



Ricerca di Sistema elettrico

## Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite

*Marco Badami, Armando Portoraro*

## STUDIO E CARATTERIZZAZIONE DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE

Marco Badami, Armando Portoraro (Politecnico di Torino – Dipartimento Energia DENERG)

Settembre 2013

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

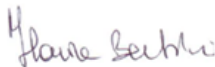
Piano Annuale di Realizzazione 2012

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi

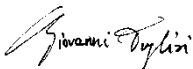
Obiettivo: Reti di poligenerazione distribuita

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite"

Responsabile scientifico ENEA: Giovanni Puglisi



Responsabile scientifico Politecnico di Torino: Marco Badami

## Indice

SOMMARIO.....	5
INTRODUZIONE.....	6
1 GENERALITÀ SUL TELERISCALDAMENTO .....	7
1.1 QUADRO NORMATIVO SULLA COGENERAZIONE .....	8
1.1.1 Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79.....	8
1.1.2 Delibera 42/02 .....	9
1.1.3 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20 .....	9
1.1.4 Legge 23 luglio 2009 , n. 99 .....	11
1.1.5 Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n.28.....	11
1.1.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011.....	11
1.1.7 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 .....	11
1.2 QUADRO NORMATIVO SUL TELERISCALDAMENTO .....	13
1.2.1 Aspetti giuridici .....	13
1.2.2 Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005.....	13
1.2.3 Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 .....	14
1.2.4 Decreto Legislativo 30 marzo 2011, n. 28.....	14
1.2.5 Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 .....	14
1.2.6 Concessioni.....	15
1.3 RETE DI TELERISCALDAMENTO .....	15
1.3.1 Rete di distribuzione.....	15
1.3.2 Sottostazioni di pompaggio .....	19
1.3.3 Sottostazioni di scambio termico .....	20
2. STUDIO DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO LOCALE .....	21
2.1 DESCRIZIONE DELLA RETE .....	21
2.1.1 Generalità .....	21
2.1.2 Tipologia .....	21
2.1.3 Materiali e Componenti .....	21
2.1.4 Dati di progetto.....	24
2.2 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA .....	29
2.2.1 Schema di Centrale .....	29
2.2.2 Gruppo di cogenerazione .....	29
2.2.3 Generatori di calore .....	31
2.2.4 Centrale frigorifera .....	32
2.3 ANALISI DEI DATI DI FUNZIONAMENTO DELLA RETE .....	35
2.3.1 Strumentazione di misura .....	35
2.3.2 Schema della centrale termica.....	36
2.3.3 Analisi delle produzioni energetiche e dei consumi.....	41
2.3.4 Analisi richiesta termica delle utenze.....	44
2.4 ANALISI PRELIMINARE SULLE PRINCIPALI STRATEGIE DI CONTROLLO E GESTIONE .....	46
2.4.1 Modalità di conduzione attuale del cogeneratore.....	46
2.4.2 Perdite di energia termica dell'impianto.....	50
2.4.3 Valutazione teorica delle perdite della rete di teleriscaldamento .....	54
2.4.4 Definizione di un primo set di indici di performance energetica dell'impianto e della rete .....	61
3 ANALISI DELLE POSSIBILI OTTIMIZZAZIONI .....	67
3.1 RICOSTRUZIONE DEI FABBISOGNI TERMICI DELLE UTENZE .....	67

3.1.1	<i>Stima della richiesta termica della rete di teleriscaldamento</i> .....	67
3.1.2	<i>Stima della richiesta termica della palazzina uffici</i> .....	77
3.1.3	<i>Stima della richiesta dell'assorbitore</i> .....	78
3.1.4	<i>Costruzione della curva di domanda termica oraria delle utenze</i> .....	79
3.1.5	<i>Confronto della produzione termica del cogeneratore rispetto alla richiesta termica delle utenze</i> .....	80
3.2	ANALISI ENERGETICHE .....	81
3.2.1	<i>Configurazione 2</i> .....	81
3.2.2	<i>Configurazione 3</i> .....	85
3.2.3	<i>Analisi comparativa delle prestazioni dell'impianto nelle tre configurazioni</i> .....	88
3.3	ANALISI ECONOMICHE .....	90
3.3.1	<i>Configurazione attuale</i> .....	90
3.3.2	<i>Configurazione 2</i> .....	97
3.3.3	<i>Configurazione 3</i> .....	97
3.4	VALUTAZIONI IN MERITO A UN SISTEMA DI MONITORAGGIO REMOTO E CENTRALIZZATO .....	98
4	SIMULAZIONE DELLA RETE TERMICA CON MATLAB SIMULINK .....	99
4.1	ANALISI DEL PROGRAMMA MATLAB-SIMULINK FORNITO DA ENEA .....	99
4.2	MODIFICHE APPORTATE AL MODELLO SIMULINK .....	106
4.3	RISULTATI DELLE SIMULAZIONI .....	110
	CONCLUSIONI .....	113
	ALLEGATO A – FILE <i>RETE</i> UTILIZZATO PER LA SCRITTURA DEI PROGRAMMI MATLAB .....	114
	ALLEGATO B – PROGRAMMA MATLAB PER LA SCRITTURA DEL BLOCCO <i>RETE MANDATA</i> .....	116
	ALLEGATO C – PROGRAMMA MATLAB PER LA SCRITTURA DEL BLOCCO <i>RETE RITORNO</i> .....	118

## Sommario

Il presente documento illustra le attività svolte in relazione all'Accordo di Programma tra il Dipartimento Energia DENERG del Politecnico di Torino e l'ENEA, per un'attività di ricerca dal titolo: *"Studio e caratterizzazione di reti termiche distribuite"*.

Oggetto della collaborazione è stato l'approfondimento delle tematiche inerenti le reti termiche di teleriscaldamento, con focus sulle reti locali, analizzando i principali problemi tecnici, normativi ed economici caratteristici di tali tecnologie. Il fine di tali analisi può essere individuato nel tentativo di individuare soluzioni progettuali da proporre sia a strutture esistenti, sia a nuove installazioni, per rendere più efficienti le attuali infrastrutture.

Nello specifico, è stato analizzato nel dettaglio un impianto di cogenerazione localizzato a Torino, asservito ad una rete di teleriscaldamento per la distribuzione dell'energia termica agli stabili residenziali del quartiere limitrofo. L'impianto vede inoltre la presenza di un assorbitore a bromuro di litio, per produrre energia frigorifera durante i mesi estivi, in assetto trigenerativo.

Le indagini svolte hanno permesso inizialmente di determinare i parametri caratteristici di funzionamento dell'impianto, quali gli indici di performance energetica; sulla base di questi sono state individuate le attuali inefficienze di gestione, sia lato produzione, che lato distribuzione del calore. Si sono successivamente valutate le possibili ottimizzazioni nella conduzione dell'impianto, quali ad esempio la definizione di nuove strategie di controllo del cogeneratore, in grado di ridurre le perdite e ottimizzare le performance energetiche ed economiche derivanti. Le soluzioni migliorative ipotizzate sono state, infatti, corredate da un'analisi economica, in modo da valutare anche la effettiva fattibilità economica delle soluzioni ipotizzate.

L'ultima parte dell'attività è stata focalizzata nell'analisi di un modello di simulazione di reti termiche, sviluppato su piattaforma Matlab Simulink dall'ENEA in collaborazione con l'Università "Sapienza" di Roma (Report RdS/2012/078 e RdS/2012/079). Sono stati implementati i necessari sviluppi software, volti a rendere il modello adatto a simulare la rete di quartiere analizzata in seno al presente studio. Tale attività ha consentito di arrivare ad una prima validazione del programma, basata sui dati di funzionamento reale dell'impianto ivi considerato.

Alla luce delle evidenze emerse dallo studio, di particolare interesse potrebbe essere inoltre l'allestimento di un sistema di monitoraggio remoto dell'intero impianto, con il quale poter valutare in real-time le performance energetiche dei principali componenti dello stesso, e definire, conseguentemente, nuove strategie di controllo in grado di ridurre le perdite e aumentare la capacità di fornitura delle reti esistenti.

## Introduzione

Dalla nascita delle politiche ambientali seguite all'avvicinarsi delle varie crisi energetiche si è accentuata l'attenzione, da parte di molti governi nel corso degli ultimi anni, sui temi della salvaguardia delle risorse e tutela dell'ambiente. Particolare riguardo è stato dato al concetto di "sviluppo sostenibile" e a tutte le sue implicazioni.

Fra le tecnologie in grado di attuare e rendere possibili questi propositi si collocano indubbiamente gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Il presente lavoro ha infatti per oggetto l'analisi di tali sistemi, sia da un punto di vista teorico che con l'esame di un caso reale.

La fase di ricerca ha previsto, inizialmente, un'analisi di dettaglio delle normative di riferimento per il settore della cogenerazione e del teleriscaldamento, tenendo conto che la normativa italiana ha avuto, spesso, il compito di tradurre in decreti nazionali le direttive di organismi europei ed internazionali. E' stato effettuato, in seguito, un approfondimento sulle diverse tipologie delle reti di teleriscaldamento e sui relativi componenti.

Lo studio teorico preliminare ha poi condotto ad esaminare un impianto di trigenerazione localizzato in Torino e della rete di teleriscaldamento ad esso connessa per la distribuzione dell'energia termica agli stabili residenziali del quartiere limitrofo.

Nel seguito del documento verranno descritte approfonditamente le analisi e le valutazioni che sono state condotte.

## 1 Generalità sul teleriscaldamento

Il termine “teleriscaldamento” significa letteralmente “riscaldamento a distanza” e consiste essenzialmente nella distribuzione, attraverso una rete di tubazioni, di un fluido termovettore come acqua calda, acqua surriscaldata, vapore o altro genere, proveniente da una grossa centrale di produzione, a delle utenze e successivo ritorno alla centrale stessa.

Le componenti principali del sistema sono appunto una centrale termica, in cui viene generato il calore, una rete di distribuzione e un insieme di sottocentrali di pompaggio e di scambio termico.

La centrale termica riscalda il fluido termovettore, che viene trasportato ai diversi edifici attraverso la rete di distribuzione.

Giunto alle utenze il fluido può trasferire calore ad un altro fluido tramite uno scambiatore di calore - vi è pertanto una suddivisione del circuito tra primario e secondario - o andare direttamente all’impianto di distribuzione interno dell’utenza per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria. Alla fine di questo processo l’acqua, ormai raffreddata, ritorna in centrale per essere nuovamente riscaldata.

Con l’allacciamento ad una rete di teleriscaldamento, l’impianto di distribuzione interno agli edifici preesistente resta inalterato e lo scambiatore di calore, se installato, sostituisce la caldaia convenzionale. Nel caso in cui allo scambiatore siano allacciate più utenze, presso ciascuna di esse è installata una apposita apparecchiatura che consente di gestire autonomamente le temperature dei locali e di registrare i relativi consumi.

L’affidabilità del servizio è elevatissima ed è possibile applicare il sistema ad intere aree urbane, rendendolo un vero e proprio servizio pubblico, come l’acquedotto o la rete elettrica cittadina.

Perché il teleriscaldamento abbia efficacia tuttavia è necessario individuare un’utenza concentrata in un’area ben definita, come un quartiere, un’area commerciale o industriale o un insieme di utenze pubbliche prossime tra loro.

La definizione in inglese di teleriscaldamento: “*district heating*” richiama proprio questa caratteristica di riscaldamento “distrettuale”. Non è perciò consigliabile una rete di teleriscaldamento che colleghi utenze isolate e sparse, lontane tra loro.

Il principio alla base del teleriscaldamento è la separazione tra la produzione ed il consumo di calore. La produzione è di tipo centralizzato e può essere realizzata con le migliori tecnologie e massimo rendimento. Tuttavia per trarre il massimo vantaggio dal punto di vista energetico, il calore immesso nella rete dovrebbe essere generato da un sistema cogenerativo. I sistemi di teleriscaldamento che utilizzano centrali a cogenerazione consentono infatti il raggiungimento di una maggior efficienza energetica globale.

Con questa tecnologia la centrale è in grado di produrre energia elettrica e recuperare contemporaneamente l’energia termica che si sprigiona durante il processo termodinamico che nelle centrali elettriche convenzionali viene disperso in atmosfera come “scarto”.

Pertanto, a parità di energia utile prodotta, la produzione combinata di energia elettrica e termica consente un minor consumo di combustibile, massimizzando lo sfruttamento delle risorse immesse. A titolo di esempio, nelle immagini sottostanti, rispettivamente Figura 1 e Figura 2, viene indicato come per ottenere la stessa quantità di energia utile finale, 30 unità di energia elettrica e 55 di calore, sia necessaria una quantità di energia primaria pari quasi a 140 nel caso di produzione separata, con rendimento elettrico medio delle centrali termoelettriche pari al 41% e rendimento medio di generazione di calore con una caldaia pari all’85%, e sia invece sufficiente una quantità di energia primaria pari a 100 nel caso della cogenerazione, rendimento totale 87%, di cui 32% come rendimento elettrico e 55% come rendimento termico.

Per tali ragioni, nei paragrafi che seguono verrà dato cenno all’attuale quadro normativo in Italia sia sulla cogenerazione, che sul teleriscaldamento.



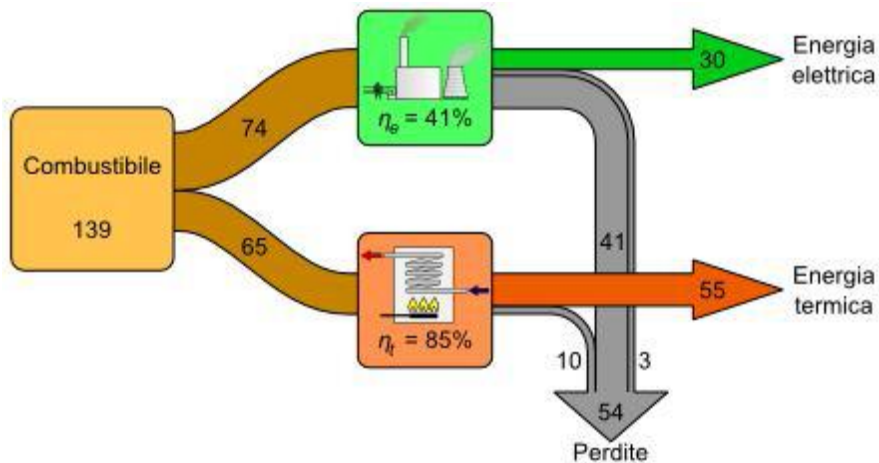


Figura 1: Efficienza energetica di un sistema convenzionale

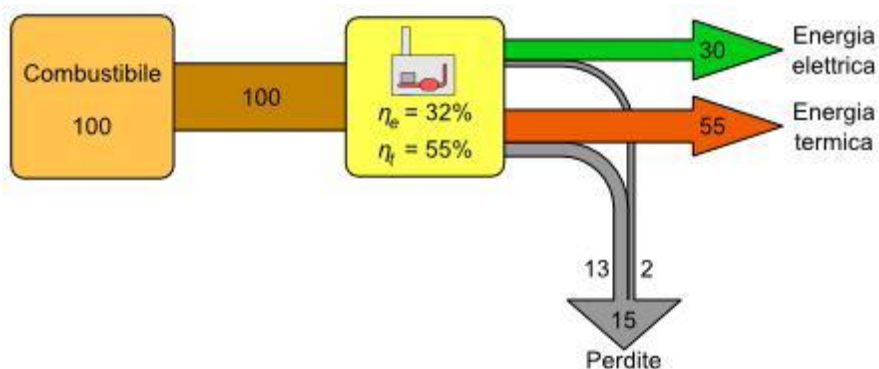


Figura 2: Efficienza energetica di un sistema cogenerativo

Un possibile ulteriore sviluppo del servizio di teleriscaldamento è costituito dal servizio di raffrescamento estivo, data la disponibilità di grandi quantità di calore in periodi in cui la richiesta è relativamente scarsa. Un sistema di questo tipo, che produce contemporaneamente energia elettrica e calore in inverno, ed energia elettrica e freddo in estate, è definito “trigenerativo”.

## 1.1 Quadro normativo sulla cogenerazione

La cogenerazione è stata oggetto, soprattutto nel corso dell’ultimo decennio, di particolare attenzione e interesse da parte di vari enti e organismi, statali e anche di tipo internazionale. Questo è avvenuto per il profondo spirito di rinnovamento che sta pervadendo il mercato dell’energia, sia italiano che europeo, volto sempre più alla promozione di tecnologie efficienti, e si è riflesso nel crescente sviluppo di questa tecnologia. Parallelamente è stato necessario elaborare tutta una serie di normative per disciplinare il settore in espansione.

