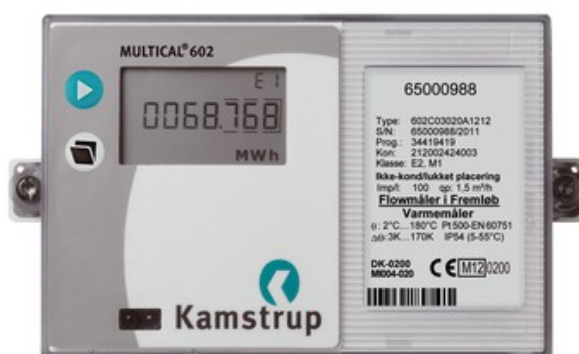


Figura 24 Contatore Kamstrup 602

Sui vari contatori viene quindi salvata l'energia cumulata, andando presso ogni sottostazione alla fine di ogni mese è possibile ricavare il valore di energia assorbito da ogni sottostazione nel mese considerato tramite differenza tra i valori della cumulata. Una volta prese le misure per ACS e riscaldamento queste vengono fatturate al condominio.

7. Prestazioni energetiche

Finora sono state descritti i vari consumi della centrale, la struttura dei costi e dei ricavi riguardanti l'energia termica ed elettrica ed inoltre sono stati descritti tutti i componenti che vanno a costituire l'impianto di cogenerazione di Corso Taranto. In questo capitolo invece si analizzeranno le prestazioni dal punto di vista energetico e le emissioni di inquinanti e gas clima-alteranti rilasciati in atmosfera in modo da potere quantificare il risparmio di energia primaria e le emissioni evitate grazie a tale impianto.

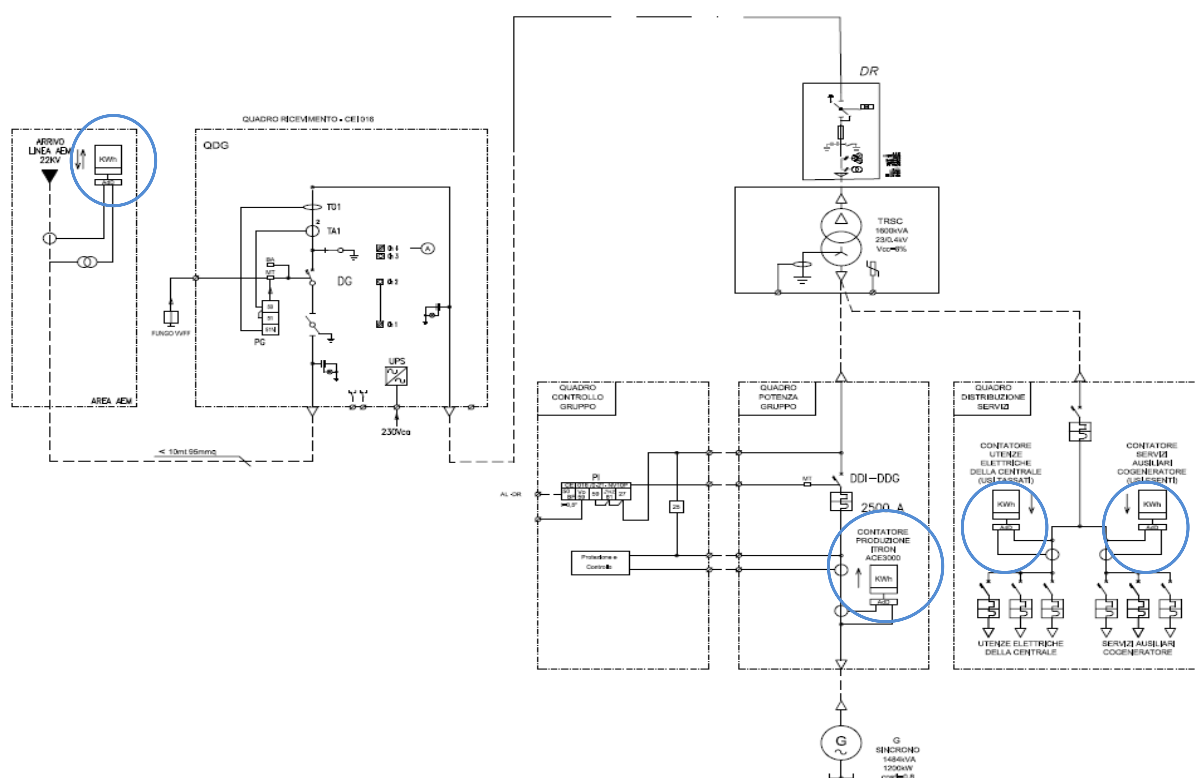
7.1 Dati e misurazioni

Prima di entrare in dettaglio nella parte riguardante l'energia primaria risparmiata, le emissioni evitate ed i guadagni e costi operativi dell'impianto è utile vedere i vari dati adoperati e da dove derivino e quali strumenti di misurazione sono risultati necessari per potere fare le stime presenti nei successivi capitoli.

Per quanto riguarda l'energia elettrica sia prodotta che prelevata dalla rete, presso la centrale sono installati quattro diversi contatori come si vede nella Figura 25 cerchiati di blu:

- *Contatore di produzione*: posto subito dopo il cogeneratore, questo misura la produzione lorda di energia elettrica del cogeneratore.
- *Contatore utenze elettriche centrale*: misura l'energia elettrica assorbita dalla centrale per il funzionamento delle apparecchiature, il consumo misurato da questo apparecchio è soggetto all'applicazione dell'accisa.
- *Contatore servizi ausiliari cogeneratore*: misura l'energia elettrica assorbita dal cogeneratore per potere funzionare correttamente ed in sicurezza, il consumo misurato da questo apparecchio non è soggetto all'applicazione dell'accisa (usi esenti).

- *Contatore rete elettrica*: è un contatore bidirezionale che misura l'energia elettrica in ingresso ed in uscita dalla centrale di cogenerazione le misure effettuate da questo apparecchio vengono anche distinte in fasce orarie.



Avendo visto nei capitoli precedenti che l'autoconsumo di energia elettrica risulta nettamente più vantaggioso rispetto all'immissione in rete si ritiene utile cercare di fare funzionare il cogeneratore in fase con la richiesta di energia elettrica.

Oltre ai costi per singola unità di energia elettrica prelevata dalla rete è essenziale stimare i consumi specifici delle apparecchiature elettriche presenti nella centrale. Per fare ciò sono stati presi i dati di consumo delle varie apparecchiature della centrale e in base alla loro modulazione si è cercato di stimare il consumo. Di seguito in Tabella 19 vengono elencate le varie apparecchiature presenti nella centrale e che hanno un consumo di energia elettrica rilevante.

Apparecchiatura	Descrizione	Potenza [KW]	Dati aggiuntivi
Pompa 1	Pompa mandata teleriscaldamento	55	Q= 243 m3/h H=47 m c.a. n =1480 rpm
Pompa 2	Pompa mandata teleriscaldamento	55	Q= 243 m3/h H=47 m c.a. n =1480 rpm
Pompa 3	Pompa riserva mandata teleriscaldamento	55	Q= 243 m3/h H=47 m c.a. n =1480 rpm
Pompa 4	Pompa anticondensa caldaia 1	0,37	Q= 45 m3/h H= 1 m c.a. n =1400 rpm
Pompa 5	Pompa anticondensa caldaia 2	0,37	Q= 45 m3/h H= 1 m c.a. n =1400 rpm
Pompa 6	Pompa circolazione recupero termico	1,1	Q=51,3 m3/h H=3 m c.a.
Caldaia 1 TNOX	Caldaia 1 di integrazione termica	1	Vedere scheda tecnica
Caldaia 2 TNOX	Caldaia 2 di integrazione termica	1	Vedere scheda tecnica
Bruciatore 1 BaltourTBG 600 ME	Bruciatore abbinato alla prima caldaia di integrazione	11,8	Vedere scheda tecnica
Bruciatore 2 BaltourTBG 600 ME	Bruciatore abbinato alla seconda caldaia di integrazione	11,8	Vedere scheda tecnica
Luci Locale cogeneratore	Luci utili all'illuminamento del locale di cogenerazione	0,432	6 plafoniere con 2 lampade ognuna
Luci locale integrazione termica	Luci utili all'illuminamento del locale caldaie	0,27	Lampade da 18 W
Locali ausiliari (sala controllo, locale accesso cabina elettrica)	Luci utili all'illuminamento di altri locali	0,756	Lampade da 18 W

Tabella 19 Apparecchiature installate nella centrale e relativa potenza elettrica assorbita per il funzionamento

Come è possibile vedere dalla tabella i maggiori consumi di energia elettrica derivano dal funzionamento delle pompe della rete di teleriscaldamento, dai bruciatori collegati alla caldaie ausiliarie e dai consumi esenti del cogeneratore. Si andranno quindi a studiare più in dettaglio queste tre diverse apparecchiature in modo da riuscire a stimare un consumo in base alla potenza richiesta dalle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento. Le lampade installate presso la centrale funzionano solamente nel momento in cui gli operatori accedono alla centrale per ispezioni o manutenzione, solitamente quindi queste apparecchiature risultano spente.