### 1.1.1 Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79

Il concetto di cogenerazione viene introdotto nella legislazione italiana con il Decreto Legislativo n.79 del 16 marzo 1999: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”, il “Decreto Bersani”, come applicazione appunto della direttiva europea.



La cogenerazione viene definita come la produzione combinata di energia elettrica e calore in un medesimo impianto al fine di ridurre i consumi di energia primaria in ingresso al sistema rispetto agli impianti in cui le due produzioni rimangono separate.

Il decreto si pone nell'ottica europea della liberalizzazione del settore elettrico e della promozione della competizione tra i distributori di energia. Precedentemente infatti il mercato italiano era di fatto monopolistico, sin dalla sua nazionalizzazione nel 1962, con il solo operatore nazionale ENEL che poteva produrre e vendere energia elettrica agli utenti.

Altri benefici introdotti dal decreto, per quanto riguarda il settore cogenerativo, sono:

- Riconosciuta la priorità nel dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione rispetto alle fonti convenzionali. Nell'ordine si trovano: fonti rinnovabili, impianti cogenerativi, impianti che utilizzano come energia primaria risorse nazionali e dopo tutti gli altri tipi di impianto.
- Esenzione per produttori e importatori di energia che importano o producono più di 100 GWh<sub>el</sub>/anno di energia elettrica da fonti non rinnovabili dall'obbligo di acquisto di certificati verdi o in alternativa dall'immissione nella rete elettrica di una quota di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il decreto ha di fatto imposto norme per la diversificazione e al contempo vincoli da rispettare per tutti i distributori. Gli obblighi più importanti nel campo della cogenerazione sono stati realizzati con la successiva Delibera 42/02.

### 1.1.2 Delibera 42/02

Nella Delibera 42/02 del 19 Marzo 2002: *"Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*, vengono stabiliti i parametri discriminanti di un impianto cogenerativo. I requisiti da rispettare sono stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, AEEG, tramite la formulazione di due indici:

- Indice di Risparmio Energetico (IRE).
- Limite Termico (LT).

Nella delibera vengono anche indicati i valori minimi, periodicamente aggiornati, a cui un impianto cogenerativo deve sottostare. L'ottemperanza a tali vincoli dà la possibilità ai soggetti produttori di ottenere i benefici previsti dalla normativa vigente per la cogenerazione, previa approvazione del Gestore dei Servizi Energetici, GSE.

### 1.1.3 Decreto Legislativo 8 febbraio 2007 n.20

L'11 Febbraio 2004 il Parlamento europeo ha emanato la direttiva 2004/8/CE a livello comunitario al fine di migliorare l'efficienza energetica della cogenerazione e promuoverne la diffusione. Questa direttiva è stata recepita in Italia con il decreto legislativo n.20 dell'8 febbraio 2007: *"Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE"* e prevede innanzitutto una semplificazione delle procedure amministrative nell'ambito cogenerativo, in special modo per impianti di potenza inferiore a 300 MW, e l'introduzione di alcuni meccanismi di sostegno. La normativa favorisce inoltre un nuovo tipo di cogenerazione basata sul calore utile e sul risparmio di energia primaria. Il calore utile corrisponde al calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile mentre il risparmio di energia primaria, detto PES, è il confronto tra la produzione di energia elettrica e calore in un medesimo impianto e nel caso i due impianti siano distinti.

Questo concetto, benché introdotto in questo decreto, è stato ribadito in ogni decreto successivo, e nella sua formulazione è molto simile all'IRE:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,s}}} \quad 1$$

In cui:

- $\eta_{th,CHP}$ = rendimento termico della produzione mediante cogenerazione. E' definito come il "calore utile" diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione.
- $\eta_{th,s}$ = rendimento termico di riferimento della produzione separata.
- $\eta_{el,CHP}$  = rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione. E' definito come l'"elettricità annua da cogenerazione" divisa per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione.
- $\eta_{el,s}$ = valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

Oltre al PES, nel decreto sono stati introdotti altri strumenti per l'analisi normativa:

- la Cogenerazione di Alto Rendimento, CAR.
- la Garanzia di Origine dell'elettricità da Cogenerazione di Alto Rendimento, GOc.
- la definizione di energia elettrica "quantificabile come cogenerativa" a partire dalla domanda di calore utile.

La qualifica di CAR si basa sul risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto. I requisiti sono differenziati in base alla classe di potenza dell'impianto cogenerativo:

- Unità con capacità di generazione di almeno 1 MW<sub>el</sub> devono conseguire un risparmio di energia primaria pari almeno al 10% ( $PES \geq 0,1$  ).
- Unità con capacità di generazione inferiore a 1 MW<sub>el</sub> (piccola e micro-cogenerazione) devono conseguire un risparmio di energia primaria ( $PES > 0$ ).

L'elettricità CAR ha diritto inoltre al rilascio, su richiesta del produttore, della Garanzia di Origine da parte del GSE. Il limite inferiore per il rilascio è la produzione minima annua di almeno 50 MWh. I certificati di origine, come nel settore delle fonti rinnovabili, permettono di informare i consumatori in maniera chiara e trasparente sulla provenienza dell'energia consumata e al contempo di attestare ai produttori la qualità dell'energia generata tramite riconoscimento CAR.

Per quanto riguarda la quantificazione di energia elettrica cogenerativa la normativa decreta che la produzione di energia elettrica può essere considerata tutta cogenerativa per gli impianti che raggiungono i rendimenti complessivi limite riportati in Tabella 1:

**Tabella 1: Rendimenti di impianti cogenerativi secondo il Decreto Legislativo n.20, 8 Febbraio 2007**

Tipo di impianto	Rendimento limite
Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore	80%
Turbina a vapore a contropressione	75%
Turbina di condensazione con estrazione di vapore	80%
Turbina a gas con recupero di calore	75%
Motore a combustione interna	75%
Microturbina	75%
Motori Stirling	75%

Nel caso di impianti con rendimenti di primo principio inferiori a quelli della tabella soprastante, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa, La normativa spiega inoltre le procedure per calcolare le due frazioni.

Altri benefici previsti da normativa sono le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano, il diritto ad accedere al servizio di "scambio sul posto" per impianti CAR con potenza nominale fino a 200 kW e la possibilità di vendita dell'energia in eccesso e procedure semplificate per l'autorizzazione alla costruzione e alla gestione di impianti cogenerativi.

#### 1.1.4 Legge 23 luglio 2009 , n. 99

La legge 99 del 23 luglio 2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*" prevede misure volte a favorire le piccole e medie imprese e agevolarne l'accesso all'autoproduzione, in particolare per gli impianti di micro-cogenerazione. Inoltre vengono riconosciuti benefici economici, per un periodo non inferiore a 10 anni, a impianti CAR.

#### 1.1.5 Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n.28

Con questo decreto, attuazione della direttiva 2009/28/CE, vengono definiti gli strumenti e i meccanismi necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia fonti rinnovabili.

Inoltre viene previsto un regime di sostegno per gli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del Decreto Legislativo n.20 dell'8 febbraio 2007, qualora non accedano ai Certificati Verdi né agli incentivi definiti dalla Legge n.99 del 23 luglio 2009.

#### 1.1.6 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011

Il Decreto Interministeriale del 4 agosto 2011 stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento e in questo modo completa il recepimento della direttiva 2004/8/CE iniziato con il Decreto Legislativo n.20 dell'8 febbraio 2007. In particolare ne integra e sostituisce gli allegati per quanto riguarda i rendimenti delle produzioni separate di energia elettrica e calore.

#### 1.1.7 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011

Con questo decreto viene istituito il nuovo regime di sostegno per la Cogenerazione di Alto Rendimento e allo stesso tempo sono stabilite le condizioni e le procedure per l'accesso a tale regime di aiuto economico. Inoltre le unità di cogenerazione, nuove o in seguito ad opere di rifacimento, hanno diritto, per ciascun anno in cui soddisfano i requisiti CAR, all'emissione di Titoli di Efficienza Energetica di valore pari alla riduzione dei consumi certificata.

I requisiti da rispettare ai fini dell'accesso al regime di sostegno previsto dal Decreto variano a seconda della data di entrata in esercizio dell'impianto:

- le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 31 Dicembre 2010 devono rispettare i requisiti CAR ai sensi dal Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011;
- le unità di cogenerazione entrate in esercizio tra il 7 Marzo 2007 e il 31 Dicembre 2010 devono essere riconosciute cogenerative qualora rispettino le condizioni e i criteri stabiliti dalla Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.; nel caso in cui sia stato precedentemente verificato e documentato da parte dell'operatore il mancato rispetto dei requisiti CAR del Decreto Ministeriale del 4 Agosto 2011;
- le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° Aprile 1999 e prima del 7 Marzo 2007 devono essere riconosciute cogenerative secondo le norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'impianto e rispondere ai requisiti del Decreto Legislativo n. 28 del 3 Marzo 2011.

I certificati bianchi rilasciati ogni anno sono ascrivibili alla tipologia II, così come definita dal Decreto Ministeriale del 20 luglio 2004 e s.m.i, ovvero attestano risparmi di energia primaria tramite interventi che comportano la riduzione dei consumi di gas naturale, e possono essere utilizzati per l'assolvimento della propria quota da parte dei soggetti obbligati, essere scambiati fra gli operatori o ritirati dal GSE.

L'incentivo è proporzionale al risparmio di energia primaria tra un'unità di Cogenerazione ad Alto Rendimento ed un'unità tradizionale con produzione separata di energia elettrica e calore ed è calcolato con la seguente formula:

$$RISP = \frac{E_{CHP}}{\eta_E^{RIF}} + \frac{H_{CHP}}{\eta_T^{RIF}} - F_{CHP} \quad 2$$

**Tabella 2: Grandezze utili al calcolo del risparmio di energia primaria**

Indice	Unità di misura	Descrizione
<i>RISP</i>	MWh	Risparmio di energia primaria realizzato dall'unità di cogenerazione
<i>E<sub>CHP</sub></i>	MWh	Energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione
<i>H<sub>CHP</sub></i>	MWh	Energia termica utile prodotta dall'unità di cogenerazione
$\eta_E^{RIF}$	%	Rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano (0,46)
$\eta_T^{RIF}$	%	Rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano (0,82 con gas di scarico 0,9 vapore/acqua calda)
<i>F<sub>CHP</sub></i>	MWh	Energia del combustibile utilizzato dall'unità di cogenerazione

L'entità del risparmio conseguito dall'unità di cogenerazione è convertito in Certificati Bianchi con la formula:

$$C. B = RISP \cdot 0,086 \cdot K \quad 3$$

Il valore dei certificati è quello fissato dall'AEEG per le imprese distributrici vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità e costante per tutta la durata del periodo di incentivazione.

**Tabella 3: Valori di K**

Potenza	Coefficiente di armonizzazione K
P ≤ 1 MW	1.4
1 < P ≤ 10 MW	1.3
10 < P ≤ 80 MW	1.2
80 < P ≤ 100 MW	1.1
P ≥ 100 MW	1

I certificati bianchi sono riconosciuti:

- per un periodo di dieci anni per le unità di cogenerazione, entrate in funzione o rifacimento di impianti esistenti, dopo il 7 Marzo 2007;
- per un periodo di quindici anni per le per le unità di cogenerazione, entrate in funzione o rifacimento di impianti esistenti, dopo il 7 Marzo 2007 e abbinate ad una rete di teleriscaldamento;
- per un periodo di cinque anni per le unità di cogenerazione entrate in funzione dopo il 1° Aprile 1999 e prima del 7 Marzo 2007e riconosciute cogenerative secondo le normative vigenti durante la loro messa in opera nel limite riconosciuto del 30% rispetto alle altre unità.

## 1.2 Quadro normativo sul teleriscaldamento

### 1.2.1 Aspetti giuridici

Il teleriscaldamento, a differenza della cogenerazione, è stato per anni un settore carente dal punto di vista normativo, senza un adeguato quadro giuridico che lo abbia disciplinato. Con il recente provvedimento n. 23184, pubblicato sul bollettino n. 52 del 16 gennaio 2012, il Garante della Concorrenza e del Mercato ha infatti avviato un'indagine conoscitiva sul settore in seguito a molteplici segnalazioni ricevute, le quali hanno messo in risalto diversi e significativi profili di criticità del settore rispetto alla concorrenza e al mercato.

Grazie a questa indagine avviata si potrebbe giungere, in un prossimo futuro, a significative indicazioni e, forse, sciogliere un dubbio giuridico intrinseco riguardo alla qualificazione del teleriscaldamento. Vi è infatti tuttora incertezza se sia più corretto considerare il teleriscaldamento quale un appalto pubblico, un servizio pubblico locale, o se invece come soggetto al libero mercato. La tesi a favore della caratterizzazione come servizio pubblico deriva dal fatto che il teleriscaldamento deve soddisfare un bisogno collettivo, il riscaldamento, e di conseguenza gli appalti dovrebbero essere conferiti a società tramite bandi pubblici. Dall'altro lato viene fatto presente che questa tecnologia, grazie a vari incentivi e alla liberalizzazione del mercato ha raggiunto prezzi competitivi con quello delle altre fonti energetiche.

### 1.2.2 Decreto Ministeriale del 24 ottobre 2005

La prima definizione di teleriscaldamento si ha nel decreto ministeriale del 24 ottobre 2005 "Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004 n. 239, il quale cita *"impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento è un sistema integrato, costituito dalle sezioni di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore che rispettano i criteri definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/1999, e da una rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore a una pluralità di edifici o ambienti per impieghi connessi prevalentemente con gli usi igienico-sanitari e la climatizzazione, il riscaldamento, il raffrescamento, il condizionamento di ambienti"*.

In questo decreto venivano stabilite innanzitutto le condizioni necessarie che una rete deve soddisfare:

- alimentare tipicamente una pluralità di edifici o ambienti;
- essere un sistema aperto, quindi nei limiti di capacità del sistema deve consentire l'allacciamento alla rete di ogni potenziale cliente senza discriminazione;
- la cessione dell'energia termica agli utenti deve essere regolata da contratti di somministrazione e vendita.

Il decreto inoltre si inseriva in una politica di direttive per il rilascio di riconoscimenti dei risparmi energetici, i Certificati Verdi. Veniva riconosciuta una quota di energia, riferita all'energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, che aveva diritto alla certificazione ed era calcolabile con la seguente formula:

$$E_{cv} = H \cdot C \cdot T$$

4

In cui:

- $E_{cv}$ : quantità di energia elettrica, in MWh, che ha diritto ai certificati verdi;
- H: quota di energia termica, in MWh, effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento;
- C: indice relativo al tipo di impianto cogenerativo;
- T: indice relativo al tipo di intervento.

**Tabella 4: Grandezze utili al calcolo dell'energia che ha diritto ai Certificati Verdi**

Tipo di sezione	Valore dell'indice C
Ciclo combinato con recupero di calore	0,95
Termico a vapore con turbina a controcompressione	0,45
Termico a vapore con turbina a condensazione	0,45
Turbina a gas con recupero di calore	0,55
Motore a combustione interna	0,75

Tipo di intervento	Valore dell'indice T
Impianto di nuova costruzione	1
Rifacimento totale	1
Rifacimento parziale	0,3
Realizzazione di una nuova rete con centrale esistente	0,7

Al teleriscaldamento veniva attribuito un Certificato Verde ogni 50 MWh<sub>el</sub> prodotti.

### 1.2.3 Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192

Dal decreto legislativo 19 agosto 2005 n. 192 si obbliga la predisposizione all'allacciamento al teleriscaldamento quando le tratte di rete esistenti, o già approvate, sono a una distanza minore di 1.000 m dagli edifici.

### 1.2.4 Decreto Legislativo 30 marzo 2011, n. 28

Dal decreto legislativo n.28 del 30 marzo 2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE si ha un'ulteriore definizione del teleriscaldamento: "teleriscaldamento o teleraffrescamento è la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria".

Viene inoltre imposto ai comuni con più di 50.000 abitanti di definire, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento.

Parallelamente è istituito presso la Cassa conguglio per il settore elettrico un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, pari a 0,05 c€/Sm<sup>3</sup>, posto a carico dei clienti finali. L'AEEG ha il compito di disciplinare le modalità di applicazione e raccolta del suddetto corrispettivo.

Secondo questo stesso decreto, inoltre, nel caso di realizzazione di nuovi edifici, o per ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, e di una percentuale variabile per il riscaldamento e il raffrescamento a seconda dell'anno di richiesta edilizia. Tuttavia quest'obbligo non si applica qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria.

### 1.2.5 Decreto Ministeriale 5 settembre 2011

Con il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011, vengono aggiunte ulteriori condizioni da soddisfare per la rete di teleriscaldamento:

- la rete deve svilupparsi su terreni pubblici o più terreni privati non di proprietà esclusiva dell'operatore;
- l'allacciamento alla rete deve essere realizzato tramite contabilizzatori per la misura dei flussi di energia termica;
- la distribuzione dell'energia termica non deve essere diretta esclusivamente all'operatore e si deve basare su contratti di somministrazione e vendita.