Consumo Pompe teleriscaldamento:

Il consumo delle pompe è funzione della portata che dovranno smaltire, considerando i seguenti dati di temperatura, densità e portata massima :

T mandata primario= 95 °C

T ritorno primario = 75 °C

$\Delta T = 20 \text{ °C}$

Gmax pompa 1= 350 m³/h

Gmax pompa 2 = 350 m³/h

Densità=990 Kg/m³

E utilizzando la formula relativa alla potenza da dovere inviare alle utenze

$$\Phi = G * C_p * \Delta T \text{ [KW]}$$

È possibile ricavare la portata da smaltire per soddisfare la domanda di riscaldamento e/o di acqua calda sanitaria

$$G = \frac{\Phi}{C_p * \Delta T} \text{ [Kg/s]}$$

Una volta ricavata la portata istantanea che le pompe dovranno smaltire è possibile ricavare la potenza istantanea assorbita mediante la Figura 26 che lega la potenza P2 alla portata Q.

Il grafico rappresenta tutti i modelli di pompe della GrundfosNB/NK 125-400 a 4 poli funzionanti alla frequenza di 50 Hz il modello di pompa installata presso la centrale è /392 , è possibile leggere questo numero sulla parte sinistra delle varie curve.

NB, NK 125-400

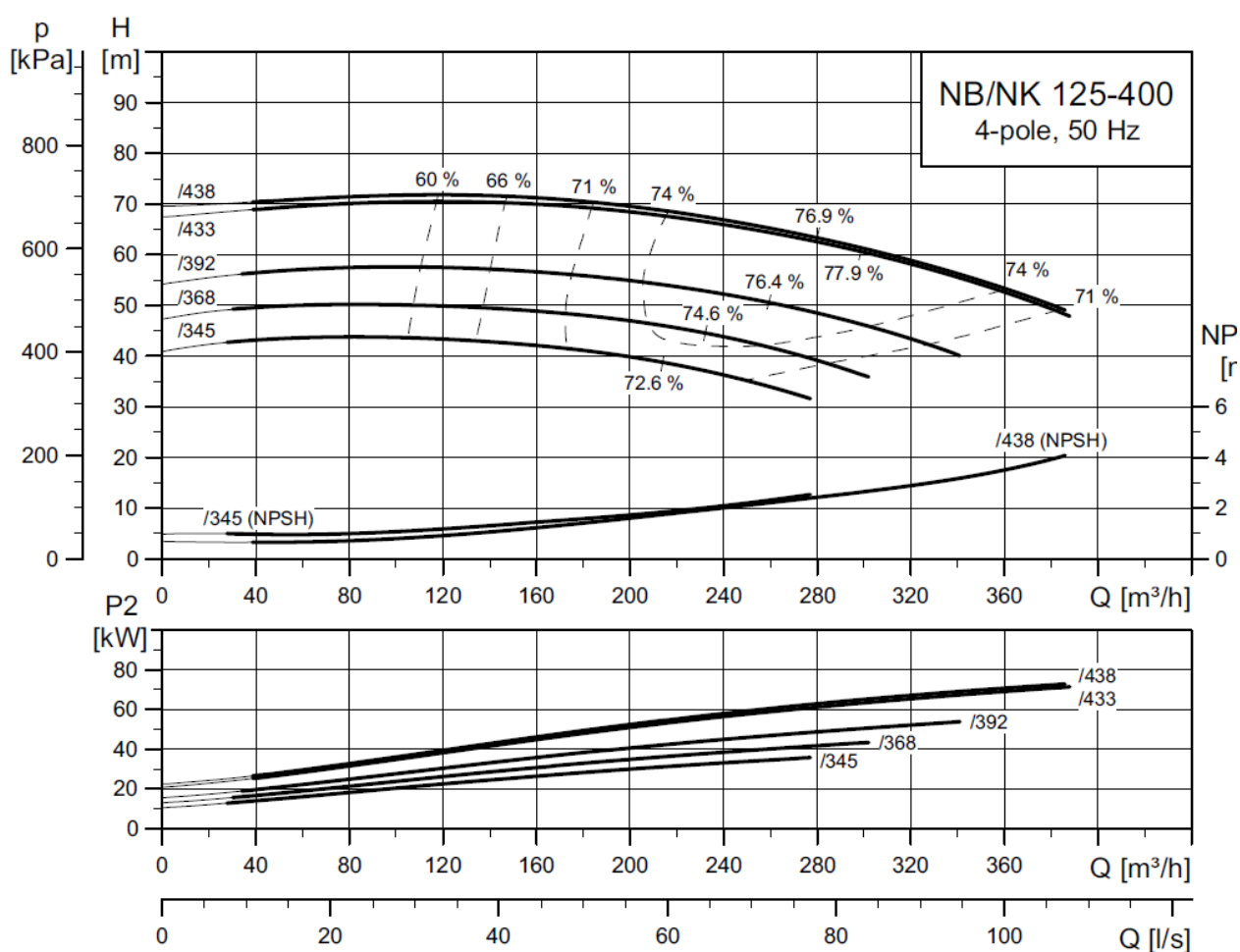


Figura 26 Nel grafico in alto è mostrata la curva caratteristica delle pompe utilizzate, mentre nel grafico in basso è rappresentata la correlazione tra la portata smaltita e la potenza assorbita

Le pompe come già accennato in precedenza sono tre, due funzionanti in regime di normale funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento mentre una è di riserva. Per ogni pompa è stato installato un inverter in modo da riuscire ad avere una regolazione il più possibile continua. Sugli inverter è stata impostata una prevalenza che le pompe devono dare pari a 100 metri di colonna d'acqua.

Consumi esenti cogeneratore:

Questi consumi sono difficili da stimare in quanto dipendono da vari fattori e da varie apparecchiature installate sul cogeneratore quali misuratori, segnalatori di sicurezza, valvole gas e aria, pompa di circolazione acqua raffreddamento, pompa circolazione olio di lubrificazione, consumo della centralina di controllo e organi funzionanti solo in emergenza. Quindi per avere una stima attendibile sono stati presi i dati dai contatori elettrici riguardanti la produzione di energia elettrica del cogeneratore, quindi la produzione lorda non al netto degli usi esenti e da quello riguardante i consumi esenti. Da questi è stata valutata una percentuale di assorbimento rispetto all'energia prodotta, i dati sono riportati in Tabella 20 .

	<i>Produzione [KWh]</i>	<i>Cons. esenti [KWh]</i>	<i>Percentuale sulla produzione</i>
Ottobre 2016	202.692	6.140	3 %
Novembre 2016	513.338	10.090	1,96 %
Dicembre 2016	581.130	7.702	1,33 %
Gennaio 2017	463.310	7.549	1,63 %
Febbraio 2017	520.710	7.582	1,46 %
Marzo 2017	671.450	15.693	2,34 %
Aprile 2017	584.040	19.613	3,36 %

Tabella 20 Consumi cogeneratore calcolati come percentuale sulla produzione lorda

Nei mesi relativi ad Aprile ed Ottobre si vede come l'autoconsumo del cogeneratore risulti maggiore, questo è dovuto al fatto che si sono fatti dei test di prova sulla macchina a varie potenze, quindi nel computo finale dell'assorbimento di energia elettrica del cogeneratore non saranno conteggiati. Facendo una media sugli altri mesi si ricava che la potenza assorbita per il proprio funzionamento dal motore è pari a 1,74 % della potenza lorda prodotta dallo stesso.

Consumi elettrici bruciatori:

Tolte le pompe e il cogeneratore i bruciatori presenti sulle due caldaie ausiliarie sono le apparecchiature con maggiore consumo di energia elettrica. Come detto in precedenza i bruciatori sono BALTUR con una potenza termica massima erogabile di 6.000 KW termici. Quando funzionano alla massima potenza termica erogabile assorbono una potenza pari a 11,8 KW ognuno. Non avendo a disposizione dati sul funzionamento in modulazione a parte le portate massima e minima di gas bruciato, ipotizziamo un andamento lineare dell'energia elettrica assorbita rispetto alla potenza termica massima erogabile Figura 27. Risulta importante stimare l'andamento dell'energia elettrica assorbita in funzione della potenza termica richiesta soprattutto perché le caldaie di integrazione, come detto in precedenza, non funzionano ad orari pre-impostati ma seguono l'andamento della richiesta termica dell'utenza, quindi funzionano in modulazione continua in modo da riuscire a soddisfare il carico. Quando la domanda di energia termica non riesce ad essere soddisfatta da una caldaia si attiva la seconda in modulazione.