Si noti come l'installazione di contabilizzatori per la misura dei flussi di energia termica sia un aspetto rilevante, poiché evidenzia l'importanza dell'implementazione di un monitoraggio energetico.

### 1.2.6 Concessioni

La realizzazione di reti di teleriscaldamento su suolo pubblico è subordinata al rilascio di un'apposita concessione comunale ed al rispetto delle condizioni previste dalla concessione. Necessario per questo è la valutazione del progetto e dell'impatto dell'intervento sul territorio in rapporto al pubblico interesse ed alla salvaguardia degli spazi aperti. La concessione non può essere rilasciata:

- qualora non vi sia interesse pubblico se lo stesso servizio è già fornito da una rete preesistente;
- nei casi in cui i lavori di scavo e ripristino possano creare gravi disagi ai pedoni o al traffico stradale o se i lavori vadano realizzati su aree di primaria interesse del Comune.

La concessione definisce gli obblighi a carico del concessionario e stabilisce:

- eventuali prescrizioni tecniche e modalità esecutive particolari;
- il periodo di validità della occupazione del suolo pubblico e il termine massimo dei lavori.

## 1.3 Rete di teleriscaldamento

L'energia termica prodotta in centrale termica è distribuita alle utenze attraverso una rete di tubazioni isolate. Il tracciato prevede condotte di mandata e di ritorno. Tipicamente le tubazioni sono collocate al di sotto del livello stradale, ma si hanno anche soluzioni con sviluppo fuori terreno. In aggiunta possono venire installati accumuli termici al fine di smorzare gli effetti dei picchi di richiesta termica. La rete di distribuzione è la parte più costosa dell'impianto di teleriscaldamento, si stima che il suo costo possa incidere sull'investimento complessivo per una quota compresa tra il 50% e l'80%. Il sistema di distribuzione degli impianti di teleriscaldamento urbano comprende:

- la rete di distribuzione;
- la stazione di pompaggio;
- le sottostazioni di scambio termico.

### 1.3.1 Rete di distribuzione

Tipologia delle reti

Le configurazioni delle reti di distribuzione del calore nel teleriscaldamento sono essenzialmente di due tipi: dirette e indirette.

La rete diretta, diffusa soprattutto in Germania e paesi dell'Est, è costituita da un unico circuito idraulico dalla caldaia al corpo scaldante. I vantaggi sono i minori costi di installazione e le ridotte perdite di calore, tuttavia comporta notevoli complicazioni di esercizio, soprattutto per ciò che concerne la regolazione delle portate e i calcoli delle perdite di carico.

La rete di distribuzione di tipo indiretto, più utilizzata in Italia, è costituita da due circuiti distinti tra cui è interposto uno scambiatore in prossimità dell'utenza. I costi di investimento e le perdite sono maggiori ma

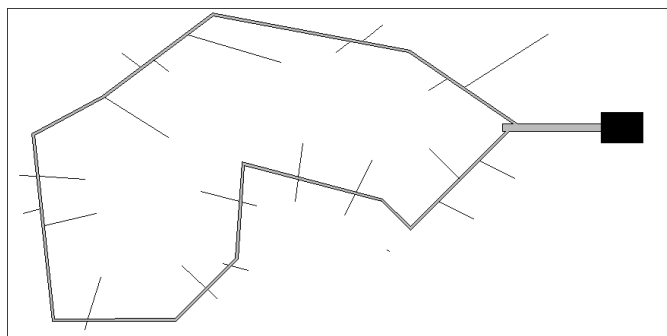


consente l'utilizzo di componenti a bassa pressione per il circuito dell'utente, semplifica la manutenzione, rende più facile la localizzazione delle perdite e l'energia viene regolata e contabilizzata in modo più efficiente. Inoltre separando i due circuiti si è in grado di gestire in modo autonomo la responsabilità riguardante la gestione dell'acqua, per esempio rispetto ai problemi dovuti alla corrosione e ai conseguenti controlli di qualità ed eventuali gruppi di addolcimento.

Da un'analisi più dettagliata di una rete di teleriscaldamento inoltre si può osservare che la rete si compone di una tubazione principale, detta "dorsale", con diametro maggiore, posta sotto suolo pubblico o il manto stradale, e di una tubazione secondaria ridotta costituita dalle ramificazioni che portano il calore alle utenze.

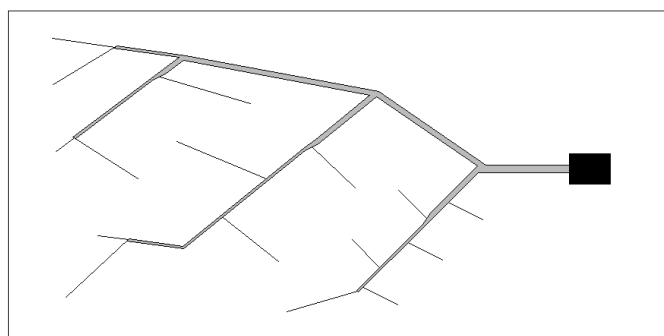
In base a come queste tubazioni sono disposte e la forma che il sistema assume si hanno tre tipologie principali di reti: ramificata, ad anello o a maglie.

- La rete ad anello, riportata in Figura 3, è costituita da un circuito chiuso in cui è scorre un'unica tubazione sia per la mandata che per il ritorno; quindi la tubazione parte dalla centrale, arriva all'utenza e ritorna all'impianto. E' possibile alimentarla in entrambi i sensi. Il sistema è flessibile e facilmente ampliabile, benché la convenienza vada valutata per ogni singolo caso, a seconda delle caratteristiche di costo e dimensioni.



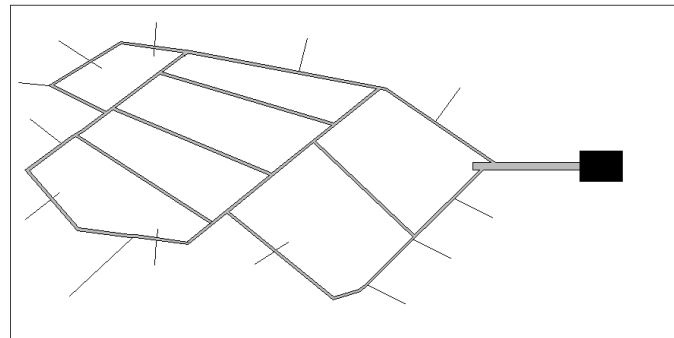
**Figura 3: Rete ad anello**

- La rete ramificata, riportata in Figura 4, invece consta di una direttrice principale in corrispondenza delle grandi utenze, da questa si ramificano le tubazioni di diametro inferiore verso le utenze secondarie. Questa tipologia richiede l'utilizzo di condotte più grandi nei tratti iniziali ma non è generalmente vincolata dalla distribuzione delle utenze sul territorio.



**Figura 4: Rete ramificata**

- La rete a maglie, riportata in Figura 5, è formata da una serie di circuiti chiusi collegati tra loro. Presenta maggiori vantaggi rispetto alle reti ad anello e ramificate per quanto riguarda la regolazione ed la distribuzione del calore, tuttavia è poco diffusa dati gli alti costi di installazione. E' applicata soltanto in casi di alte densità abitative.



**Figura 5: Rete magliata**

I fluidi termovettori che scorrono nelle tubazioni sono di vario tipo: acqua calda, acqua surriscaldata, vapore o oli diatermici. Il più utilizzato tra questi è l'acqua, che normalmente viene inviata a circa 90 °C e ritorna in centrale a 30-60 °C. La temperatura di ritorno dipende solitamente dai terminali di riscaldamento degli utenti: i normali radiatori richiedono temperature di esercizio di circa 80 °C, i ventilconvettori 45 °C e i pannelli radianti 35 °C. In questi ultimi casi le temperature di ritorno sono inferiori.

### **Componenti principali di una rete**

Di seguito si riporta una descrizione dei componenti principali di una rete di teleriscaldamento.

#### **Tubazione di mandata e di ritorno**

La tubazione di mandata è il tratto di rete in uscita dalla centrale diretta verso le utenze; il fluido termovettore che vi scorre attraverso ha la temperatura più alta e pertanto è in condizioni di maggior contenuto entalpico. La tubazione di ritorno parte dalle utenze e rientra in centrale. In questo caso il fluido ha il minor contenuto entalpico e la temperatura più bassa. Nella configurazione ad anello la tubazione di mandata coincide con quella di ritorno.

#### **Punto di immissione del calore in rete**

La sezione in cui la dorsale di mandata e la rete di distribuzione si interfacciano è il punto di immissione del calore. Sulla tubazione di mandata questo corrisponde al punto di immissione del fluido termovettore nel teleriscaldamento mentre sulla tubazione di ritorno è individuato nel punto di restituzione al sistema di produzione. Vi sono localizzate le valvole di sezionamento per il sezionamento della rete rispetto alla dorsale di alimentazione.

#### **Valvole di sezionamento rete di distribuzione**

La coppia di valvole di sezionamento, già nominate, disposte sulla tubazione di mandata e di ritorno, consentono il sezionamento di parti della rete di distribuzione del calore. Le valvole si distinguono in principali o secondarie a seconda che vengano installate sulla dorsale principale o su quelle secondarie. Solitamente si utilizza il tipo a sfera, con azionamento manuale, e preisolato.

#### **Sfiato/drenaggio**

Questi punti, individuati nei tratti alti o bassi della rete di teleriscaldamento, consentono le operazioni di sfiato o drenaggio. Sono derivati direttamente dai collettori della rete di distribuzione e sono composti da un'unica valvola in generale a sfera ed azionabili solo localmente. La valvola terminale di sfiato/drenaggio è

coibentata in opera e protetta con trattamento contro la corrosione e dotata di tappo avvitato di sicurezza. Il manufatto che contiene la valvola terminale di sfiato/drenaggio è detto pozzetto di sfiato/drenaggio.

### Sistema di rilevazione e ricerca perdite

L'individuazione delle perdite è operata tramite un linea di rilevamento e ricerca, da centraline di trasmissione e vari componenti ausiliari. La linea di rilevamento è solitamente formata da due fili conduttori all'interno della tubazione preisolata: un filo in rame di diametro  $1.3 \div 1.5$  mm, avente resistenza pari a  $13.0 \div 11.2$  Ohm/km, ed uno di uguali caratteristiche ma in rame stagnato per facilitare il riconoscimento ed il corretto montaggio. Il principio di funzionamento è basato sulla misura comparativa della resistenza di isolamento del filo sensore rispetto al tubo e misura della resistenza del circuito sensore. La localizzazione delle perdite sarà basata sul metodo di localizzazione a misura di resistenza. Questo metodo permette un costante controllo sullo stato di umidità presente all'interno del coibente della tubazione, così da localizzare con precisione danneggiamenti della guaina o la foratura del tubo.

### Tubazioni per cavi di segnale

Queste condutture sono in materiale plastico, solitamente corrugato, e vengono posate in corrispondenza della rete di teleriscaldamento ma a quote più elevate e predisposte per il passaggio di cavi di segnale.

### Pozzetto di ispezione polifora

Manufatto in cui convergono le tubazioni per cavi di segnale.

### Materiali delle tubazioni

Dal momento le tubazioni incorrono frequentemente in problematiche quali corrosione, dilatazioni termiche e perdite, la scelta dei materiali che costituiscono la tubazione è fondamentale per il buon esercizio dell'impianto. Come visibile in Figura 6 la tubazione di cui è costituita la rete può essere in acciaio, ghisa, vetroresina o materiale plastico, ed è coibentata con lana di roccia o di vetro o schiuma di poliuretano espanso. Esternamente è protetta con una guaina esterna bituminata o in polietilene ad alta densità o con resine termoindurenti.



Figura 6: Sezione di una tubazione di una rete di teleriscaldamento

Le tubazioni più utilizzate sono quelle pre-coibentate, con il sistema di localizzazione delle perdite integrato. Le tubazioni e i pezzi speciali non preisolati vengono coibentati in opera. Il coibente solitamente usato è lana di roccia biosolubile di densità non inferiore a  $100$  kg/m<sup>3</sup>. Si possono utilizzare altri coibenti purché abbiano un valore di conduttività termica a  $100^{\circ}\text{C}$  non superiore a  $0.043$  W/mK. Inoltre lo spessore complessivo del coibente è legato al diametro della tubazione.

Per il fissaggio alla tubazione esistono dei collari metallici idonei di larghezza pari a  $25$  mm o sistemi equivalenti, atti a mantenere nel tempo il coibente in posizione e a supportare il rivestimento esterno.

## Posa

Le tubazioni si possono posare fuori terra, in cunicolo, in guaina o direttamente nel terreno. L'installazione in superficie è adottata solo per situazioni particolari come attraversamenti di ferrovie, canali o zone industriali. Nel caso di tubazioni interrato occorre proteggere la parte superiore della tubazione con uno strato di terreno di almeno 60 cm oppure con lastre di cemento, mentre la parte inferiore deve appoggiare su terreno o sabbia ben costipati di almeno 10 cm.

Gli scavi per la posa delle tubazioni generalmente vengono effettuati a cielo aperto, invece nelle situazioni in cui non si può rompere il piano di calpestio o in presenza di attraversamenti ferroviari o autostradali si possono effettuare a foro cieco. Il rinterro e il ripristino stradale richiedono particolari cure per evitare successivi movimenti di assestamento.

Nella posatura della rete vanno attentamente considerati i problemi che possono derivare dalla corrosione, dalle dilatazioni termiche e dalle perdite. Le dilatazioni delle tubazioni dovute alle alte temperature possono causare infatti sollecitazioni di compressione e di trazione originate dall'attrito del terreno contro il tubo. Per compensare queste dilatazioni vi sono due soluzioni:

- compensazione naturale: le tubazioni vengono avvolte in corrispondenza di curve, diramazioni ed in generale in tutti i punti in cui si possano verificare movimentazioni dovute a dilatazioni termiche, con materassini a diretto contatto della guaina esterna del tubo. Questo metodo consente la dilatazione delle tubazioni senza che venga esercitata un'elevata reazione di contrasto;
- pretensionamento termico con compensatori monouso: la dilatazione in fase di primo riscaldamento viene parzialmente assorbita da compensatori di tipo monouso, che vengono successivamente bloccati con saldatura. I giunti monouso devono essere in grado di sopportare la prova idraulica a freddo a cui viene sottoposta la rete di distribuzione prima del riscaldamento.

### 1.3.2 Sottostazioni di pompaggio

La rete di teleriscaldamento deve essere equilibrata e presentare la stessa resistenza idraulica per ogni tratto a partire dalla centrale fino ad ogni sottocentrale di utenza. Le stazioni di pompaggio servono pertanto a compensare automaticamente le perdite di pressione della rete. I principali componenti sono le elettropompe di circolazione, solitamente centrifughe, i filtri, il vaso di espansione, l'impianto di trattamento acqua, il sistema di controllo automatico e il serbatoio di riserva. Spesso inoltre vengono adottati sistemi di regolazione della velocità delle pompe basati su inverter, che permettono di ridurre i notevoli consumi elettrici del pompaggio.

La pressione di esercizio della rete di distribuzione dipende dai dislivelli, mentre le perdite di pressione che le pompe dovranno compensare dipendono dallo sviluppo della rete, dalle sue diramazioni e dalle velocità del fluido.

Nel caso più diffuso di rete di teleriscaldamento, ovvero con acqua come fluido termovettore, la velocità imposta nelle tubazioni è compresa nel range 1,5-3 m/s. Infatti velocità elevate si traducono in perdite di carico significative, mentre basse velocità necessitano l'adozione di tubazioni di grosso diametro con conseguente aumento delle dispersioni termiche e dei costi. Si riportano in Tabella 5 i valori tipici di velocità nelle tubazioni:

**Tabella 5: Velocità tipiche di una rete di teleriscaldamento**

Componente	Valore	U.M.
Linee di Trasmissione	3-3,5	m/s
Rete Principale	2,5-3	m/s
Diramazioni	1,5-2	m/s

### 1.3.3 Sottostazioni di scambio termico

La sottostazione di scambio termico, utilizzata nei sistemi di distribuzione indiretta, ha il compito di sostituire fisicamente il ruolo della caldaia. Essenzialmente è costituita da uno scambiatore di calore che separa il circuito della rete di teleriscaldamento dal circuito dell'utenza. Altri componenti importanti sono la valvola di regolazione, il regolatore elettronico della temperatura di mandata ed un contabilizzatore di energia termica.