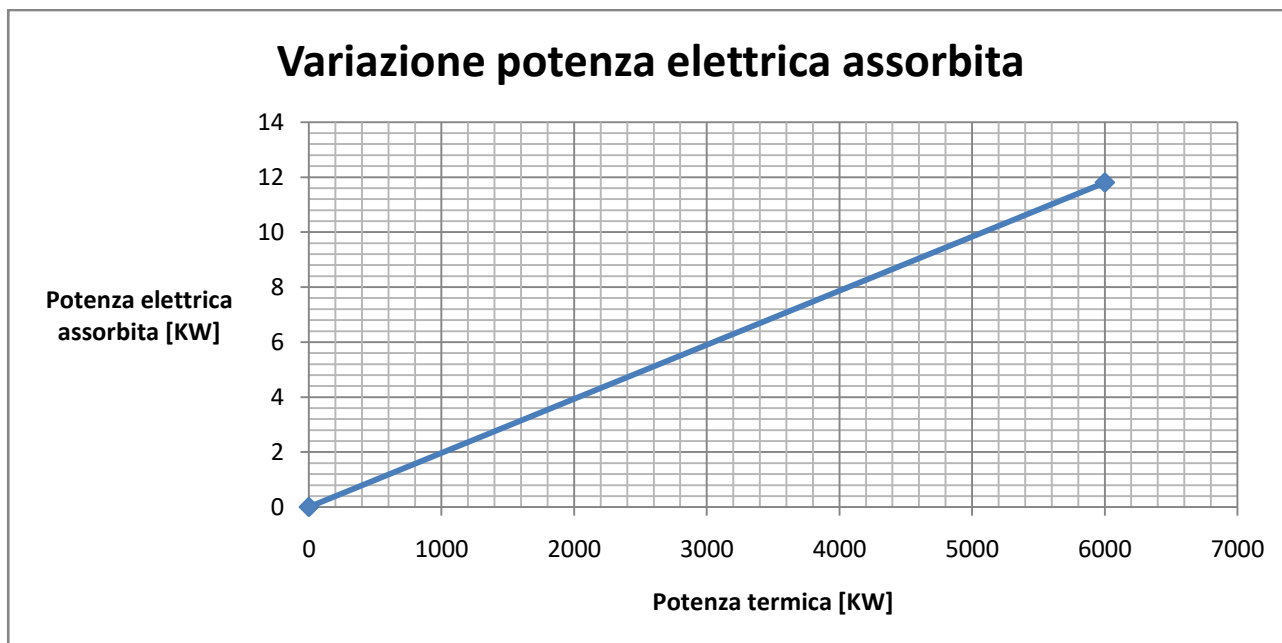


Figura 27 Andamento della potenza elettrica assorbita rispetto alla potenza termica prodotta per soddisfare la domanda dell'utenza

Avendo supposto una correlazione lineare tra la potenza elettrica assorbita e la potenza termica generata, e conoscendo l'assorbimento massimo del bruciatore alla massima potenza termica erogabile è possibile calcolare la potenza elettrica assorbita ad una certa potenza termica generata nel seguente modo:

$$Pel_{pompa} = \frac{Pth * Pel_{max}}{Pth_{max}}$$

Passiamo ora ad analizzare le misurazioni riguardanti il gas naturale prelevato dalla rete, come già detto in precedenza questo costituisce il costo maggiore dell'impianto di cogenerazione. Di contatori del gas se ne trovano diversi, il primo posto a monte rispetto a tutte le apparecchiature presenti nell'impianto, questo misura gli standard metri cubi totali che entrano nell'impianto. Un secondo contatore è posto invece subito a monte del motore cogenerativo, questo misura solamente il gas in arrivo dalla rete e utilizzato per il funzionamento del motore cogenerativo. Mediante differenza è quindi possibile ricavare il consumo di gas derivante dall'accensione delle caldaie di integrazione. Come detto anche in precedenza per quanto

riguarda il gas utilizzato nel motore cogenerativo questo è soggetto ad accise ridotte rispetto al gas utilizzato per le caldaie ausiliarie.

Il gas in arrivo dalla rete di distribuzione viene intercettato ed entra all'interno del perimetro dell'impianto passando attraverso un riduttore di pressione che porta la pressione del gas da quella presente in rete fino a quella utile nell'adduzione alle caldaie e al cogeneratore. Subito dopo avere attraversato il riduttore di pressione viene contabilizzato attraverso un misuratore di portata. Dopo questa misura giunge al collettore adduzione gas, da qui viene suddiviso in tre differenti rami. Il primo invia il gas al cogeneratore, mentre il secondo ed il terzo inviano il gas alle caldaie di integrazione. Vediamo ora dal progetto definitivo la rampa gas per il cogeneratore, per quanto riguarda le rampe del gas inerenti alle unità di integrazione sono costituite dagli stessi elementi ad eccezione del contabilizzatore che è presente solamente nell'adduzione gas al cogeneratore.

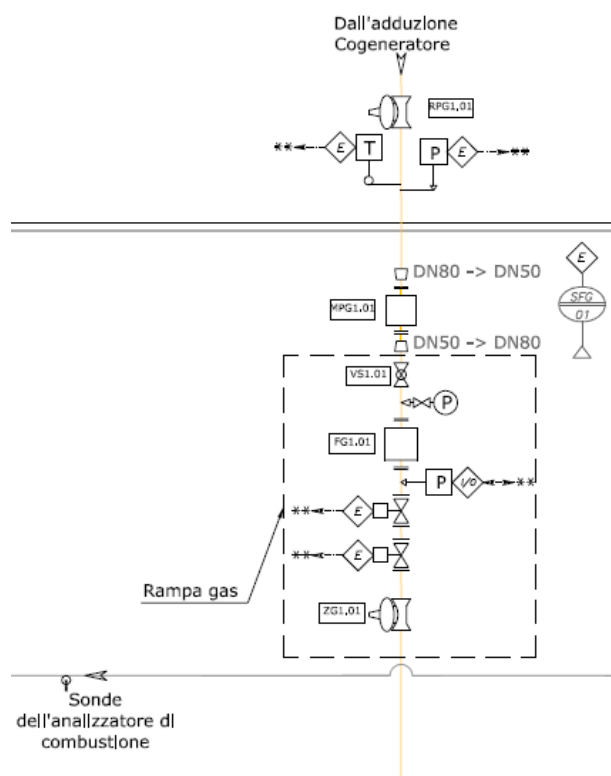


Figura 28 P&ID linea gas cogeneratore

Il primo componente in alto nella figura 28 è il regolatore di pressione della linea del gas in modo che la pressione del gas sia quella richiesta dalla macchina cogenerativa, successivamente vengono inviate alla centralina dati riguardanti temperatura e pressione del gas misurati attraverso le due sonde di pressione e temperatura. Se una delle due misure risulta non ottimale la centralina provvede a fare una regolazione attraverso delle valvole. Se la regolazione non basta allora la centralina può inviare il segnale di blocco del cogeneratore. Successivamente il gas passa attraverso un misuratore di portata che quindi contabilizza il gas in ingresso al motore alternativo, superato il misuratore si trova una valvola a sfera per l'intercettazione manuale della linea del gas e successivamente si trova il filtro del gas in modo da purificarlo da componenti che potrebbero essere dannosi per il cogeneratore in fase di combustione. Infine si trovano in serie due elettrovalvole che possono essere azionate direttamente dalla centralina ed un regolatore della pressione minima in ingresso al cogeneratore.

Per stimare i consumi di gas metano riguardanti il cogeneratore e quelli per il funzionamento delle caldaie di integrazione si è proceduto nel seguente modo

$$P_{ch} = P_{el} + P_{th} + P_{diss}$$

Questo è il primo principio della termodinamica espresso in termini di potenza, dove con il pedice *ch* indichiamo la potenza chimica introdotta attraverso il combustibile, con i pedici *el*, *th*, *diss*, intendiamo rispettivamente la potenza elettrica prodotta, quella termica e quella dissipata. Dalle tabelle fornite dalla MWM con le varie caratteristiche riguardanti il motore termico si possono ricavare i dati di efficienza e potenza calcolati a diverso carico di funzionamento ottenendo così una correlazione tra energia termica, elettrica generate e la potenza chimica da introdurre nel cogeneratore come mostrato in Tabella 21.

Carico [%]	Potenza elettrica [KW]	Potenza termica [KW]	Potenza dissipata [KW]	Potenza chimica [KW]	Rendimento globale [%]
100	1200	1300	248	2748	90,97
75	900	1022	197	2119	90,70
50	600	741	146	1487	90,18

Tabella 21 Potenza elettrica,termica,dissipata,chimica e rendimento globale a differenti livelli di carico del cogeneratore

Il rendimento globale è calcolato senza tenere conto delle perdite legate al generatore. Per ricavare gli Sm³ di gas metano entranti nel cogeneratore è sufficiente dividere la potenza chimica per il potere calorifico inferiore del gas naturale 9,59 KWh/Sm³ e moltiplicare per il periodo di funzionamento. Se per esempio si decide di fare funzionare il motore in un giorno feriale solamente nella fascia F1 in modo da produrre energia elettrica valorizzata ad un prezzo maggiore e al 75 % del carico massimo allora il gas naturale consumato sarà pari a :

$$V_{gas\ naturale} = \frac{P_{chimica}}{PCI} \times ore\ funzionamento = \frac{2748}{9,59} \times 11 = 3.152\ Sm^3$$

Per stimare invece il consumo di gas naturale delle caldaie di integrazione considerando un rendimento pari al 93 % quando la caldaia è fatta funzionare al 100 % del carico ed un rendimento pari al 95 % quando viene fatta funzionare al 30 % del carico e generando una potenza utile di 5.000 KW al massimo carico e 2.500 KW a carico minimo è possibile stimare il consumo di gas naturale nel seguente modo:

$$V_{gas\ naturale} = \frac{P_{utile}}{\eta} \times \frac{1}{9,59} \times ore\ funzionamento$$

Lo stesso ragionamento è valido anche per la seconda caldaia di integrazione presente nell'impianto.

8. Costi e ricavi derivanti dal funzionamento dell'impianto.

8.1 Domanda energia termica

La centrale termica produce calore che viene inviato alle utenze tramite una rete di teleriscaldamento. Le utenze utilizzano questo calore sia per il riscaldamento che per la produzione di acqua calda sanitaria. Come spiegato in precedenza l'energia utile al riscaldamento degli edifici nella stagione invernale è fornita solamente dalla centrale di cogenerazione, mentre per quanto riguarda l'ACS una parte dell'energia è fornita dalla centrale termica, mentre un'altra parte viene fornita dai collettori solari presenti su alcuni tetti degli edifici.

Grazie ai misuratori di energia installati presso la centrale termica è stato possibile scaricare i dati riguardanti la richiesta giornaliera di energia termica dell'utenza del teleriscaldamento. Mediante questi dati quindi è stato possibile ricavare i consumi energetici della centrale considerando e mettendo a confronto due diversi casi. Nel primo considerando la produzione di energia termica solo mediante delle caldaie di integrazione, nel secondo caso invece considerando l'installazione di un motore cogenerativo presso la centrale (caso reale della centrale di Corso Taranto). Per effettuare l'analisi dei costi e dei benefici derivanti dall'installazione di un motore cogenerativo si considererà costante il carico termico da inviare all'utenza e quindi costante anche l'energia in uscita dalla bocca di centrale, la differenza tra i due casi consisterà nel modo in cui questa domanda verrà soddisfatta.

In figura 29 riportiamo il profilo del carico termico in uscita dalla bocca di centrale in un giorno invernale, come è possibile vedere il carico termico richiesto dall'utenza è molto minore nelle ore notturne, mentre la mattina si ha un picco di richiesta, questo picco deriva dall'accensione dei riscaldamenti, infatti al mattino la rete risulta relativamente fredda come i circuiti secondari delle utenze. Nel pomeriggio la curva risulta maggiormente schiacciata, crescendo successivamente nelle ore serali. Nella figura seguente (Figura 30) invece è riportato l'andamento del carico termico in quattro differenti giorni, i primi due festivi mentre gli altri due feriali.

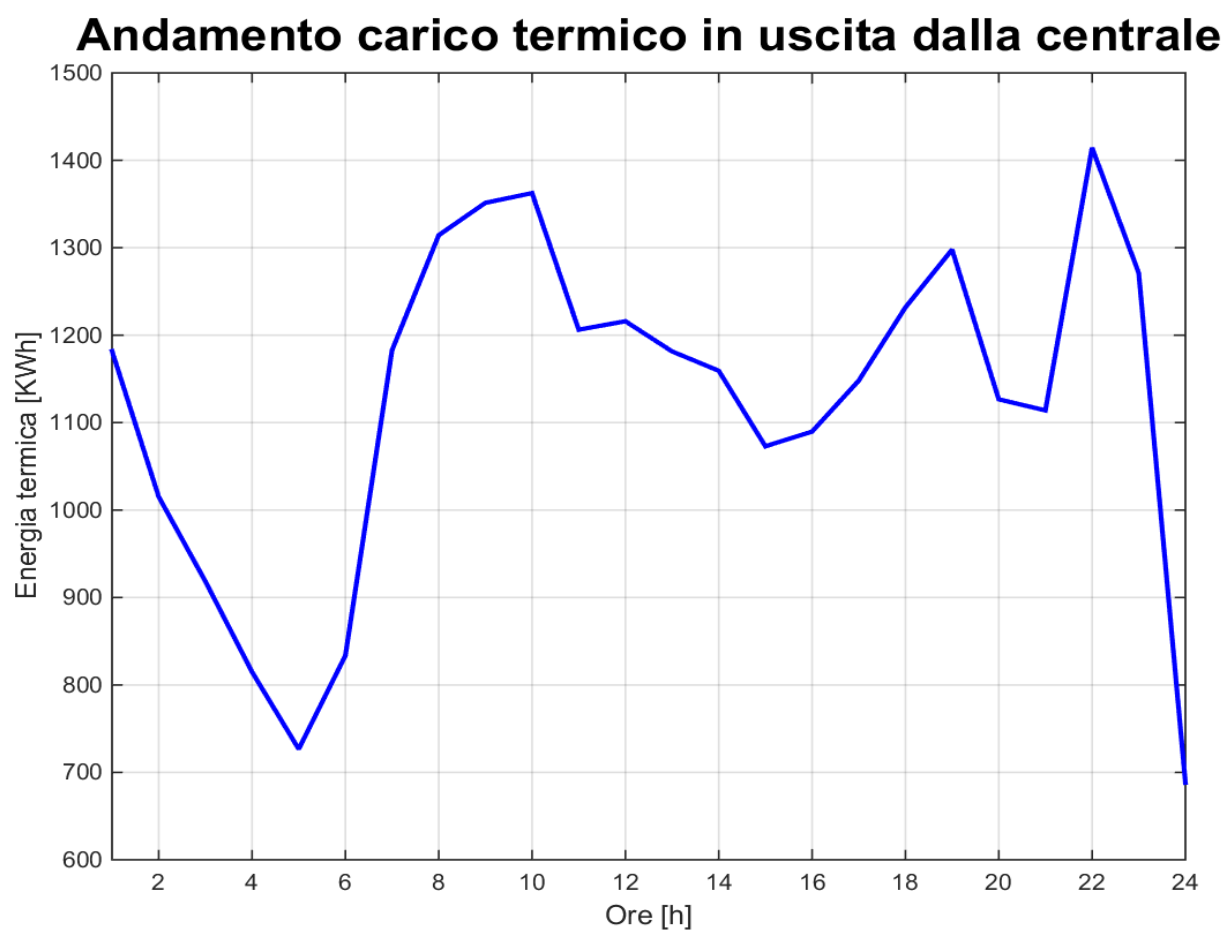


Figura 29 Curva del carico termico giornaliero, misurato all'uscita della centrale.

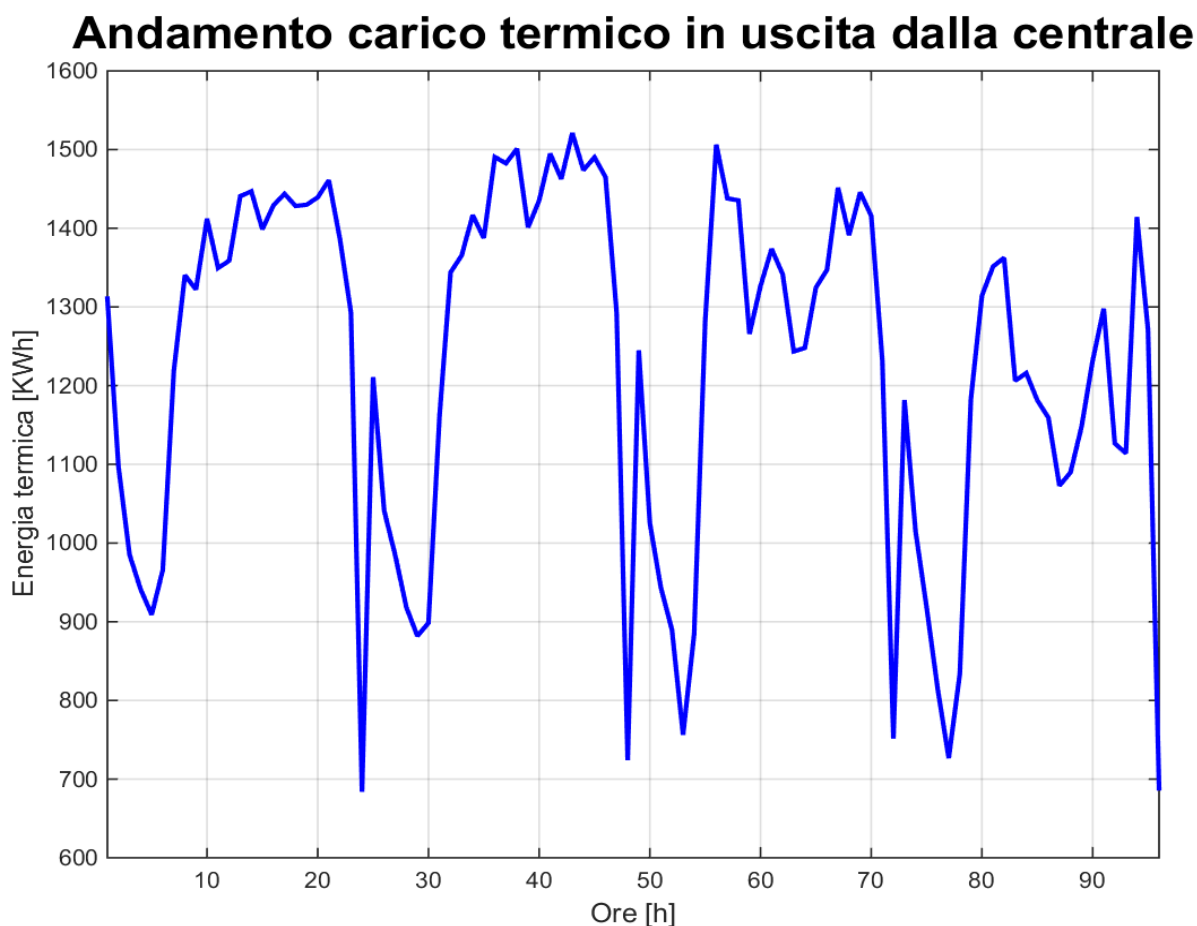


Figura 30 Curva del carico termico su quattro giorni misurato all'uscita della centrale.