La sottocentrale installata presso ciascuna utenza è in grado di fornire il calore per il riscaldamento degli ambienti, produrre acqua calda per usi igienico-sanitari, garantire la separazione fisica del circuito di rete dai circuiti interni degli utenti. Inoltre le sottocentrali per le utenze residenziali sono dotate di meccanismi che permettono di regolarne il funzionamento nei mesi invernali (acqua calda sanitaria e riscaldamento) e nei mesi estivi (solo produzione di acqua calda sanitaria).

Il contabilizzatore è il contatore di calore per determinare l'energia ceduta all'utenza. I sistemi di contabilizzazione si distinguono tra quelli a misura diretta in cui vengono misurate le portate e le differenze di temperatura, e indiretta dove viene misurata la temperatura dei radiatori.

## 2. Studio di una rete di teleriscaldamento locale

### 2.1 Descrizione della rete

#### 2.1.1 Generalità

La rete di teleriscaldamento oggetto del presente studio è localizzata in un quartiere in zona Torino sud. La rete è alimentata da un cogeneratore con motore endotermico di 970 kW<sub>el</sub> e 1160 kW<sub>th</sub>, posizionato nel seminterrato di una palazzina uffici ad una estremità del quartiere.

In supporto al gruppo cogenerativo, per soddisfare la richiesta termica, sono state disposte tre caldaie di cui una di potenza 895 kW<sub>th</sub> e due da 2.600 kW<sub>th</sub>.

Oltre alla rete di teleriscaldamento, la centrale fornisce calore alla palazzina uffici, ad una sala cinema e, durante la stagione estiva, fornisce energia elettrica ad un gruppo frigorifero a compressione da 195 kW<sub>th</sub> per la produzione di energia frigorifera per il raffrescamento.

Le reti di teleriscaldamento si compone di una doppia tubazione, mandata e ritorno, e si sviluppa per una lunghezza complessiva di 1.996 m circa. I tubi posati sono della lunghezza variabile 6-12 m per un totale di 65 tratte.

Dal punto di immissione a bocca di centrale, la rete si sviluppa con una tubazione principale di DN 400, poi ridotto a DN 350, fino a raggiungere un incrocio, lo snodo principale da cui si dipartono tre ramificazioni:

- un primo tratto di DN 200 si dirige verso Sud-Est;
- un secondo tratto di DN 250 si allunga in direzione Nord-Ovest;
- un terzo tratto di DN 200 in direzione Sud-Ovest.

Per ogni tubazione è stata disposta una valvola di intercettazione necessaria a garantire la funzionalità del sistema durante l'esercizio.

Le utenze della rete sono edifici residenziali della zona per un totale di 31 stabili e oltre 640 alloggi. L'acqua calda prodotta in centrale viene utilizzata a scopi igienico-sanitari e di riscaldamento.

#### 2.1.2 Tipologia

La rete del teleriscaldamento è di tipo magliato/ramificato. La rete è di tipo diretto, soluzione alquanto inusuale in Italia, poiché durante la progettazione non è stato ritenuto opportuno installare un dispositivo di scambio termico tra il circuito principale della rete e quello della singola utenza; la motivazione di tale scelta risiede nell'assenza di adeguati vani tecnici, all'interno degli edifici, in cui alloggiare le sottostazioni di scambio. Inoltre, la realizzazione "ad hoc" di tali vani all'interno dei terrapieni presenti nei seminterrati, avrebbe comportato un aggravio dei costi non coperto dalle somme a disposizione. Pertanto non è stata prevista suddivisione idraulica fra il circuito di quartiere e l'impianto all'interno dell'edificio.

Solamente tre utenze allacciate più recentemente, e successivamente alla messa in opera dell'impianto, sono state dotate invece di uno scambiatore di calore (esse corrispondono agli stabili 15,17,23 67,68,69,71).

#### 2.1.3 Materiali e Componenti

Le tubazioni sono costituite da un tubo interno di servizio in acciaio annegato in uno strato di isolamento in schiuma poliuretanic, il tutto protetto esternamente con una guaina in polietilene ad alta densità. Tutti gli accessori di rete quali curve, derivazioni, valvole o altri componenti sono realizzati con questa tecnologia. Per quanto riguarda il problema delle dilatazioni termiche è stato preferito un sistema a compensazione naturale adottando dei materassini che assorbono le dilatazioni.

#### *Tubazione*

La tubazione di servizio è in acciaio di qualità Fe360 conforme alle norme UNI 6363 per caratteristiche, dimensioni e forma. La saldatura longitudinale delle tubazioni è stata sottoposta a prova non distruttiva con ultrasuoni lungo tutta la lunghezza. Prima dell'applicazione dell'isolamento, le tubazioni sono state pulite meccanicamente secondo le modalità previste dalla norma EN 253.

#### *Schiuma poliuretanic isolante*

L'isolamento termico della tubazione di servizio è stato ottenuto mediante rivestimento con schiuma rigida di poliuretano ad alta densità, prodotto da reazione chimica tra isocianato e poliolo additivati. La schiuma è stata iniettata tra la tubazione in acciaio e la guaina esterna in polietilene e, una volta stabilizzata, ha raggiunto una densità media di 80 kg/m<sup>3</sup>. Lo strato isolante scelto risulta testato all'impiego continuo alla temperatura di 120° per una durata superiore a 30 anni.

#### *Guaina di protezione*

La guaina esterna in polietilene ha funzione protettiva dello strato di isolamento termico. Le caratteristiche del materiale sono state selezionate in accordo con la norma EN 253 per tubazioni impiegate in sistemi di teleriscaldamento.

#### *Giunti*

I punti di congiunzione tra i vari componenti della tubazione sono stati ottenuti per saldatura. L'isolamento termico nei tratti di giunzione è stato ripristinato con schiuma poliuretanic colata in sito con caratteristiche tecniche identiche a quelle specificate per l'isolamento dei tubi. Per il ripristino della guaina esterna sono stati impiegati appositi manicotti in polietilene, termoretraibili o saldati per estrusione, a tenuta ermetica.

#### *Sistema di protezione passiva*

In corrispondenza della centrale termica e delle sottocentrali d'utenza, la tubazione di servizio in acciaio è stata interconnessa con gli impianti di produzione e di distribuzione interna degli edifici. Poiché sono possibili dispersioni elettriche sugli impianti di produzione o potrebbe esistere, nei vecchi stabili, qualche collegamento di messa a terra sull'impianto idraulico, la continuità di isolamento elettrico della rete di distribuzione del calore è stata ottenuta, al momento del collegamento dell'impianto degli edifici, interponendo dei giunti dielettrici tra i terminali della rete stessa e gli impianti esistenti. I giunti dielettrici sono stati coibentati, una volta posati in opera.

#### *Sistema di allarme*

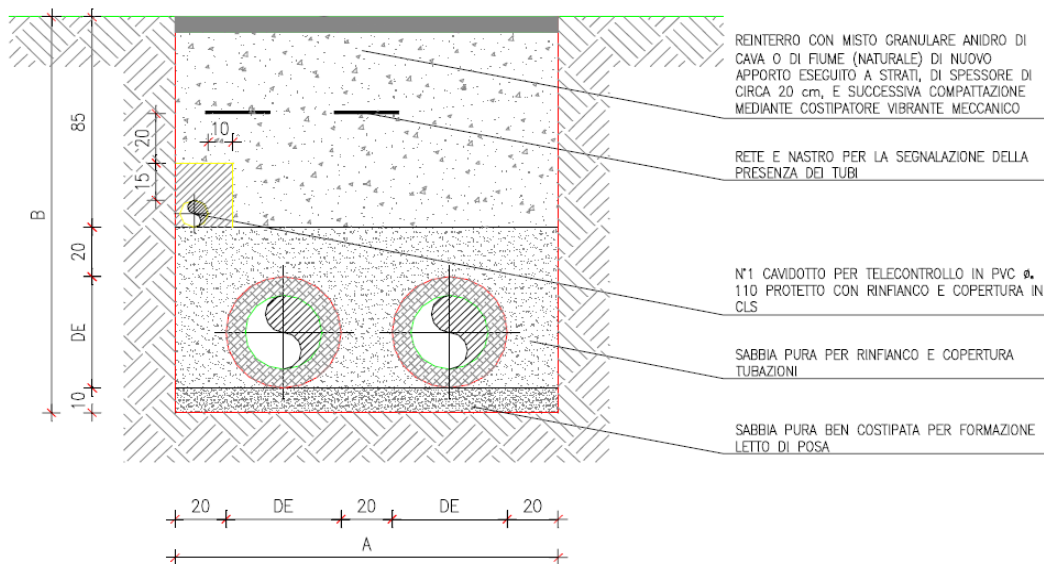
La rete di tubazioni precoibentate è stata dotata di un sistema di allarme in grado di rilevare la presenza di umidità nell'isolante. Il sistema è costituito da una coppia di conduttori annegati nella schiuma di coibentazione durante la procedura di preisolamento dei tubi. In caso di rottura accidentale della coibentazione o in caso di infiltrazione di umidità nella schiuma isolante, si verifica una variazione di resistenza del sistema che attiva la segnalazione di allarme. Mediante apposite centraline di sezionamento e di rilevamento collocate nelle sottocentrali d'utenza è possibile operare l'individuazione del guasto con la precisione di  $\pm 1\%$ .

#### *Metodo di posa della rete*

Le tubazioni precoibentate sono state posate direttamente nel terreno osservando alcune prescrizioni al fine di evitare sovrassollecitazioni sulla guaina esterna in polietilene e sulla schiuma poliuretanic; si è



inoltre garantita l'uniformità e l'omogeneità del letto di posa così da non ingenerare tensioni distribuite in modo anomalo lungo le tubazioni. Lo scavo all'interno del quale sono state posate le tubazioni presenta una profondità tale da garantire una ricopertura di almeno 120 cm misurati sull'estradosso superiore dei tubi. Il fondo dello scavo è stato preparato con uno strato di sabbia pura ben costipata dello spessore minimo di 10 cm sul quale sono state adagiate le tubazioni. La sabbia è stata utilizzata anche per la rincalzatura e la ricopertura delle tubazioni con spessore finito minimo di 20 cm sull'estradosso dei tubi. Prima di procedere al tombamento definitivo degli scavi mediante rinterro con misto granulare anidro di cava o di fiume (naturale) di nuovo apporto, sopra al letto di sabbia è stato posato un nastro segnalatore con lo scopo di evidenziare la presenza delle tubazioni, onde evitare possibili danneggiamenti derivanti da futuri scavi o ripristini stradali. Collegata alla posa della tubazione è inoltre stata prevista la fornitura e posa di un cavidotto tale da permettere la funzionalità del sistema di regolazione ed eventuale telecontrollo del sistema. Lo stesso metodo di posa ha riguardato le valvole precoibentate, unica variante la presenza di un pozzetto in calcestruzzo, munito di chiusino, per consentire l'accesso all'asta di manovra. In Figura 7 è stata riportata la sezione di scavo della pavimentazione stradale e in Tabella 6 le distanze mantenute tra le due tubazioni.



**Figura 7: Sezione di posa**

**Tabella 6: Valori impiegati nella posa della rete**

Dn [ mm ]	Φe [ mm ]	A [ cm ]	B [ cm ]
100	200	100	135
125	225	105	1.375
150	250	110	140
200	315	123	1.465
250	400	140	155
300	450	150	160
350	500	160	165
400	560	172	171

### 2.1.4 Dati di progetto

La rete di teleriscaldamento, di cui si riporta uno schema in Figura 8, lavora senza interruzioni tutto l'anno con i seguenti parametri progettuali:

**Tabella 7: Parametri nominali della rete di teleriscaldamento**

Grandezza	U.M.	Mandata	Ritorno
Temperatura	°C	75	62
Pressione	bar	4,5	4,0

Secondo la relazione di progetto, la potenza massima complessivamente trasportabile nella rete di teleriscaldamento, tenuto conto delle dispersioni termiche sulla rete stessa, e del coefficiente di contemporaneità valutato sulla base di esperienze maturate in impianti analoghi, è pari a 13.100 kW<sub>th</sub>, con una portata massima disponibile di 883,50 m<sup>3</sup>/h. Tale dimensionamento prevedeva una temperatura in mandata dell'acqua di 95°C. Oggi l'impianto viene esercito con un valore di potenza termica inferiore e la capacità attuale massima della rete viene considerata di 7.255 kW<sub>th</sub>, ovvero la somma delle potenze delle tre caldaie e del cogeneratore.

La rete è composta da 1.996 m di doppia tubazione su suolo pubblico in acciaio e condotte di diametro nominale tra 100 mm e 400 mm. Di seguito sono riportati i tratti della tubazione in riferimento alla Figura 8 con relative lunghezze, diametri e nodi estremi.

**Tabella 8: Riepilogo dati nominali della rete di teleriscaldamento**

Numero tratto	Nodo iniziale	Nodo finale	Diametro nominale	Lunghezza [ m ]
1	1	2	400	44
2	2	3	350	29
3	3	4	100	25
4	3	5	350	35
5	5	6	100	20
6	5	7	350	4
7	7	8	100	23
8	7	9	350	29
9	9	10	250	4
10	10	11	200	25
11	11	12	100	20
12	11	15	200	42
13	13	14	100	20
14	15	13	200	3
15	15	16	100	25
16	13	17	200	34
17	17	18	125	35
18	18	19	100	20
19	18	20	100	31
20	20	21	100	20
21	17	22	150	59
22	22	23	100	20
23	22	24	125	36

24	24	25	100	20
25	24	26	100	39
26	26	27	100	20
27	10	28	200	39
28	28	29	100	25
29	28	30	200	29
30	30	31	100	20
31	30	32	200	17
32	32	33	100	25
33	32	34	150	24
34	34	35	100	20
35	34	36	150	21
36	36	37	150	22
37	37	38	100	46
38	38	39	100	27
39	37	40	100	31
40	40	41	100	25
41	40	42	100	39
42	42	43	100	25
43	42	44	100	18
44	44	45	150	39
45	45	46	100	19
46	44	47	100	68
47	47	48	100	25
48	49	9	250	20
49	49	50	100	24
50	51	49	250	21
51	51	52	100	20
52	56	51	250	20
53	53	54	150	47
54	54	55	100	20
55	56	53	250	5
56	57	56	200	52
57	57	58	100	21
58	53	64	200	49
59	66	60	100	27
60	60	61	100	20
61	59	62	100	49
62	62	63	100	20
63	64	65	100	25
64	64	59	200	49
65	59	66	200	4
66	67	57	150	42
67	45	67	150	5
68	67	68	100	21
69	2	69	150	22
70	69	70	100	20

71	69	71	125	82
72	28	72	100	25

In Tabella 9 sono inoltre riportati i nodi associati ai punti di prelievo delle utenze, con l'indicazione degli stabili relativi e la potenza termica massima disponibile per ognuno di essi (fonte: relazione di progetto fluidodinamica).

**Tabella 9: Dati nominali delle utenze**

Scale	Nodo associato	Max potenza termica disponibile [ kW ]
1-2	58	370
16-17	63	370
25-26	50	370
27-28	29	370
29-30	33	370
33-34	43	370
35-36	45	370
39-40	55	370
45-46	6	370
47-48	52	370
49-50	16	370
51-52	23	370
53-54	25	370
55-56	27	370
57-58	39	420
59-60	35	370
61-62	31	370
63-64	8	370
65-66	4	370
72-73	21	370
74-75	19	370
76-77	14	370
78-79	12	370
5-6	48	420
9-10	61	370
11-12	65	370
31-32	41	370
3-4	68	370
15-17	72	370
67-68	70	460
69-70-71	71	650

La massima pressione di esercizio della rete si riscontra sulla mandata, a bocca di centrale; il suo massimo valore corrisponde alla somma della prevalenza della pompe, del dislivello geodetico fra il nodo di centrale ed il nodo a quota più elevata e della sovrappressione imposta nel vaso di espansione.

La prevalenza delle pompe è stata calcolata nella relazione di progetto come somma delle perdite di carico nei tratti di tubazioni che servono le utenze più sfavorite, del differenziale di pressione presso le sottocentrali d'utenza ed in centrale.

Nelle condizioni di esercizio invernale (alla punta), le utenze più sfavorite risultano quelle allacciate al nodo nr. 48 (Via Rapallo – scale 5-6): le perdite di carico nei tratti di tubazioni interessati (tratti 1, 2, 4, 6, 8, 9, 10, 27, 29, 31, 33, 35, 36, 39, 41, 43, 46, 47) ammontano a 107,74 kPa.

**Tabella 10: Determinazione della prevalenza che deve fornire il gruppo di pompaggio**

Differenza di pressione al nodo centrale	147,10	+	[kPa]
Differenza di pressione nella sottocentrale d'utenza	147,10	+	[kPa]
Perdite di carico calcolate nei 1, 10, 11, 13, 14, 15, 18, 24, 25, 28, 30, 31, 39, 40, 47, 50, 52 (mandata + ritorno)	88,15	=	[kPa]
<b>Totale prevalenza fornita dal gruppo di pompaggio</b>	<b>382,35</b>		<b>[kPa]</b>

La massima pressione di esercizio nella rete viene pertanto riportata nella successiva tabella:

**Tabella 11: Determinazione della massima pressione di esercizio in rete**

Totale prevalenza fornita dal gruppo di pompaggio	382,35	+	[kPa]
Pressione di carica nel vaso di espansione	245,17	+	[kPa]
<b>Massima pressione di esercizio in centrale</b>	<b>627,52</b>	-	<b>[kPa]</b>
Differenza di pressione al nodo di centrale	147,10	=	[kPa]
<b>Massima pressione di esercizio in rete</b>	<b>480,42</b>		<b>[kPa]</b>

La massima pressione di esercizio nella rete risulta essere di circa 480,42 kPa e risulta pertanto compatibile con l'impiego di componenti in esecuzione PN 6 (per quanto riguarda gli utilizzi interni agli edifici, per la rete rimane comunque il vincolo di componenti PN 16).

Per le ipotesi di funzionamento adottate si ottengono, per quanto riguarda il gruppo di pompaggio, i seguenti parametri di progetto:

- portata:  $\approx 231$  [l/s] ( $\approx 832$  m<sup>3</sup>/h)
- prevalenza:  $\approx 304$  [kPa]

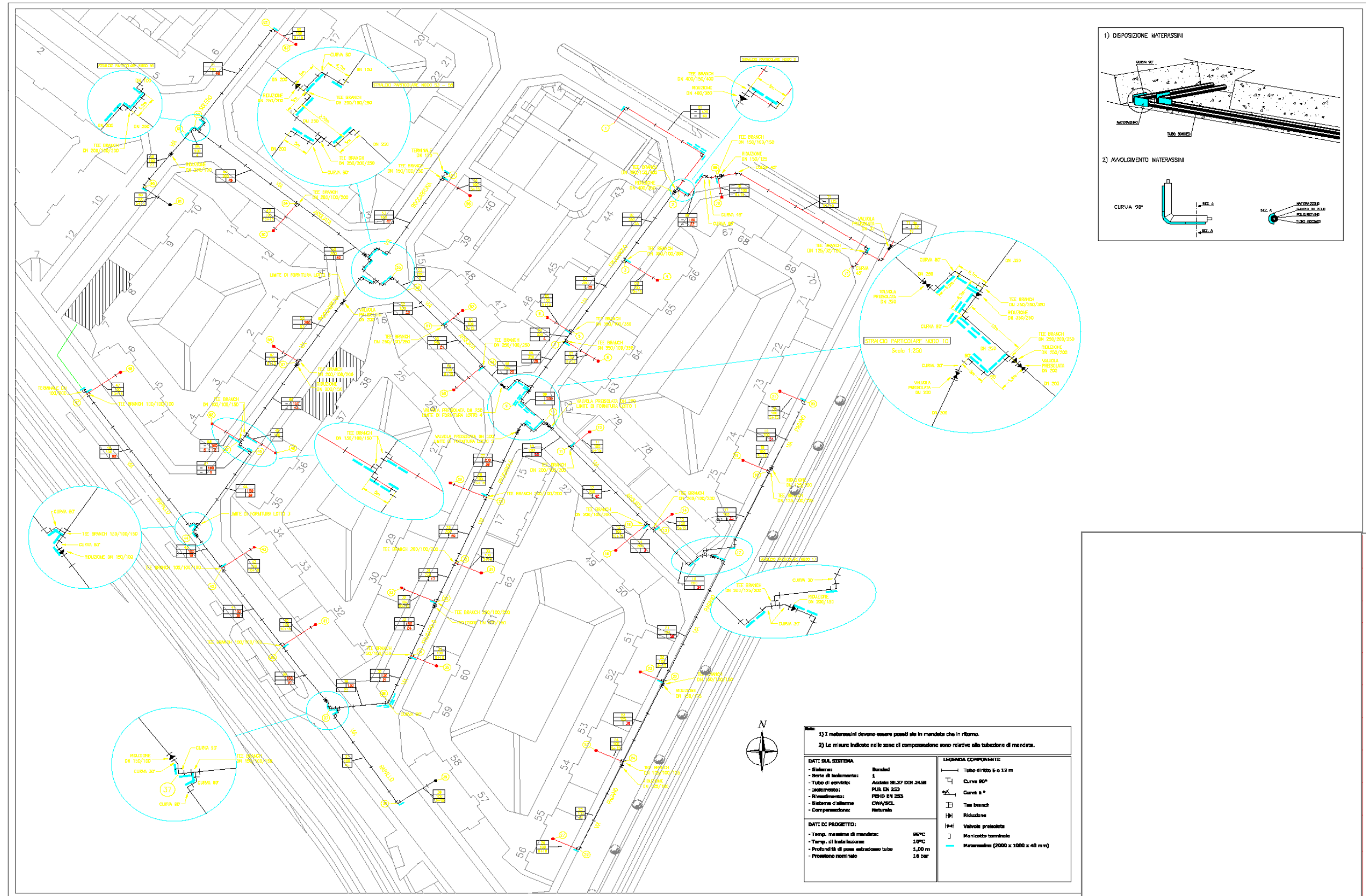
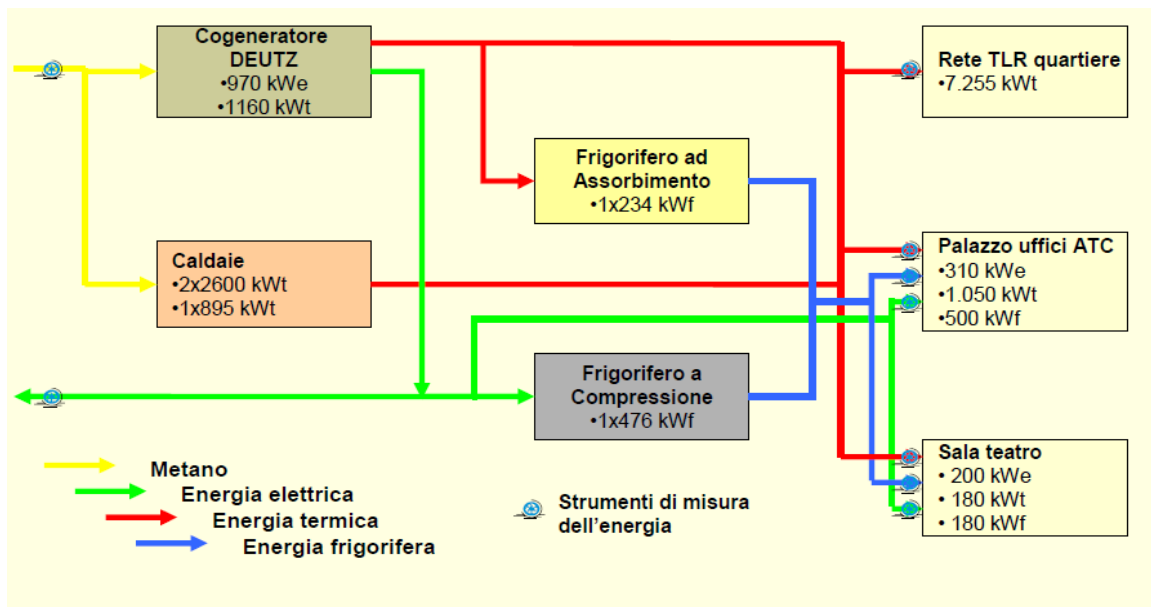


Figura 8: Schema della rete di teleriscaldamento

## 2.2 Descrizione degli impianti per la produzione di energia

### 2.2.1 Schema di Centrale

L'impianto, schematizzato in Figura 9<sup>1</sup>, è costituito da un cogeneratore con motore endotermico DEUTZ da 970 kW<sub>el</sub> e 1166 kW<sub>th</sub> e da tre caldaie di integrazione, una della potenza di 895 kW<sub>th</sub> e due da 2600 kW<sub>th</sub>. L'unità inoltre è collegata ad un gruppo frigorifero ad assorbimento di potenza pari a 195 kW<sub>c</sub> che viene alimentato dal calore recuperato dal motore a combustione interna; pertanto il sistema complessivo può essere considerato di tipo trigenerativo. In supporto al gruppo frigorifero ad assorbimento è stato installato un gruppo frigorifero a compressione di potenza 435 kW<sub>c</sub>, alimentato dall'energia elettrica prodotta dal motore endotermico.



**Figura 9: Schema della Centrale Termica**

L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene assorbita in parte dalla palazzina uffici (che ha una potenza impegnata contrattuale pari a 310 kW<sub>el</sub>), in parte da una sala polivalente (200 kW<sub>el</sub> impegnati) e, d'estate, dal gruppo frigorifero a compressione. Il surplus di energia elettrica viene ceduto in rete secondo le regole di mercato.

Le utenze termiche del cogeneratore e delle caldaie integrative sono la rete di teleriscaldamento per una capacità di 7.255 kW<sub>th</sub>, gli uffici della palazzina per 1.050 kW<sub>th</sub> e la sala cinema-teatro per 180 kW<sub>th</sub>.

Il gruppo frigorifero ad assorbimento nella stagione estiva produce energia frigorifera per le esigenze di raffrescamento della palazzina uffici e del cinema.

### 2.2.2 Gruppo di cogenerazione

L'impianto cogenerativo che alimenta la rete di teleriscaldamento è localizzato fisicamente sotto gli edifici della palazzina uffici. L'impianto, installato nel 2006, è costituito da un motore alternativo a combustione interna, ciclo Otto, alimentato a gas naturale, della DEUTZ, modello TCG 2020K, riportato in Figura 10.

<sup>1</sup> T. Cosentino, "Analisi tecnico-economica dell'impianto di cogenerazione di un palazzo uffici di Torino", tesi di laurea





Figura 10: Cogeneratore Deutz Power System TCG 2020K

Il sistema di recupero termico è formato da uno scambiatore a piastre per l'acqua calda del motore da cui vengono recuperati 474 kW<sub>th</sub> e un fascio tubiero per i gas di scarico per una potenza di 692 kW<sub>th</sub>. In Tabella 12 sono riportati i valori nominali dell'impianto:

Tabella 12: Dati di targa del motore

Dati di targa del motore	U.M.	Valore
Potenza meccanica	kW	998
Potenza elettrica	kW	970
Potenza termica recuperata	kW	1166
Potenza termica introdotta	kW	2516
Consumo gas metano	Stm <sup>3</sup> /h	262,3 (pci=9,59 kWh/m <sup>2</sup> )
Portata aria di combustione	Kg/h	5449
Portata gas di scarico	Kg/h	5635
Temperatura gas di scarico	°C	515
Rendimento elettrico	%	38,6
Rendimento termico	%	46,3
Rendimento complessivo	%	84,9
<b>Emissioni inquinanti rif. 5%O<sub>2</sub></b>		
NO <sub>x</sub>		< 250 mg/m <sup>3</sup>
CO (senza depuratore catalitico)		< 950 mg/m <sup>3</sup>
CO (con depuratore catalitico)		<300 mg/m <sup>3</sup>
<b>Sistema recupero termico</b>		
<i>SCAMBIATORE A PIASTRE</i>		
Potenza termica camicia motore	kW	474
Temperatura ingresso utenza	°C	70
Temperatura uscita utenza	°C	80
Portata acqua	m <sup>3</sup> /h	40
<i>SCAMBIATORE A FASCIO TUBIERO</i>		
Potenza termica gas scarico motore	kW	692 a 120°C
Temperatura ingresso gas di scarico	°C	515
Temperatura uscita gas di scarico	°C	120
Portata gas di scarico	kg/h	5,635
Temperatura ingresso utenza	°C	80
Temperatura uscita utenza	°C	95

Portata acqua	m <sup>3</sup> /h	40
<i>RIEPILOGO RECUPERO TERMICO</i>		
Potenza termica recuperata complessiva	kW	1166
Temperatura ingresso utenza	°C	70
Temperatura uscita utenza	°C	95
Portata acqua	m <sup>3</sup> /h	40

### 2.2.3 Generatori di calore

All'unità di cogenerazione sono state affiancate tre caldaie ausiliarie di integrazione per soddisfare le variazioni della richiesta termica:

- 1 caldaia a condensazione Viessmann modello Vitocrossal 300 con potenzialità utile 895 kW<sub>th</sub> e potenzialità al focolare 923 kW<sub>th</sub>;
- 2 caldaie a tre giri di fumo Viessman modello Vitomax 200 con potenzialità utile 2.600 kW<sub>th</sub> e potenzialità al focolare 2.830 kW<sub>th</sub>.

La potenza totale delle caldaie risulta pari a 6.990 kW<sub>th</sub>. I generatori sono gestiti da un sistema di comando a cascata agente su elettrovalvola, che interviene regolando l'accensione di ogni caldaia in funzione della temperatura del circuito di ritorno degli impianti serviti. La macchina che ha la priorità nella sequenza di accensione è la più piccola a condensazione che, nel periodo estivo, è già sufficiente per fornire l'acqua calda sanitaria al quartiere; le altre due provvedono tipicamente al riscaldamento invernale.

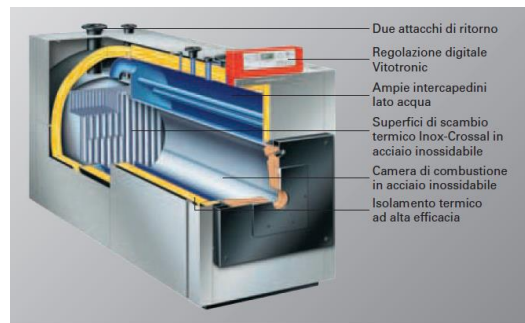
La logica di accensione delle caldaie è implementata in un controllo di tipo PID che riceve input dai sensori di temperatura e pressione disposti lungo il circuito termico e comanda, anche in base ai dati storici, il funzionamento della centrale termica. La centralina di comando elettronica a bordo delle caldaie ne consente la telegestione.

La circolazione dell'acqua avviene grazie a un gruppo di pompaggio composto da due pompe a velocità variabile con inverter pilotato dal differenziale di pressione tra mandata e ritorno. Il modello è l'ETALINE HDX 150-200/1504 della KSB con portata 303 m<sup>3</sup>/h e prevalenza di 60 kPa.

La caldaia Vitocrossal 300, riportata in Figura 11 e in Figura 12, è il primario elemento di supporto al cogeneratore per la produzione termica, infatti questa è la prima caldaia attivata dal PID quando richiesto. Normalmente in estate risulta l'unica caldaia ausiliaria utilizzata.



**Figura 11: Caldaia Viessmann Vitocrossal 300 tipo CR3**

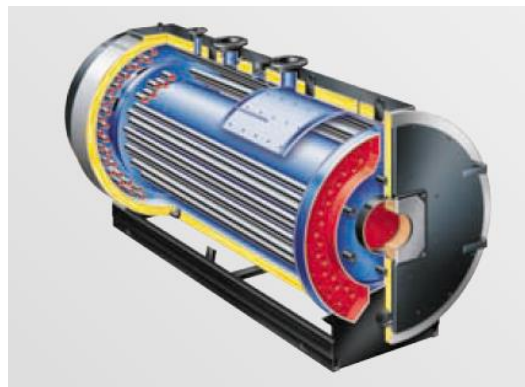


**Figura 12: Particolari di sezione della Vitocrossal 300 tipo CR3**

Le due caldaie Vitomax, di potenza utile totale pari a 5.200 kW<sub>th</sub>, sono riportate in Figura 13 e Figura 14.



**Figura 13: Caldaie Vitomax 200 tipo M241**



**Figura 14: Sezione di caldaia Vitomax 200**

#### 2.2.4 Centrale frigorifera

La centrale frigorifera si compone di un gruppo frigorifero ad assorbimento a bromuro di litio BROAD BDH20, e di un gruppo a compressione TRANE RTWB 214 condensato ad acqua.

##### BROAD BDH20

Il gruppo frigorifero ad assorbimento (Figura 15) è un modello a singolo stadio ad acqua calda. E' in grado di fornire una potenza frigorifera di 195 kW<sub>c</sub> a fronte di una potenza termica assorbita di 260 kW<sub>th</sub> (COP=0,75). L'acqua calda in ingresso all'assorbitore proviene dal cogeneratore, ad una temperatura nominale di 90°C. Gli orari di esercizio dell'assorbitore sono tra le 7-18, da Lunedì a Venerdì. Si riporta in Tabella 13 il datasheet della macchina.