Dalla figura 29 è possibile notare come nelle ore centrali del giorno il carico termico in uscita dalla centrale e quindi quello richiesto dall'utenza sia nettamente inferiore a quello nelle ore della mattina e a quello delle ore serali. Come si vede invece in Figura 30 il profilo del carico termico presenta un andamento più costante nelle giornate di sabato e domenica (prime due campane) rispetto al profilo delle seguenti giornate feriali, in questo caso lunedì e martedì (ultime due campane).

Questa differenza è dovuta al fatto che nelle giornate feriali la maggior parte degli appartamenti è vuota nelle ore centrali del giorno (lavoro, scuola ecc...) quindi la richiesta di acqua calda sanitaria e di riscaldamento risulta nettamente inferiore rispetto alle giornate festive.

8.2 Analisi dei due casi

Per l'analisi si è scelto di analizzare due differenti casi. Nel primo caso si considereranno solamente le caldaie per soddisfare la domanda di energia termica, quindi il combustibile utilizzato verrà impiegato solamente dalle caldaie tradizionali, non avendo alcuna produzione di energia elettrica quella necessaria al funzionamento dell'impianto sarà prelevata interamente dalla rete. Nel secondo caso invece si considererà il funzionamento del motore cogenerativo come base per soddisfare la domanda di energia elettrica e termica, mentre le caldaie ausiliarie saranno utilizzate inseguendo il carico richiesto dall'utenza. In questo secondo caso una parte di combustibile sarà impiegata in assetto cogenerativo, mentre la restante parte in assetto non cogenerativo. L'energia elettrica generata dal motore a combustione interna sarà utilizzata per soddisfare la richiesta dell'impianto mentre la restante parte prodotta sarà ceduta in rete. La priorità dell'autoconsumo deriva dal fatto che risulta, in termini economici, più conveniente produrre e consumare in sito rispetto a vendere l'energia elettrica prodotta e prelevarla dalla rete. In questo secondo caso utilizzando un motore cogenerativo CAR si ha diritto anche all'accesso ai titoli di efficienza energetica e quindi si avrà una componente di ricavo aggiuntiva non presente nel primo caso. In entrambi i casi sarà necessario soddisfare la richiesta termica dell'utenza sia per quanto riguarda il riscaldamento che l'acqua calda sanitaria. I dati di input da analizzare riguardano un'intera stagione termica che va da Ottobre a Settembre dell'anno successivo. Grazie ai contabilizzatori installati presso la bocca di centrale è possibile vedere ogni giorno la richiesta termica dell'utenza sia per quanto riguarda il RAMO 1-2 che per il RAMO 3, i dati riepilogati con spaccatura mensile vengono riportati in Tabella 22.

	Immessa ramo 1-2	Immessa ramo 3	Immessa TOT
	MWh	MWh	MWh
OTTOBRE	544	389	933
NOVEMBRE	827	621	1.448
DICEMBRE	1.480	1.109	2.589
GENNAIO	950	750	1.700
FEBBRAIO	1.064	813	1.876
MARZO	983	761	1.744
APRILE	330	245	575
MAGGIO	190	144	334
GIUGNO	111	89	200
LUGLIO	97	78	175
AGOSTO	123	93	216
SETTEMBRE	109	88	197

Tabella 22 Energia termica in uscita dalla centrale di Cogenerazione, il dato è misurato alla bocca di centrale, quindi all'interfaccia tra la rete di teleriscaldamento e la centrale termica

8.2.1 Produzione energia termica dalle sole caldaie

In questo caso non consideriamo il cogeneratore ma solamente le caldaie ausiliarie, quindi tutta l'energia termica prodotta ed inviata alle utenze tramite la rete di teleriscaldamento deriverà dal solo contributo dato delle caldaie ausiliarie. In questo caso tutta l'energia elettrica assorbita dalla centrale è prelevata dalla rete, come detto nei precedenti capitoli il contratto di fornitura è di tipo PUN più spread, quindi la parte di costo da analizzare è quella data dal PUN diviso per fascia di consumo che va a formarsi sui mercati elettrici. Le componenti di trasporto distribuzione e oneri di sistema sono invece passanti in quanto il cliente le paga al fornitore e questo le versa ai distributori, trasportatori e allo stato e vengono aggiornate dall'autorità tramite la pubblicazione delle delibere.

Analizzando le fatture di fornitura ed il contratto in essere della società con il proprio fornitore si è visto che il contratto è del tipo $\text{PUN} + 4,5 \text{ €/MWh}$, un contratto abbastanza buono per un'utenza allacciata in media tensione e con consumi della centrale presa in considerazione.

Partiamo allora analizzando i valori del prezzo unico nazionale divisi per fascia di consumo nel periodo che va da Ottobre 2016 a Settembre 2017, quindi prendiamo in considerazione i valori di prezzo su un intero anno termico. I valori sono riportati in Tabella 23, gli stessi vengono riportati anche in Figura 30

MESE	F1	F2	F3
ott-16	60,91	58,65	44,45
nov-16	69,90	61,72	48,18
dic-16	65,91	59,63	48,70
gen-17	88,49	75,93	59,51
feb-17	63,48	59,05	47,47
mar-17	46,31	49,87	39,85
apr-17	45,37	48,29	38,83
mag-17	46,30	49,05	37,50
giu-17	54,31	53,24	42,62
lug-17	56,84	53,42	49,96
ago-17	62,57	63,19	46,52
set-17	52,89	52,17	43,15

Tabella 23 PUN diviso per fascia oraria espresso in €/MWh per l'intera stagione termica

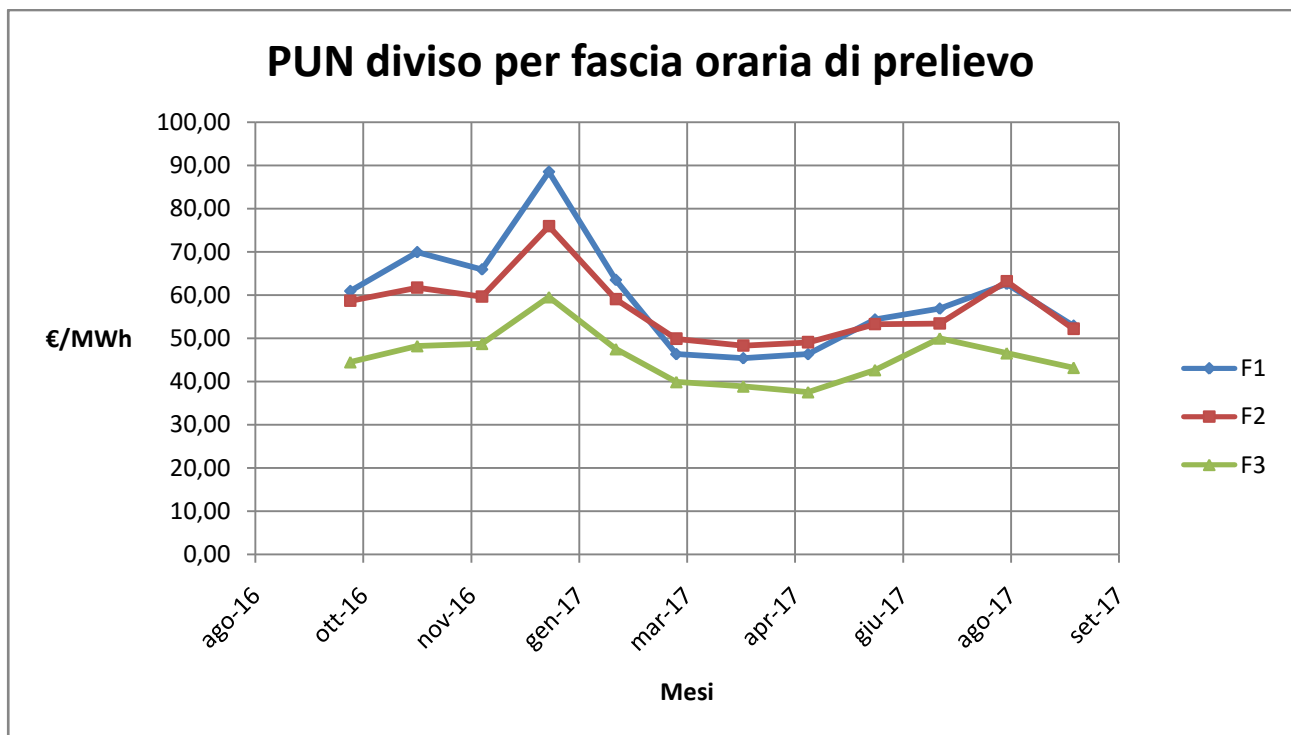


Figura 30 Prezzo della materia energia diviso per fascia oraria di prelievo nella stagione termica 16-17

Come è possibile notare dai dati in tabella e dal grafico sopra riportato il prezzo segue lo stesso andamento per tutte e tre le fasce orarie, mentre la fascia F3 è sempre quella avente un minor costo, per quanto riguarda invece i prezzi nelle fasce F1 ed F2 è possibile vedere delle sovrapposizioni in alcuni mesi dell'anno.

A questo costo viene aggiunto lo spread, gli oneri di sistema e le quote variabili relative a trasporto distribuzione e dispacciamento. Essendo l'utenza allacciata in media tensione allora il costo relativo alle perdite di rete è pari al 3,8 % del prezzo applicato sulla materia energia. Andando a sommare tutte queste componenti al prezzo della materia prima otteniamo il costo per ogni singolo MWh prelevato dalla rete in funzione dell'orario di prelievo e del mese di riferimento, il risultato è riportato in Tabella 24.

MESE	F1	F2	F3
ott-16	153,38	151,03	136,29
nov-16	162,71	154,22	140,16
dic-16	158,57	152,05	140,70
gen-17	169,95	156,92	139,87
feb-17	143,99	139,40	127,38
mar-17	126,17	129,87	119,47
apr-17	125,61	128,64	118,82
mag-17	126,57	129,43	117,44
giu-17	134,89	133,78	122,75
lug-17	147,12	143,57	139,98
ago-17	153,07	153,71	136,41
set-17	143,02	142,27	132,91

Tabella 24 Prezzo Totale dell'energia elettrica espresso in €/MWh esclusa la parte fissa e la parte variabile.

Al costo riferito al singolo MWh prelevato come detto nei precedenti capitoli vanno sommati anche i valori espressi in € al punto di prelievo anno ed il costo riferito alla potenza impegnata. Queste due voci non variano in funzione dell'orario ma potrebbero variare con il mesi di prelievo. Questi costi fissi si trovano negli oneri generali di sistema e nella componente legata della distribuzione.

Dai dati prelevati dalle letture dei contatori di energia elettrica fatte dall'azienda stessa e dai dati di lettura presenti nelle fatture prese dal distributore locale che nel caso di Torino è *Ireti Spa* società appartenente al gruppo Iren, è stato possibile avere i valori di energia elettrica prelevata dalla rete nel periodo di riferimento divisa anche per fascia oraria di consumo. Nel primo caso analizzato, dove consideriamo solamente la presenza delle caldaie ausiliarie senza tenere conto del cogeneratore allora tutta l'energia

assorbita per il corretto funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento e della centrale termica viene prelevata direttamente dalla rete elettrica. In tabella 18 era stato riportato il riepilogo sui flussi di energia elettrica della centrale di cogenerazione, come detto in precedenza non avendo la quota parte di energia elettrica prodotta dal motore cogenerativo consideriamo che tutta l'energia elettrica indispensabile venga assorbita dalla rete. In Tabella 26 riportiamo allora la quantità di energia elettrica prelevata dalla rete per mese di riferimento. Mediante lo storico dei consumi di energia elettrica dell'impianto è stato possibile ricavare un valore di consumo diviso per fascia oraria in modo da considerare costi diversi per assorbimenti di energia elettrica in diverse ore del giorno. Sempre in Tabella 25 riportiamo allora la percentuale del consumo complessivo diviso per fascia oraria di prelievo in funzione del mese dell'anno.

<i>Mese</i>	<i>Consumo energia elettrica (MWh)</i>	<i>Percentuale consumo in F1</i>	<i>Percentuale consumo in F2</i>	<i>Percentuale consumo in F3</i>
ott-16	48,27	35%	26%	39%
nov-16	74,90	26%	28%	46%
dic-16	133,92	35%	12%	53%
gen-17	87,94	36%	22%	42%
feb-17	97,06	37%	28%	35%
mar-17	90,21	37%	28%	35%
apr-17	29,74	37%	28%	35%
mag-17	17,26	32%	25%	43%
giu-17	10,32	32%	24%	44%
lug-17	9,03	31%	25%	44%
ago-17	11,18	32%	23%	45%
set-17	10,18	34%	24%	42%

Tabella 25 Consumo di energia elettrica nei vari mesi dell'anno e la percentuale in funzione della fascia oraria di prelievo.

Il valore riportato in tabella sotto la voce “Consumo di energia elettrica” chiaramente non è realmente misurato dai contatori, infatti nell’impianto presente in Corso Taranto questa voce è data dalla somma di energia elettrica prelevata dalla rete e l’energia elettrica prodotta e consumata in centrale, cioè la parte auto consumata per il funzionamento dell’impianto.

Adesso avendo a disposizione i valori di consumo di energia elettrica divisi per mese e per fascia oraria di prelievo, ed il costo dell’energia elettrica per ogni mese in base al contratto stipulato con la società di vendita, possiamo calcolare il costo complessivo legato alla fornitura di energia elettrica nel caso in cui non ci fosse un motore cogenerativo in grado di produrre energie elettrica da consumare in loco. I risultati dell’analisi fatta sono riportati in Tabella 26.

<i>Mese</i>	<i>Costo totale energia elettrica €/mese</i>
ott-16	€ 7.439,50
nov-16	€ 11.618,27
dic-16	€ 20.249,17
gen-17	€ 13.954,63
feb-17	€ 13.659,68
mar-17	€ 11.636,83
apr-17	€ 4.062,80
mag-17	€ 2.500,89
giu-17	€ 1.706,29
lug-17	€ 1.664,49
ago-17	€ 2.001,81
set-17	€ 1.782,31
TOTALE	€ 92.276,68

Tabella 26 Costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete

Oltre al costo dell'energia elettrica utile al funzionamento delle apparecchiature presenti in centrale termica andiamo ad analizzare i dati inerenti i consumi di gas naturale.

Come fatto per l'energia elettrica andiamo a vedere il contratto in essere per la fornitura di gas naturale e quindi andando ad individuare il costo per ogni Sm3 prelevato dalla rete. Il contratto di fornitura del gas naturale risulta molto buono, infatti il prezzo applicato dalla società di vendita è del tipo Pfor,t-spread, dove lo spread in questo caso è uno sconto sul prezzo della materia prima gas naturale pari a 0,0743

€/Sm³. Un prezzo applicato solitamente a clienti industriali con consumi abbastanza elevati, nel nostro caso il consumo di gas annuo è superiore ad un milione di Sm³. Andando a vedere il potere calorifico del gas fornito direttamente in fattura e considerando le perdite delle caldaie in Tabella 27 riportiamo il consumo di gas naturale dell'impianto.

MESE	Consumo della centrale Sm ³
OTTOBRE	96.905
NOVEMBRE	150.352
DICEMBRE	268.835
GENNAIO	176.530
FEBBRAIO	194.848
MARZO	181.099
APRILE	59.709
MAGGIO	34.641
GIUGNO	20.716
LUGLIO	18.131
AGOSTO	22.450
SETTEMBRE	20.426

Tabella 27 Consumo di gas naturale dell'impianto in una stagione termica

Come è possibile notare i maggiori consumi di gas naturale si hanno nel periodo di riscaldamento, dove l'impianto e la rete di teleriscaldamento devono soddisfare la domanda di riscaldamento oltre che quella di acqua calda sanitaria.

Come fatto precedentemente per l'energia elettrica anche per il gas stimiamo un costo a Sm³ per i vari mesi di riferimento, utilizzando i dati messi a disposizione dall'ARERA, consideriamo un PCS in fattura costante e pari 38,52 MJ/Sm³, applichiamo inoltre sulla materia prima gas naturale come da contratto uno sconto per ogni metro cubo fatturato ed applichiamo i costi fissi nel caso di un contatore di classe maggiore di G40. Essendo nel caso in cui tutto il gas utilizzato per la combustione viene interamente bruciato nelle caldaie di integrazione, allora l'imposta erariale applicata corrisponde a quella inerente gli usi diversi e non quella applicata nel caso in cui il gas venga bruciato nel cogeneratore. In Tabella 29 vengono riassunti tutti i dati utili all'analisi dei costi derivanti dall'acquisto del gas naturale.

Come è possibile vedere dai dati il costo del gas naturale risulta maggiore nei mesi di maggiore prelievo dalla rete, infatti nel primo trimestre del 2017 il costo del gas è maggiore rispetto a tutti gli altri trimestri, mentre nel terzo trimestre 2017 (Luglio, Agosto, Settembre) il prezzo del gas risulta essere il più basso dell'intero anno termico. Il prezzo del gas nei mercati all'ingrosso segue la domanda che naturalmente risulta maggiore nei mesi invernali.