**Figura 15: Gruppo frigorifero ad assorbimento BROAD della serie BDH**

**Tabella 13: Datasheet BROAD mod. BDH 20**

Modello	BDH	20
Potenza frigorifera	kW	195
<b>Acqua refrigerata (impianto)</b>		
Temperatura di mandata	°C	7
Temperatura di ritorno	°C	12
Portata	m <sup>3</sup> /h	34
Perdita di carico	kPa	4
Max pressione statica	kPa	800
Diametro tubazione	mm (DN)	70
<b>Acqua di raffreddamento (torre)</b>		
Temperatura in uscita	°C	25
Temperatura in ingresso	°C	18
Portata	m <sup>3</sup> /h	54,5
Perdita di carico	kPa	27
Max pressione statica	kPa	800
Diametro tubazione	mm (DN)	125
<b>Alimentazione ad acqua calda</b>		
Temperatura in ingresso	°C	90
Temperatura in uscita	°C	80
Portata acqua di alimentazione	m <sup>3</sup> /h	21,4
Perdita di carico	kPa	27
Diametro tubazione	mm (DN)	70
<b>Dati generali</b>		
Max consumo elettrico	kW	1,8
Peso di trasporto	t	4
Peso in funzione	t	4,3
Dimensioni L x P x H	m	3,09x1x2,24
<b>Condizioni nominali di riferimento</b>		
Temperatura	°C	5 – 43
Umidità relativa	UR %	< 85

#### TRANE RTWB 214

Il gruppo frigorifero installato, illustrato in Figura 16, è un Trane di potenza frigorifera pari a 435 kW<sub>c</sub> ed è condensato ad acqua. Il fluido refrigerante è R134a e la potenza elettrica in ingresso è pari a 100 kW<sub>el</sub>, come mostrato nel datasheet di Figura 17. Esso è impiegato nei giorni da Lunedì a Venerdì, dalle 5 alle 18.



Figura 16: Gruppo frigorifero a compressione TRANE RTWB 214

Taglia unità		207	208	210	211	212	214	216	217	218	2
Potenzialità frigorifera RTWB (1)	(kW)	215	251	320	338	362	435	472	508	553	6
Potenza assorbita RTWB (1)	(kW)	48	58	77	82	87	100	110	121	134	1
Coefficiente di prestazione RTWB		4,4	4,4	4,2	4,1	4,1	4,4	4,3	4,2	4,1	4
Potenzialità frigorifera RTUB (1)	(kW)	198	234	295	313	336	410	447	483	524	5
Potenza assorbita RTUB (1)	(kW)	53	63	82	87	93	104	113	123	137	1
Coefficiente di prestazione RTUB		3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	4,0	4,0	3,9	3,8	3
Refrigerante		R 34a									
Numero di circuiti frigoriferi		2									
Carica di refrigerante circuito 1/ circuito 2 unità RTWB	(kg)	39/39	39/39	60/60	60/60	60/60	60/60	60/60	60/60	69/69	69
Carica di refrigerante circuito 1/ circuito 2 unità RTUB	(kg)	13/13	13/13	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	20/20	23/23	23
Tipo compressore		Rotativo a vite									
Numero di compressori		2									
Carica olio circuito 1/circuito 2	(l)	6/6	6/6	7/7	7/7	7/7	8/8	8/8	8/8	8/8	8
Tipo evaporatore		Fascio tubiero/DX									
Contenuto acqua evaporatore	(l)	105	105	265	220	220	200	200	200	415	4
Tipo di raccordo idraulico dell'evaporatore		Victaulic									
Diametro raccordo idraulico evaporatore	(pollici)	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6
Tipo condensatore RTWB		Fascio tubiero/Allagato									
Contenuto acqua condensatore RTWB	(l)	60	60	55	66	66	75	75	75	78	
Tipo di raccordo idraulico condensatore RTWB		Victaulic									
Diametro di raccordo idraulico condensatore RTWB	(pollici)	5									
Potenza sonora RTWB (2)	(dB(A))	94	95	97	98	99	96	96	97	98	
Potenza sonora RTUB (2)	(dB(A))	95	95	97	98	99	96	97	97	98	
Pressione sonora a 1 m RTWB (2)	(dB(A))	77	77	78	79	80	77	78	78	79	
Pressione sonora a 1 m RTUB (2)	(dB(A))	77	77	79	80	81	78	78	79	79	
Min./Max. temperatura di esercizio aria esterna RTWB	(°C)	5/60									
Min./Max. temperatura acqua refrigerata in uscita RTWB	(°C)	-12/15									
Min./Max. temperatura di esercizio aria esterna RTUB	(°C)	5/50									
Min./Max. temperatura acqua refrigerata in uscita RTUB	(°C)	-12/15									

(1) Temperatura acqua in entrata/uscita dall'evaporatore: 12/7°C a 0,0176 m<sup>2</sup> k/kW, condensatore 30/35°C a 0,044 m<sup>2</sup> k/kW  
 (2) Senza attenuatore acustico e a pieno carico, in conformità con le norme ISO 3764-1996

Figura 17: Datasheet TRANE mod. RTWB 214

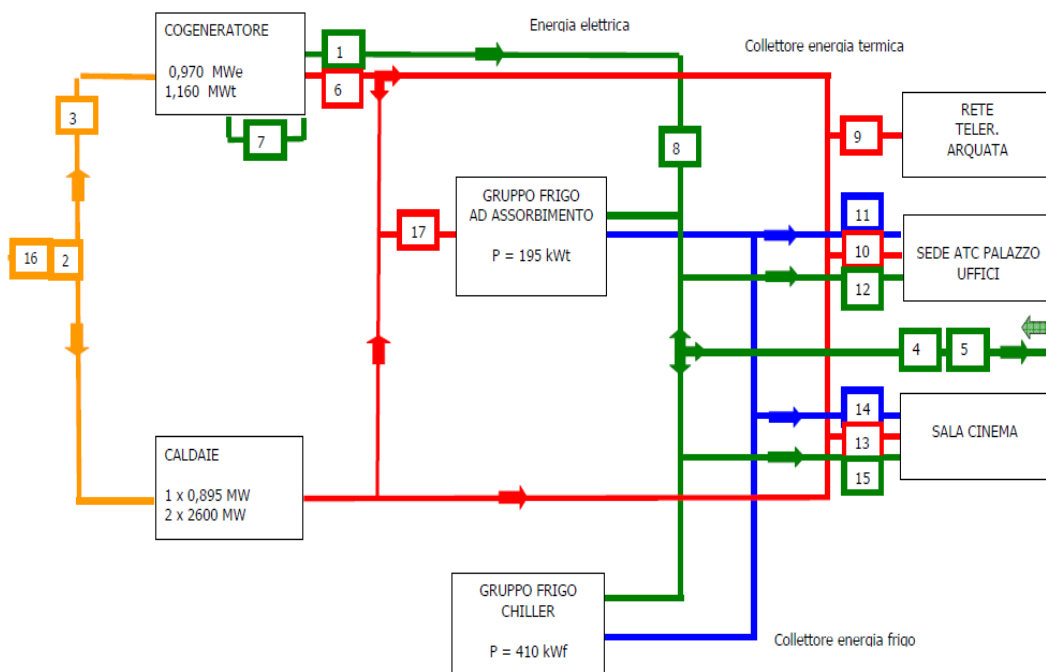
## 2.3 Analisi dei dati di funzionamento della rete

Al fine di poter valutare le performance dell'impianto di cogenerazione e della rete di teleriscaldamento, si è proceduto all'analisi dei consumi e delle produzioni di energia, termica ed elettrica, sia dell'unità cogenerativa che delle caldaie. Inoltre si sono studiate le richieste delle varie utenze e le perdite del sistema.

I dati sono mensili e disponibili a partire da Maggio 2007, data di messa in funzione dell'impianto, fino a Gennaio 2013. La disponibilità di tali dati ha consentito di effettuare un monitoraggio energetico dell'impianto, analizzando sia gli andamenti stagionali delle grandezze oggetto di analisi, che gli scostamenti tra i vari anni.

### 2.3.1 Strumentazione di misura

I misuratori di energia installati sono di tre tipi: multimetri per la contabilizzazione dell'energia attiva e reattiva, misuratori di portata d'acqua e contatermie per il monitoraggio delle potenze ed energie termiche transeunti attraverso le tubazioni. In Figura 18 è riportato il layout con la disposizione degli strumenti di misura nell'impianto, mentre in Tabella 14 ne sono elencate le caratteristiche tecniche salienti.



**Figura 18: Layout con la disposizione degli strumenti di misura nell'impianto**

**Tabella 14: Caratteristiche tecniche principali degli strumenti di misura installati**

Progressivo misuratore	Tipologia	Marca	Posizione	Descrizione
1	Elettronico	IME	In uscita dal cogeneratore	Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione
2	n.r.	CPL Concordia	In ingresso all'impianto	Consumo di gas metano al punto di fornitura con correttore elettronico
3	Volumetrico	Elster	In ingresso al cogeneratore	Energia primaria assorbita dall'impianto di cogenerazione

4	Elettronico	Indigo	In ingresso all'impianto	Energia elettrica prelevata al punto di fornitura per la centrale termica
5	Elettronico	Indigo	In uscita dall'impianto	Energia elettrica ceduta alla rete dall'impianto di cogenerazione
6	Contatermie	ABB-Sensycal	In uscita dal cogeneratore	Energia termica recuperata dall'impianto di cogenerazione
7	Elettronico	IME	All'interno del cogeneratore	Energia elettrica per usi ausiliari dell'impianto di cogenerazione
8	Multimetro elettrico	Bacnet	In uscita dal cogeneratore verso i gruppi frigoriferi e la rete elettrica	Energia elettrica verso le utenze
9	Contatermie	Karmstrup	In ingresso alla rete di teleriscaldamento	Energia termica verso utenza di quartiere
10	Contatermie	Karmstrup	In ingresso palazzina uffici	Energia termica verso utenza palazzina uffici
11	Contatermie	Karmstrup	In ingresso palazzina uffici	Energia frigorifera verso utenza palazzina uffici
12	Elettronico	ABB MTME	In ingresso palazzina uffici	Energia elettrica verso palazzina uffici
13	Contatermie	Karmstrup	In ingresso sala Polifunzionale	Energia termica verso utenza sala Polifunzionale
14	Contatermie	Karmstrup	In ingresso sala Polifunzionale	Energia frigorifera verso utenza sala Polifunzionale
15	Elettronico	n.r.	In ingresso sala Polifunzionale	Energia elettrica verso la sala Polifunzionale
16	Volumetrico	Actaris	In ingresso alla centrale termica	Consumo di gas metano al punto di fornitura per la centrale termica
17	Contatermie	Karmstrup	In ingresso gruppo frigorifero ad assorbimento	Energia termica verso assorbitore

Il misuratore nr. 9 è considerato attendibile fino alla fine del 2010. In seguito ne è stato rilevato un malfunzionamento, e i relativi valori non sono stati pertanto tenuti in considerazione nei calcoli di performance (le analisi hanno infatti mostrato come, dopo il 2010, i valori di energia termica in uscita dalla centrale, ovvero in ingresso alla rete di teleriscaldamento, risultano essere inferiori alla somma dei consumi di energia termica a piè di stabile di tutti gli edifici residenziali). La causa del malfunzionamento di tale strumento è dovuto probabilmente alla sua localizzazione; infatti è stato posizionato sopra il cogeneratore e le alte temperature possono essere uno dei motivi del suo danneggiamento.

Come si nota dallo schema di Figura 18, non sono monitorate le produzioni di energia termica delle caldaie. Sono stati pertanto stimati i valori di produzione considerando i consumi mensili delle caldaie, dati dallo strumento nr. 2, e il rendimento delle caldaie stesse, evinto dalle prove fumi.

### 2.3.2 Schema della centrale termica

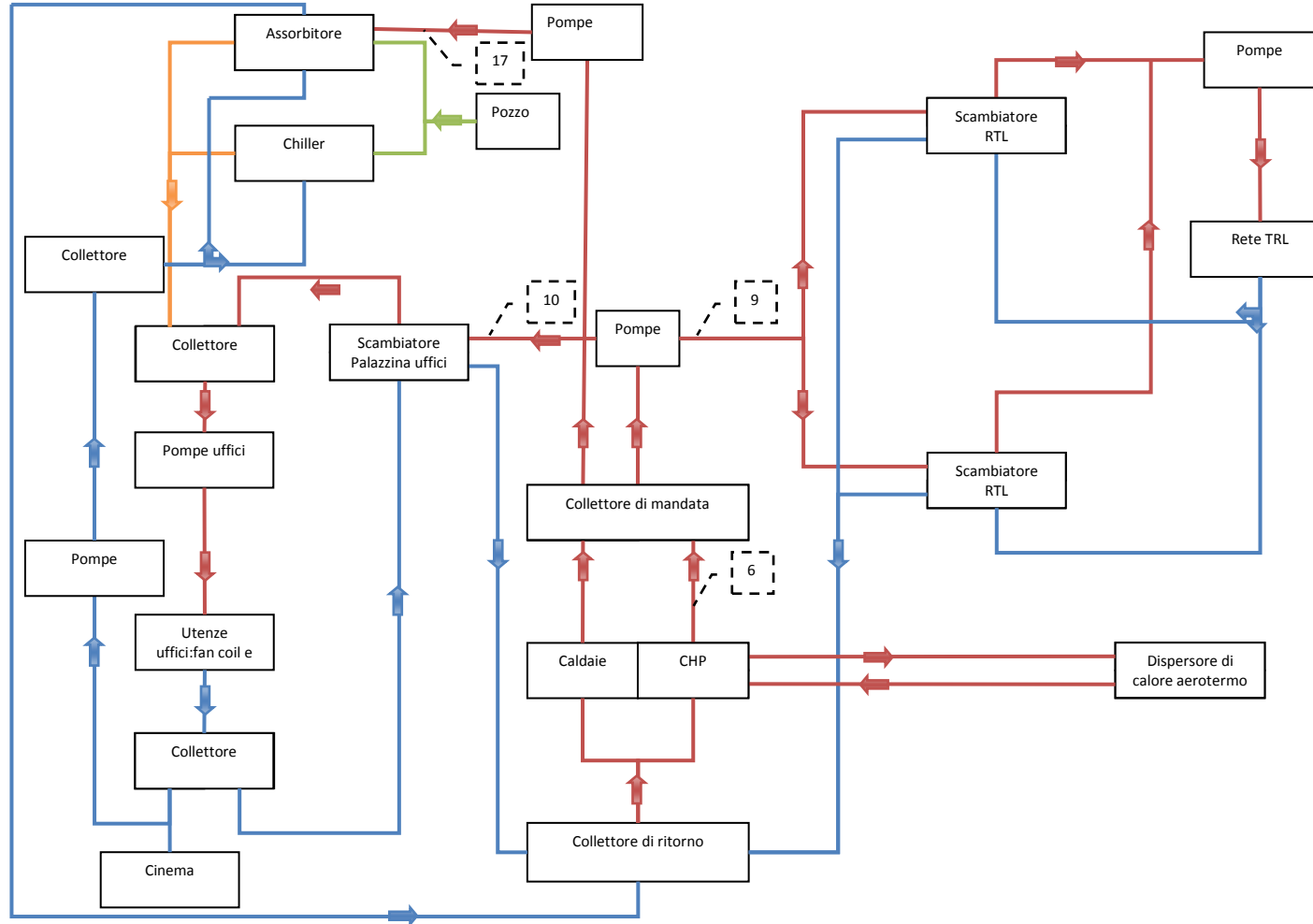
Per una più chiara comprensione dello schema in Figura 18, è stato realizzato uno schema semplificato della centrale termica lato acqua, con evidenza dei collegamenti fra i componenti principali dell'impianto, quali cogeneratore, caldaie e gruppi frigoriferi, e gli elementi secondari: scambiatori di calore, strumenti di misura e pompe.

Le linee rosse dello schema corrispondono ai flussi di acqua calda dell'impianto prodotti dal cogeneratore e dalle caldaie ausiliarie. Le linee blu sono invece i ritorni dell'acqua dalle utenze. Le linee arancioni rappresentano i flussi di freddo prodotti dai gruppi frigoriferi mentre le linee verdi corrispondono all'acqua prelevata direttamente dall'acquedotto.

Gli elementi quadrati tratteggiati sono i misuratori termici dell'impianto.

Nel seguito del paragrafo sono inoltre presenti alcune fotografie effettuate sui componenti dello schema.





**Figura 19: Schema Centrale Termica**

In Figura 20 viene riportata una foto del collettore di mandata in cui viene immessa l'acqua calda prodotta dal cogeneratore e dalle caldaie. Si può osservare che tra le tubazioni afferenti nel collettore la seconda da sinistra, corrispondente all'arrivo dal cogeneratore, è quella con diametro più piccolo; alla sua destra vi sono gli arrivi delle tre caldaie e ancora dopo i ritorni. La tubazione più a sinistra è invece la mandata del collettore.