MESE	Costo €/Sm3	Costo Fisso €/mese	Imposta Erariale €/Sm3	Addizionale Regionale €/Sm3
OTTOBRE	0,267841	95,31417	0,012498	0,006249
NOVEMBRE	0,267841	95,31417	0,012498	0,006249
DICEMBRE	0,267841	95,31417	0,012498	0,006249
GENNAIO	0,295023	93,73974	0,012498	0,006249
FEBBRAIO	0,295023	93,73974	0,012498	0,006249
MARZO	0,295023	93,73974	0,012498	0,006249
APRILE	0,277650	93,73974	0,012498	0,006249
MAGGIO	0,277650	93,73974	0,012498	0,006249
GIUGNO	0,277650	93,73974	0,012498	0,006249
LUGLIO	0,259079	93,73974	0,012498	0,006249
AGOSTO	0,259079	93,73974	0,012498	0,006249
SETTEMBRE	0,259079	93,73974	0,012498	0,006249

Tabella 28 Costi del gas naturale divisi in parte variabile, fissa e le imposte.

Adesso avendo il costo unitario del gas naturale relativo ad ogni singolo mese, l'aliquota dell'accisa, l'addizionale regionale ed i consumi mensili dell'impianto di teleriscaldamento, è possibile calcolare il costo complessivo per ogni mese. Riportiamo in Tabella 29 tale costo mensilizzato distinguendo anche la parte inerente l'imposta erariale e l'addizionale regionale, questo perchè mentre il costo della materia prima e di tutte le altre voci non varierà nel secondo caso, il costo relativo alle imposte subirà variazioni nel caso di gas utilizzato in regime cogenerativo.

MESE	Casto totale ante accise €	Somma dell'imposta erariale e dell'addizionale regionale €
OTTOBRE	€ 26.050	€ 1.817
NOVEMBRE	€ 40.366	€ 2.819
DICEMBRE	€ 72.100	€ 5.040
GENNAIO	€ 52.174	€ 3.309
FEBBRAIO	€ 57.578	€ 3.653
MARZO	€ 53.522	€ 3.395
APRILE	€ 16.672	€ 1.119
MAGGIO	€ 9.712	€ 649
GIUGNO	€ 5.846	€ 388
LUGLIO	€ 4.791	€ 340
AGOSTO	€ 5.910	€ 421
SETTEMBRE	€ 5.386	€ 383

Tabella 29 Costo totale mensile del gas naturale prelevato dalla rete, e costo totale delle accise considerando un'aliquota unitari per usi diversi.

8.2.2 Produzione energia termica mediante cogeneratore e caldaie ausiliarie

In questo secondo caso andiamo ad analizzare i costi dell'impianto nel caso in cui oltre alle caldaie ausiliarie sia installato presso la centrale anche il motore cogenerativo. Rispetto al caso precedente le variazioni riguardano molteplici aspetti. Avendo a disposizione un motore cogenerativo il gas utilizzato in tale motore viene acquistato considerando un'accisa ridotta (l'imposta ridotta è applicata solamente sulla quota parte di gas consumato in assetto cogenerativo e non su tutto il gas in ingresso alla centrale). Per quanto riguarda invece l'energia elettrica una consistente parte viene utilizzata in autoconsumo, mentre la restante viene ceduta alla rete e quindi remunerata ai prezzi di mercato. Inoltre, grazie al motore cogenerativo è possibile accedere al meccanismo dei certificati bianchi per ogni tonnellata di petrolio equivalente risparmiata, questo fa sì che oltre alla vendita di energia termica ai clienti finali ed al risparmio di energia elettrica prelevata dalla rete si hanno dei guadagni derivanti dalla vendita di energia elettrica e dei titoli di efficienza energetica accumulati.

Come nel primo caso la domanda di energia termica da soddisfare resta costante. Cominciamo analizzando il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete. In questo secondo caso il costo unitario per singolo KWh ed il costo fisso non cambiano, quello che invece varia è la quantità mensile prelevata. Infatti mediante l'autoconsumo di una parte di energia elettrica prodotta dal cogeneratore il prelievo di energia elettrica risulta nettamente inferiore rispetto al primo caso, riportiamo la sintesi dei risultati individuando in Tabella 30 la quantità di energia elettrica prelevata dalla rete ed il costo totale mensile derivante da questo prelievo.

MESE	Energia elettrica prelevata MWh	Costo Totale energia elettrica
OTTOBRE	9,65	€ 1.797,20
NOVEMBRE	14,98	€ 2.632,95
DICEMBRE	26,78	€ 4.359,13
GENNAIO	17,59	€ 3.088,96
FEBBRAIO	19,41	€ 3.029,97
MARZO	18,04	€ 2.625,40
APRILE	5,95	€ 1.110,26
MAGGIO	17,26	€ 2.500,89
GIUGNO	10,32	€ 1.706,29
LUGLIO	9,03	€ 1.664,49
AGOSTO	11,18	€ 2.001,81
SETTEMBRE	10,18	€ 1.782,31

Tabella 30 Energia elettrica prelevata dalla rete e costo totale mensile

La restante parte di energia elettrica che non è stata consumata dall'impianto viene ceduta alla rete e remunerata in funzione delle tariffe mensili che vanno a formarsi nelle varie zone di mercato, nel caso della centrale di corso Taranto le tariffe sono quelle pubblicate dal GSE per l'ambito occidentale. Grazie alla cessione in rete il guadagno nell'anno termico, considerando quindi da Ottobre a Settembre dell'anno successivo è di circa 120.000 €. Mentre nel primo caso l'energia elettrica era solamente un costo aggiuntivo in questo secondo caso oltre a diminuire i prelievi dalla rete elettrica si hanno ulteriori guadagni legati alla cessione in rete.

Andiamo allora ad analizzare il consumo ed il costo di gas naturale utilizzato in centrale. Rispetto al primo caso il prelievo di gas naturale risulta chiaramente maggiore essendo una parte utilizzata nel cogeneratore

e quindi con un minore rendimento termico rispetto alle caldaie dato che una parte di energia in ingresso tramite il combustibile viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. L'accisa e l'addizionale regionale per il gas prelevato e utilizzato in regime cogenerativo, come detto in precedenza, hanno un valore unitario inferiore rispetto al gas utilizzato nelle caldaie.

I prezzi unitari della materia prima, trasporto, distribuzione e oneri di sistema restano invariati rispetto al primo caso. In Tabella 31 riportiamo il costo del gas utilizzato nel cogeneratore, quello utilizzato nelle caldaie ausiliarie ed il costo totale.

MESE	<i>COSTO GAS COGENERATORE €</i>	<i>COSTO GAS CALDAIE €</i>	<i>COSTO GAS TOTALE €</i>
OTTOBRE	€ 14.451,65	€ 19.499,02	€ 34.045,99
NOVEMBRE	€ 25.502,92	€ 28.490,13	€ 54.088,37
DICEMBRE	€ 26.353,02	€ 61.959,29	€ 88.407,63
GENNAIO	€ 29.022,99	€ 38.873,54	€ 67.990,27
FEBBRAIO	€ 26.214,31	€ 46.219,42	€ 72.527,47
MARZO	€ 29.022,99	€ 40.307,16	€ 69.423,89
APRILE	€ 13.217,67	€ 10.148,21	€ 23.459,62
MAGGIO	€ -	€ 10.267,63	€ 10.361,37
GIUGNO	€ -	€ 6.140,26	€ 6.234,00
LUGLIO	€ -	€ 5.037,18	€ 5.130,92
AGOSTO	€ -	€ 6.237,33	€ 6.331,07
SETTEMBRE	€ -	€ 5.674,76	€ 5.768,50

Tabella 31 Costo del gas naturale consumato dal cogeneratore, dalle caldaie ausiliarie e costo totale

Dalla tabella risulta quindi un costo Totale del gas naturale utilizzato nell'impianto pari a circa 444.000 €/anno, nel primo caso invece il costo totale derivante dal consumo di gas naturale era pari a circa 373.000 €/anno

A questo punto avendo analizzato i costi derivanti dai vettori energetici in ingresso alla centrale termica cioè gas naturale ed energia elettrica e quelli in uscita cioè energia elettrica ceduta alla rete possiamo analizzare quanti Titoli di Efficienza Energetica è in grado di generare la centrale. L'analisi è stata fatta vedendo il risparmio di energia primaria e quindi il numero di certificati bianchi prodotti. Una volta acquisiti questi titoli si andrà a considerare un prezzo medio di vendita in modo da riuscire a stimare il guadagno derivante anche da questi utimi. Una volta trovato il valore di energia primaria ed il valore K tramite la formula riportata nei precedenti capitoli è stato possibile calcolare il numero di certificati bianchi prodotti dall' impianto. Per avere il guadagno complessivo derivante dalla vendita è stato considerato un prezzo medio per ogni titolo di efficienza energetica pari a 226,80 €/CB che moltiplicato per un numero di titoli prodotti in un anno termico pari a circa 325 CB portano ad un guadagno complessivo di circa 73.700 €.

Andando ad analizzare le differenze tra il primo ed il secondo caso, considerando una richiesta di energia termica dell'utenza allacciata alla rete di teleriscaldamento costante, il costo complessivo nel primo caso è pari a circa 465.717 €/anno. Tale costo comprende l'acquisto dell'energia elettrica e del gas naturale. Nel secondo caso invece il costo complessivo andando a considerare in positivo gli approvvigionamenti di energetici, quindi derivanti dall'acquisto di energia elettrica e gas naturale ed in negativo le cessioni di energia elettrica alla rete e la vendita di certificati bianchi si arriva ad un costo complessivo di circa 280.000 €/anno. In Tabella 32 riportiamo il riepilogo dell'analisi eseguita.

	CASO 1	CASO 2
Costo energia elettrica €/anno	€ 92.274	€ 28.299
Costo gas naturale €/anno	€ 373.441	€ 443.769
Vendita energia elettrica €/anno	€ -	-€ 120.728
Certificati Bianchi	€ -	- € 73.700
TOTALE COSTO	€ 465.715	€ 277.640

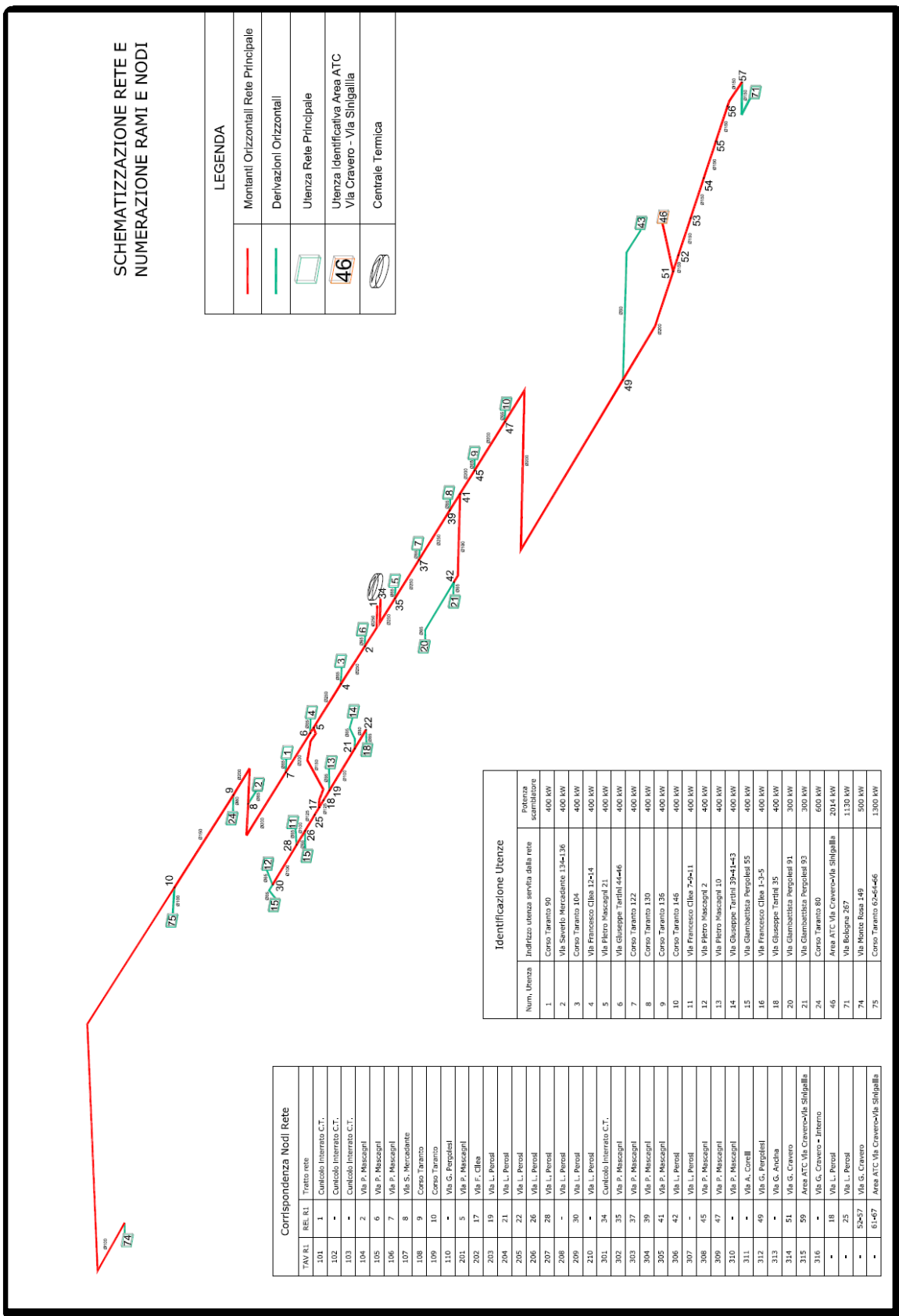
Tabella 32 Confronto tra i costi nel caso in cui non ci sia installato il cogeneratore ed il caso in cui sia presente anche un'unità cogenerativa

A parità di guadagno derivate dalla vendita di energia termica alle utenze, infatti sia nel primo che nel secondo caso è stata considerata costante l'energia termica richiesta dall'utenza, ciò che varia è il modo in cui tale domanda viene soddisfatta. Come è possibile vedere in tabella l'utilizzo di un motore cogenerativo installato presso la centrale termica porta ad un risparmio ad anno termico pari a circa 188.000 €.

Oltre ad un risparmio in termini monetari bisogna considerare anche il risparmio in termini energetici, infatti mediante la produzione combinata di energia termica ed energia elettrica con un rendimento globale più elevato è stato possibile non consumare 2.734 MWh di energia, corrispondente a 235 Tep.

Conclusioni

Come visto nei precedenti capitoli l'utilizzo di un motore cogenerativo abbinato ad una rete di teleriscaldamento risulta indubbiamente vantaggioso sia in termini economici che in termini di energia primaria risparmiata. Negli ultimi anni si è assistito ad una continua crescita di reti di teleriscaldamento abbinate a centrali cogenerative. Sia di grossa taglia quali per esempio reti di teleriscaldamento abbinate a centrali termoelettriche a ciclo combinato che riescono a servire grosse aree cittadine, sia di taglia nettamente inferiore come nel caso della centrale di corso Taranto che vanno a servire principalmente quartieri di una città. Come visto nel capitolo precedente mediante l'installazione di un motore cogenerativo presso la centrale termica si ha un risparmio pari a circa 188.000 € ogni anno derivanti sia dai minori assorbimenti di energia elettrica sia dalla valorizzazione dei titoli di efficienza energetica e dell'energia immessa in rete. Il prezzo della materia energia elettrica negli anni ha subito una decrescita come visto nei precedenti capitoli, ma il costo per il cliente finale in €/KWh è rimasto abbastanza costante, dato dall'aumento dei costi relativi alle altre componenti, quindi risulta molto conveniente l'autoconsumo di energia elettrica soprattutto nelle ore di Picco. Il prezzo per singolo Titolo di Efficienza Energetica invece è cresciuto negli anni raggiungendo valori molto elevati soprattutto negli ultimi mesi. Il costo di installazione di un motore cogenerativo risulta però più alto rispetto al costo delle caldaie tradizionali. Ma mediante i risparmi ed i ricavi derivanti da quest'ultimo tale investimento sarebbe recuperato nel corso di circa 6-7 anni.



BIBLIOGRAFIA

- Documenti inerenti la centrale termica e la rete di teleriscaldamento di Corso Taranto messi a disposizione dalla società EXE.GESI appartenente al gruppo ATC Torino.
- Documentazione inerente i contratti energetici di gas naturale ed energia elettrica messi a disposizione dalla società EXE.GESI appartenente al gruppo ATC Torino.
- Slide e materiale appartenenti al corso di *“Energetica e fonti rinnovabili”*.
- Slide e materiale del corso di *“Complementi di energetica”*.
- Slide e materiale del corso di *“Sistemi a combustione”*.
- Sito internet GME (Gestore Mercati Energetici) <http://www.mercatoelettrico.org/it/>
- Sito internet GSE (Gestore Servizi Energetici) <https://www.gse.it/>
- Documenti sulla Cogenerazione ad Alto Rendimento (<https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/documenti>)
- ARERA Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente sezione prezzi e tariffe (<https://www.arera.it/it/prezzi.htm>)
- ARERA Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente delibere su aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e dell’energia elettrica (<https://www.arera.it/it/elenchi.htm?type=atti-18>).
- MWM cogenerazione e rigenerazione (<https://www.mwm.net/mwm-chp-gas-engines-gensets-cogeneration/mwm-competencies/cogeneration-trigeneration-plants/>).
- ICI Caldaie TNOX (http://www.icaldaie.com/industrial.asp?cat=boilers&prod=industrial_water%7Ctnox&id=92).
- Baltur bruciatori a gas naturale (http://www.baltur.com/it/it/prodotti/bruciatori/bruciatori_di_gas).
- Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR Aggiornamento dell’edizione 1 Marzo 2018.
- A2A *“Il ruolo e le forme del teleriscaldamento”*.

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n° 79.
- Decreto Legislativo 8 Febbraio 2007 numero 20.
- Testo Unico delle Accise del 26 Ottobre 1995 n.504.
- decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99.