**Figura 20: Collettore di mandata dell'impianto**

In Figura 21 si osservano le due pompe KSB Etaline 150-200/1504 che prelevano l'acqua direttamente dal collettore principale e la inviano alle utenze. Sopra alle pompe si nota la presenza dell'inverter per la regolazione.



**Figura 21: Pompe sul collettore di mandata**

La foto sottostante, Figura 22, mostra lo scambiatore di calore a piastre tra l'acqua in uscita dal collettore di mandata ed il circuito che distribuisce il calore alla palazzina uffici.



**Figura 22: Scambiatore di calore lato circuito palazzina uffici**

Sono riportati in Figura 23 i misuratori nr. 10 e 11 relativi al circuito della palazzina uffici.



**Figura 23: Misuratori nr. 10 e 11**

In Figura 24 viene mostrato il misuratore nr.17, per la contabilizzazione della portata d'acqua calda in ingresso al gruppo frigorifero ad assorbimento.



**Figura 24: Misuratore nr. 17**

Dal collettore del circuito della palazzina uffici, Figura 25, partono le tubazioni dirette ai fan coil e i radiatori di tutto il palazzo.



**Figura 25: Collettore circuito palazzina uffici**

In Figura 26 si possono osservare, in azzurro in fondo, i due scambiatori di calore a piastre interposti tra il circuito primario della centrale termica e la rete di teleriscaldamento.



**Figura 26: Scambiatori di calore lato circuito di teleriscaldamento**

Le tre pompe in Figura 27, due KSB ETALINE 150-200/1504 e una modello 50-250/154,2 HDX, sono deputate al pompaggio dell'acqua calda nella rete di teleriscaldamento.



**Figura 27: Pompe del circuito di teleriscaldamento**

In Figura 28 è illustrato il misuratore di calore nr. 9, a monte della rete di teleriscaldamento.



**Figura 28: Misuratore di calore nr.9**

Al secondo piano della palazzina uffici è situato il dissipatore aerotermo dell'acqua del cogeneratore, visibile in Figura 29.



**Figura 29: Dissipatore aerotermo del cogeneratore**

### 2.3.3 Analisi delle produzioni energetiche e dei consumi

In Figura 30 sono riportati gli andamenti della produzione elettrica, termica e del consumo di metano relativi al cogeneratore.

In riferimento alla Figura 18 e alla Figura 19 i consumi mensili di gas al misuratore nr.3, in m<sup>3</sup>, sono stati moltiplicati per il potere calorifico del gas naturale, 9,59 kWh/m<sup>3</sup>, al fine di ottenere i kWh mensili. La produzione di energia termica corrisponde a quella rilevata al misuratore nr. 6, mentre l'energia elettrica prodotta è calcolata dalla somma delle energie ai misuratori nr. 1 e 7.

$$\text{Combustibile in CHP [kWh}_{\text{th}}] = \text{Vol}_{\text{mis},3}[\text{m}^3] \cdot 9,59 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right]$$

5

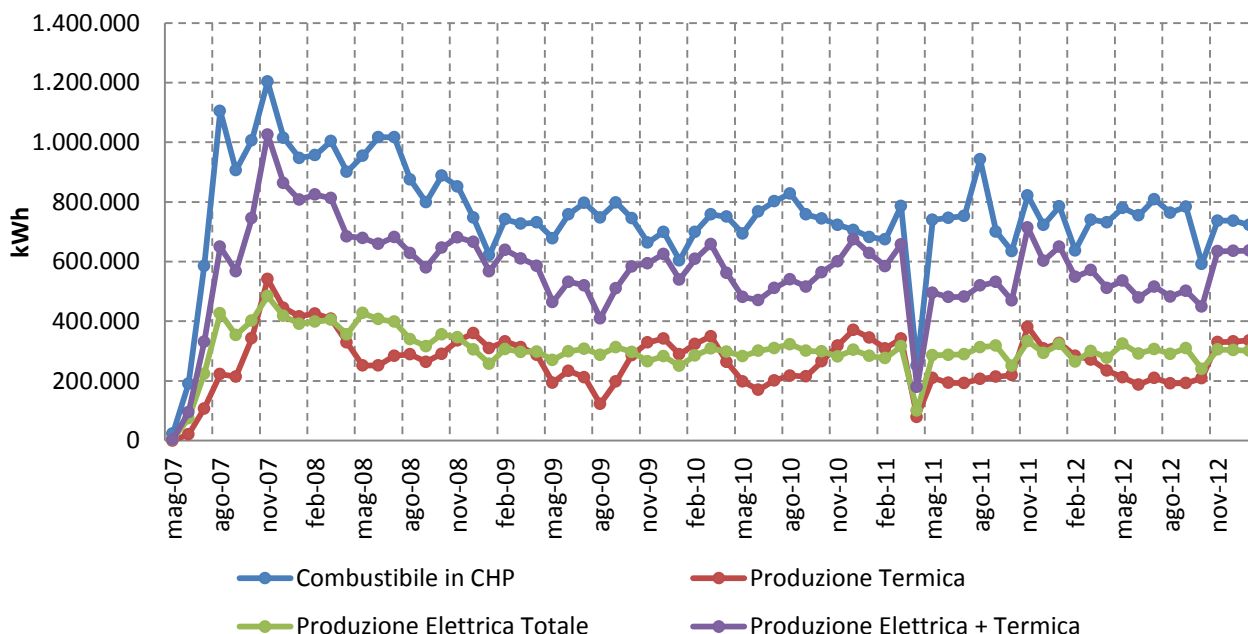


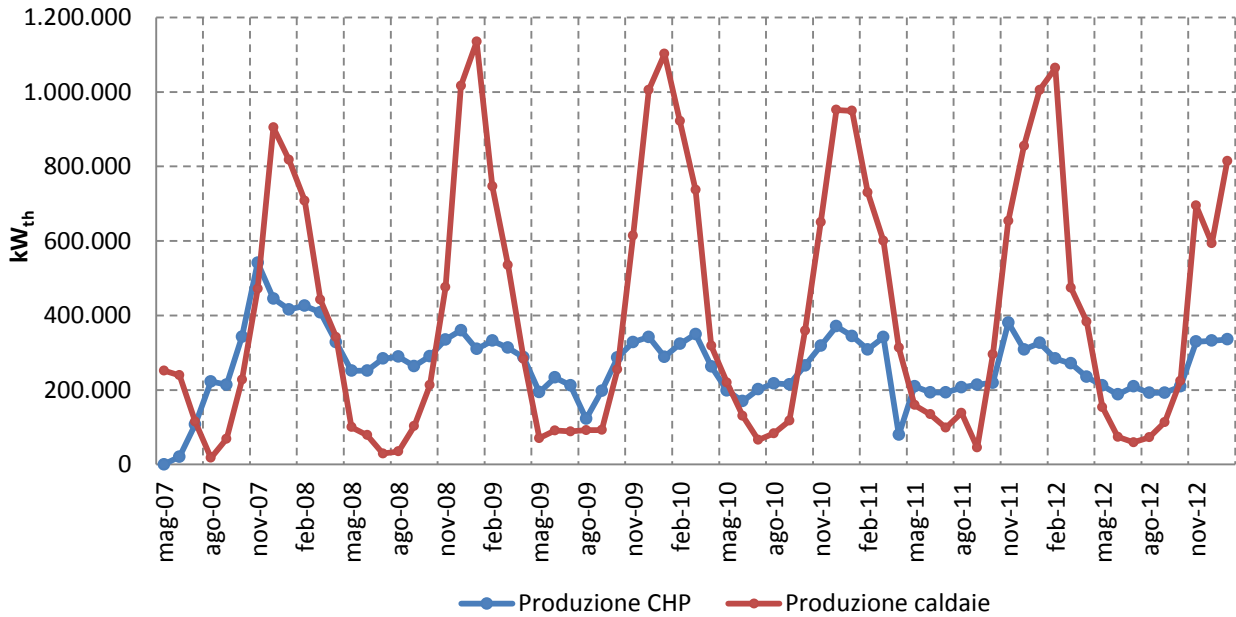
Figura 30: Produzioni energetiche e consumi del cogeneratore

Si può osservare che nel periodo subito successivo all’installazione (fine 2007 - inizio 2008) è stato effettuato il rodaggio del cogeneratore, che ha richiesto potenze di esercizio maggiori. Dopo tale periodo, la produzione elettrica si è mantenuta pressoché costante tra i vari anni. La produzione termica invece oscilla stagionalmente: in estate la produzione diminuisce e aumenta d’inverno, secondo un ciclo regolare. Una nota discontinua è data dal picco di tutte le grandezze monitorate nell’Aprile 2011, dovuto a un fermo dell’impianto per manutenzione per un periodo di due settimane.

In Figura 31 è stata confrontata la produzione termica del cogeneratore con quella delle caldaie ausiliarie. La produzione del cogeneratore è misurata tramite il rilevatore nr.6 di Figura 18, mentre per le caldaie ausiliarie la produzione termica è stata stimata a partire dal rilevatore nr. 2, come descritto nel paragrafo 2.3.1: i consumi di gas sono stati tradotti in kWh<sub>th</sub> facendo ricorso al potere calorifico del gas metano e ai rendimenti di caldaia:

$$\text{Produzione caldaie [kWh}_{th}] = \text{Vol}_3[\text{m}^3] \cdot 9,59 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \right] \cdot \eta_{\text{caldaie}}$$

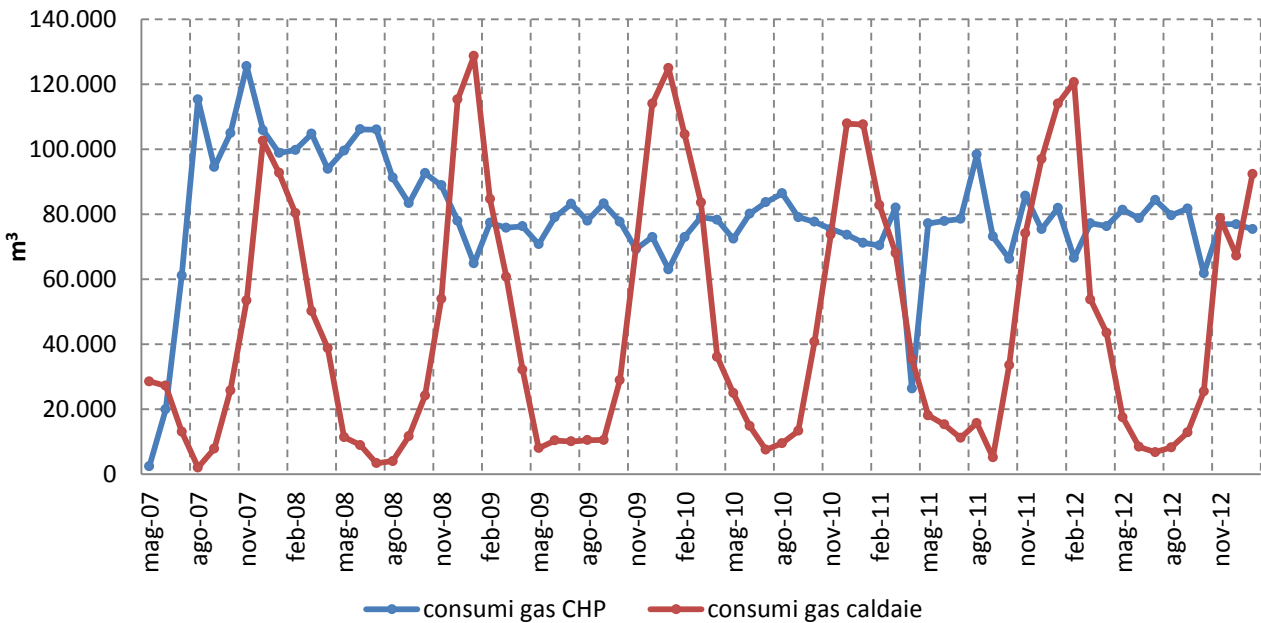




**Figura 31: Confronto tra la produzione termica del cogeneratore e quella delle caldaie**

Da una semplice osservazione del grafico si intuisce la politica della palazzina uffici di sfruttare le caldaie per sopperire alla maggiore richiesta termica invernale, e infatti i picchi di produzione sono tra ottobre e marzo. In questo periodo vengono utilizzate anche le caldaie Vitomax 200 per sopperire alla richiesta di carico, mentre in estate vengono normalmente tenute spente.

In Figura 32 sono stati riportati i consumi di gas del cogeneratore e delle caldaie ausiliarie, da cui si evince il consumo iniziale più accentuato a carico del cogeneratore, e una sostanziale ciclicità a regime.



**Figura 32: Confronto dei consumi del cogeneratore e delle caldaie nel periodo 2007-2013**

### 2.3.4 Analisi richiesta termica delle utenze

Le richieste termiche delle utenze dell'impianto, i cui andamenti sono riportati in Figura 33, sono generati dagli edifici residenziali del quartiere, monitorati dal misuratore nr.9, dalla palazzina uffici (misuratore nr.10), dal cinema (misuratore nr.13) e, durante la stagione estiva, dal gruppo frigorifero ad assorbimento (misuratore nr.17).

Come già citato nel paragrafo 2.3.1, i valori del misuratore nr. 9 possono considerarsi attendibili fino alla fine del 2010, causa il successivo malfunzionamento del misuratore stesso.

Da osservare infatti che i consumi della rete di teleriscaldamento sono minori nel corso del 2011, 2012 e 2013, specialmente per i picchi di richiesta invernali.

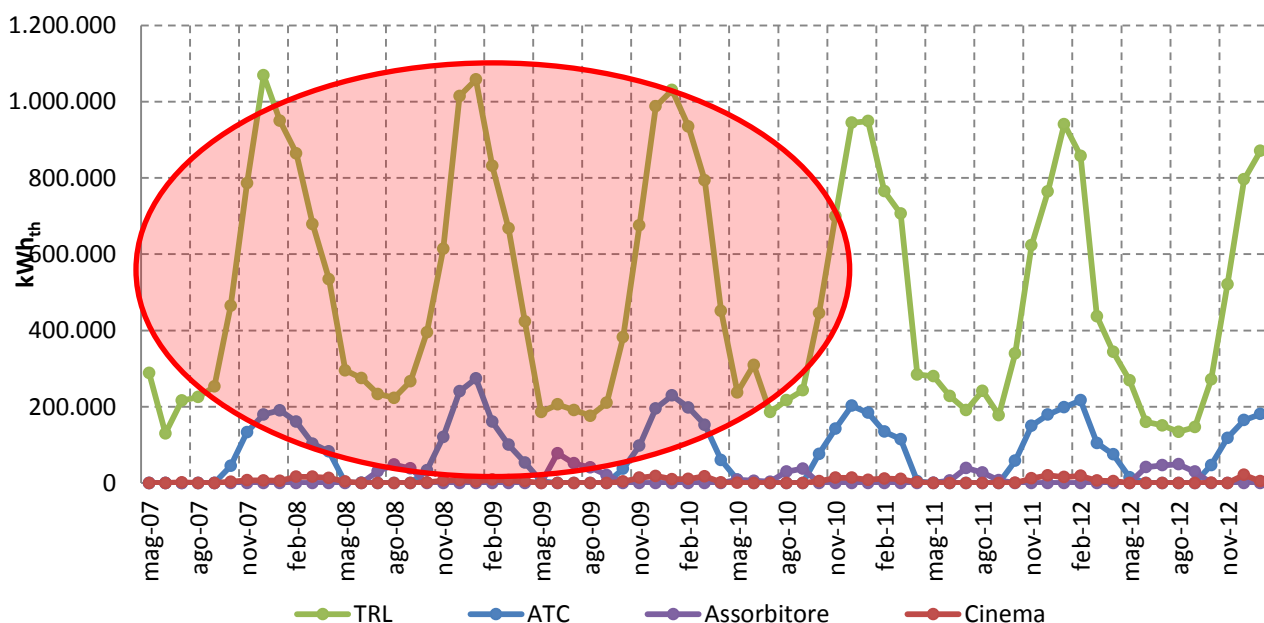


Figura 33: Andamento della richiesta termica delle utenze dell'impianto

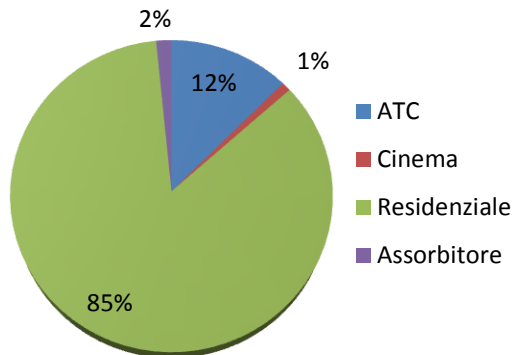
Come si osserva da figura l'utenza maggiore è costituita dalla rete di teleriscaldamento, che occupa la quota più grande della richiesta energetica con un consumo base di 200 MWh<sub>th</sub> nei mesi estivi e oltre i 1000 MWh<sub>th</sub> nei mesi invernali.

Secondaria la richiesta della palazzina uffici, che ricalca l'andamento del residenziale nei mesi più freddi con punte di 200 MWh<sub>th</sub> mensili, mentre il gruppo assorbitore riveste una certa importanza solo in estate.

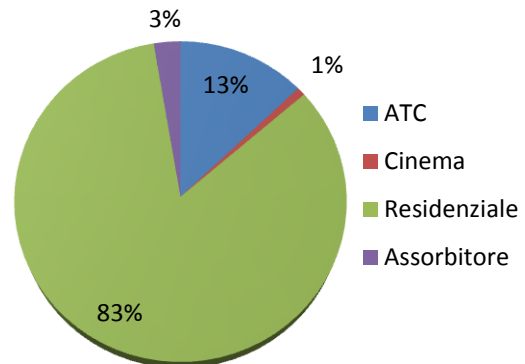
In Figura 34 sono riportate le ripartizioni annuali della richiesta di calore delle utenze. Le suddivisioni percentuali risultano praticamente invariate: 85% residenziale, 13% palazzina uffici, 2% assorbitore e 1% cinema.



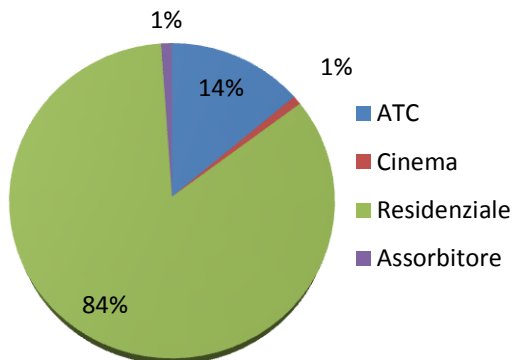
### Richiesta anno 2008



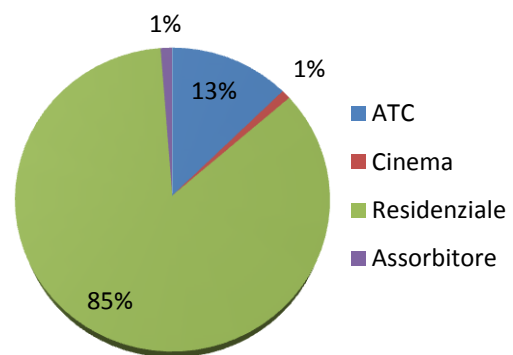
### Richiesta anno 2009



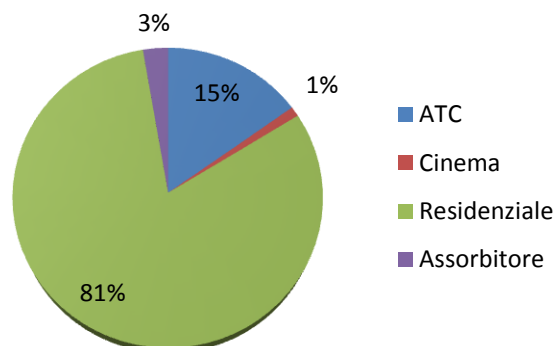
### Richiesta anno 2010



### Richiesta anno 2011

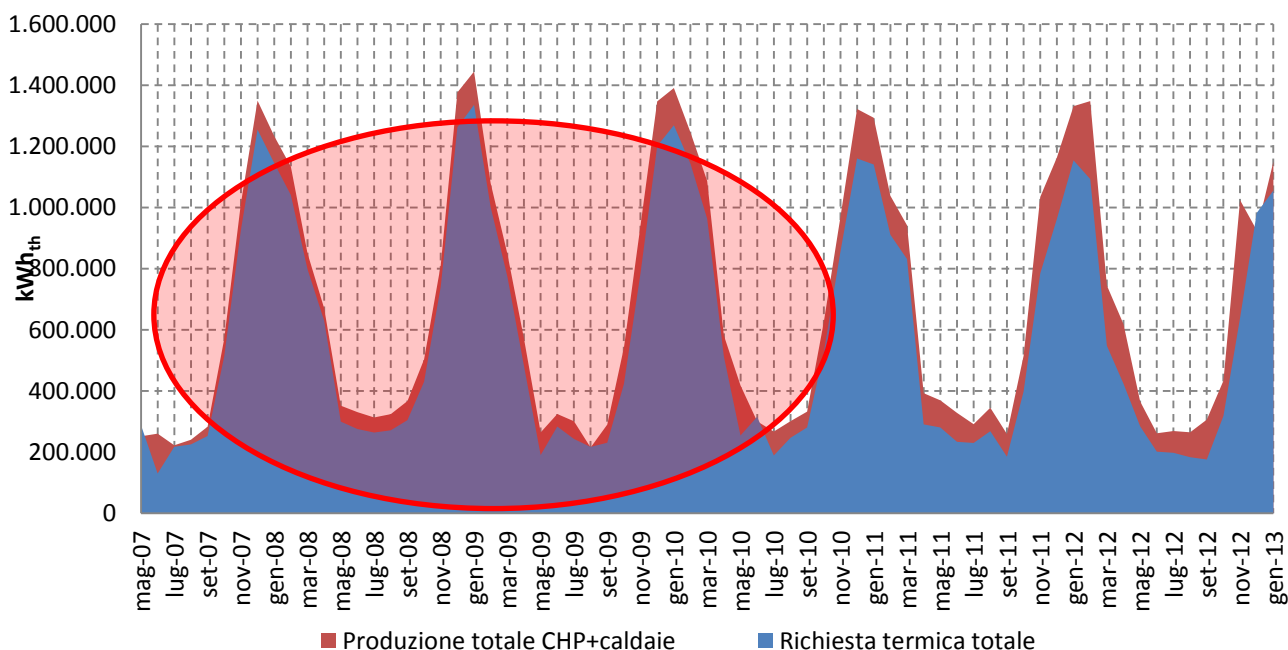


### Richiesta anno 2012



**Figura 34: Ripartizione percentuale degli assorbimenti termici delle utenze**

In Figura 35 sono stati confrontati gli andamenti della produzione totale della centrale termica, somma di quella del cogeneratore e delle caldaie ausiliarie, con la richiesta totale delle utenze. Le differenze tra le due grandezze possono essere allocate alle perdite sul circuito primario, il cui studio verrà approfondito nel seguito.



**Figura 35: Confronto produzione e richiesta totale nel periodo 2007-2013**

Si ricorda che i valori della richiesta delle utenze sono attendibili soltanto fino alla fine del 2010. Precedentemente a tale periodo, si osserva infatti come l’andamento della produzione coincide con quello della richiesta, e lo scostamento tra le due grandezze è imputabile alle perdite del circuito. Nel 2011, 2012 e 2013 le due misure presentano invece andamenti differenti.

## 2.4 Analisi preliminare sulle principali strategie di controllo e gestione

L’indagine eseguita sull’impianto ha avuto come primo obiettivo la determinazione delle modalità di conduzione del cogeneratore che, come evidenziato già dall’analisi nei paragrafi precedenti, è esercito in maniera indipendente dalla richiesta termica. Spetta infatti alle caldaie ausiliarie il compito di compensare le variazioni stagionali e di adeguarsi ai carichi termici.

### 2.4.1 Modalità di conduzione attuale del cogeneratore

La produzione mensile di energia elettrica del cogeneratore risulta essere praticamente costante, come si osserva in Figura 30, e gli eventuali scostamenti tra i mesi sono dovuti al numero di giorni di esercizio e ai fermi eventuali. Il cogeneratore è infatti esercito secondo una programmazione a schedule orarie, dal lunedì al sabato, in cui il livello di carico è mantenuto costante all’interno di ogni fascia oraria, come mostrato in Tabella 15. Di fatto, ne è previsto l’esercizio soltanto nelle ore di fascia F1 ed F2.

**Tabella 15: Programmazione giornaliera del cogeneratore**

Fasce orarie	Livello di carico del cogeneratore	Potenza elettrica erogata
h	%	kW <sub>el</sub>
7:00-13:00	87,6	850
13:00-18:00	77,3	750
18:00-22:00	72,2	700

In Figura 36 e Figura 37 sono riportati gli andamenti di alcuni parametri relativi al funzionamento quotidiano del cogeneratore, per un periodo di 40 ore in alcuni giorni-tipo.

Lunedì 21 -Martedì 22 Gennaio 2013

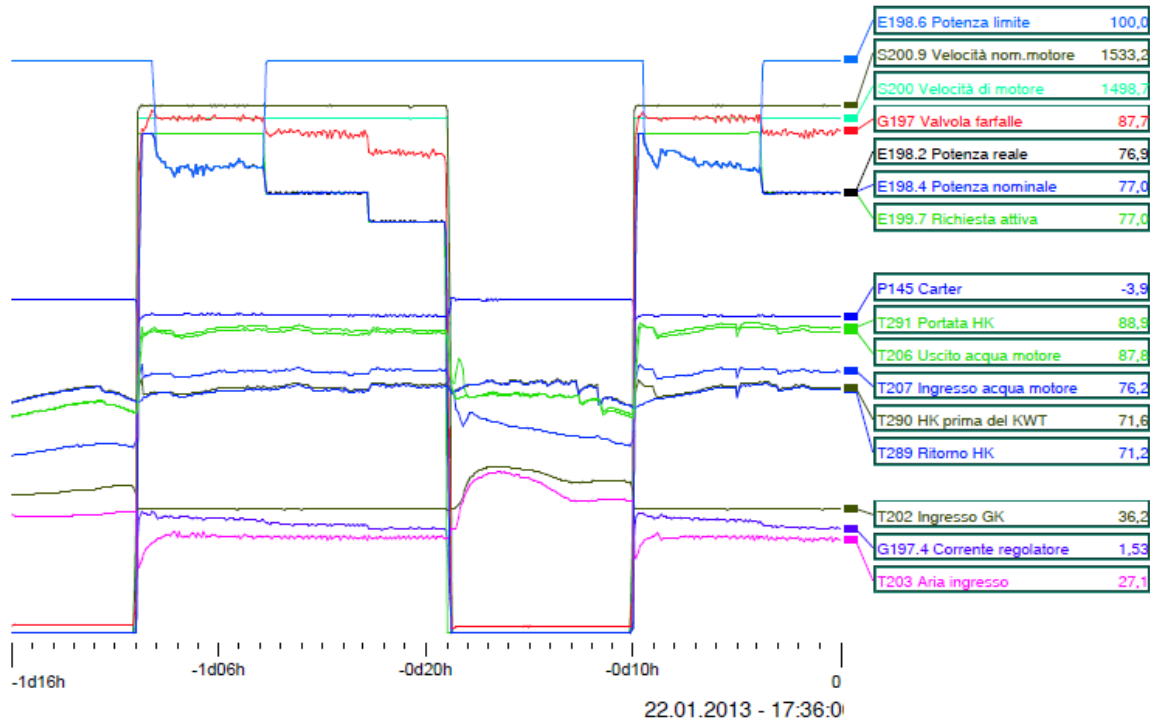


Figura 36: Andamento % di alcuni parametri di funzionamento del cogeneratore il 21-22 Gennaio 2013

Giovedì 07 -Venerdì 08 Febbraio 2013

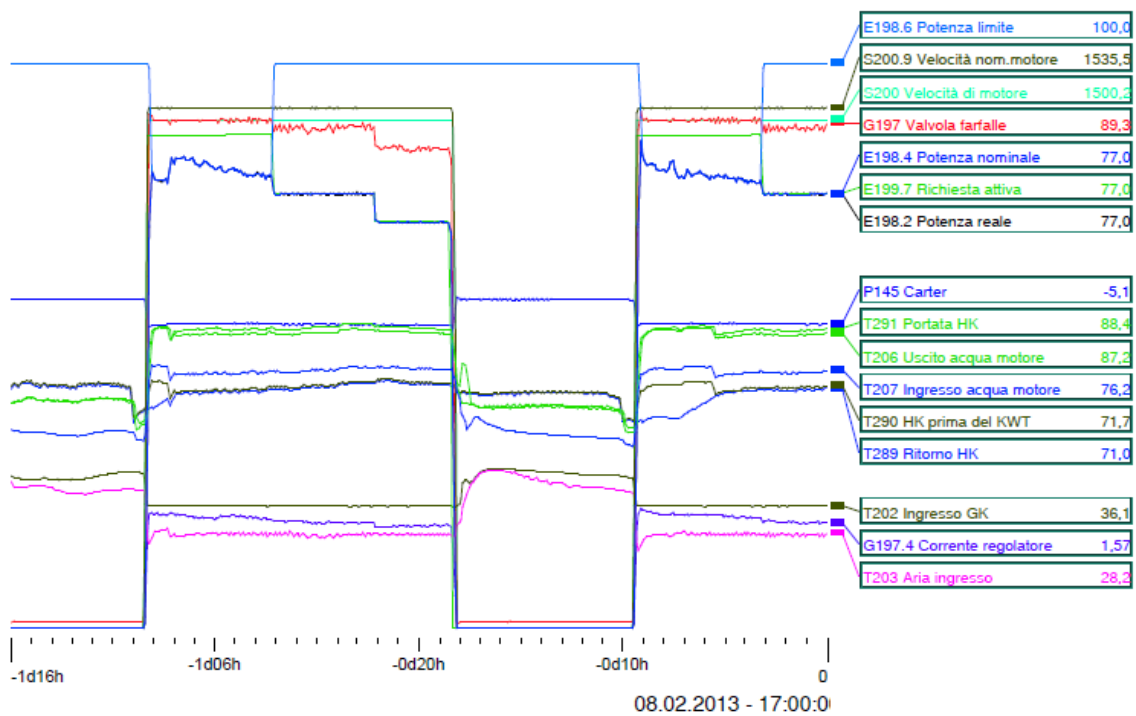


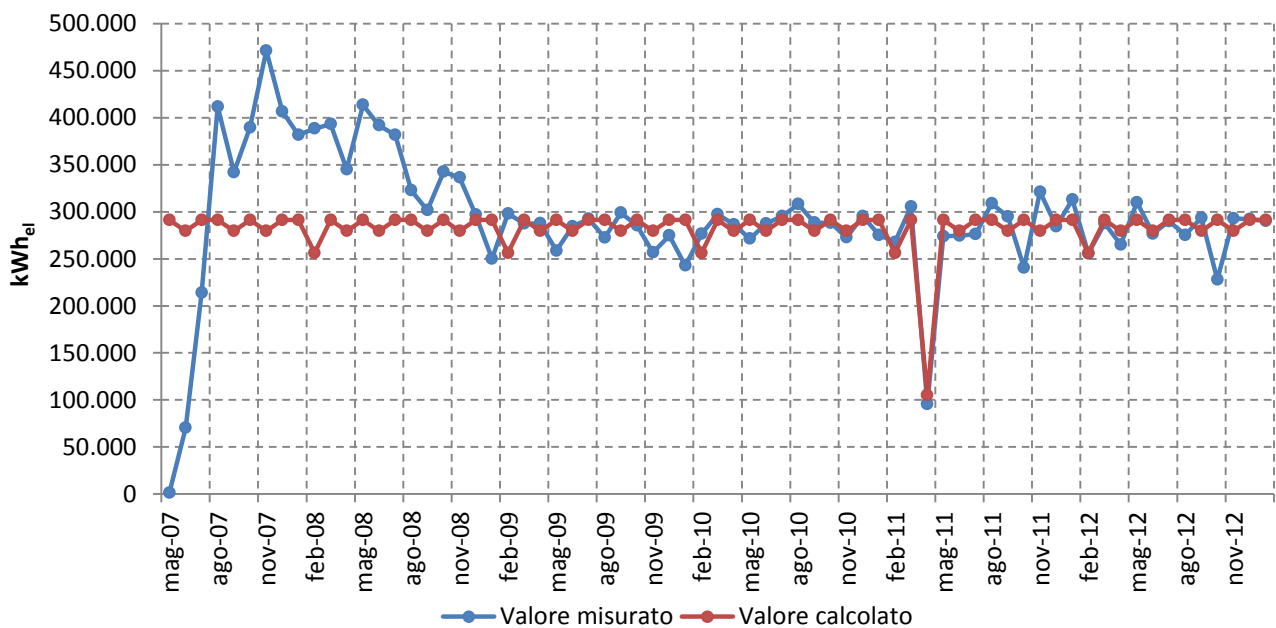
Figura 37: Andamento % di alcuni parametri di funzionamento del cogeneratore il 7-8 Febbraio 2013

La potenza termica erogata e il consumo di gas nei tre scaglioni di programmazione oraria, sono stati stimati linearmente, a partire dai dati nominali (Tabella 16).

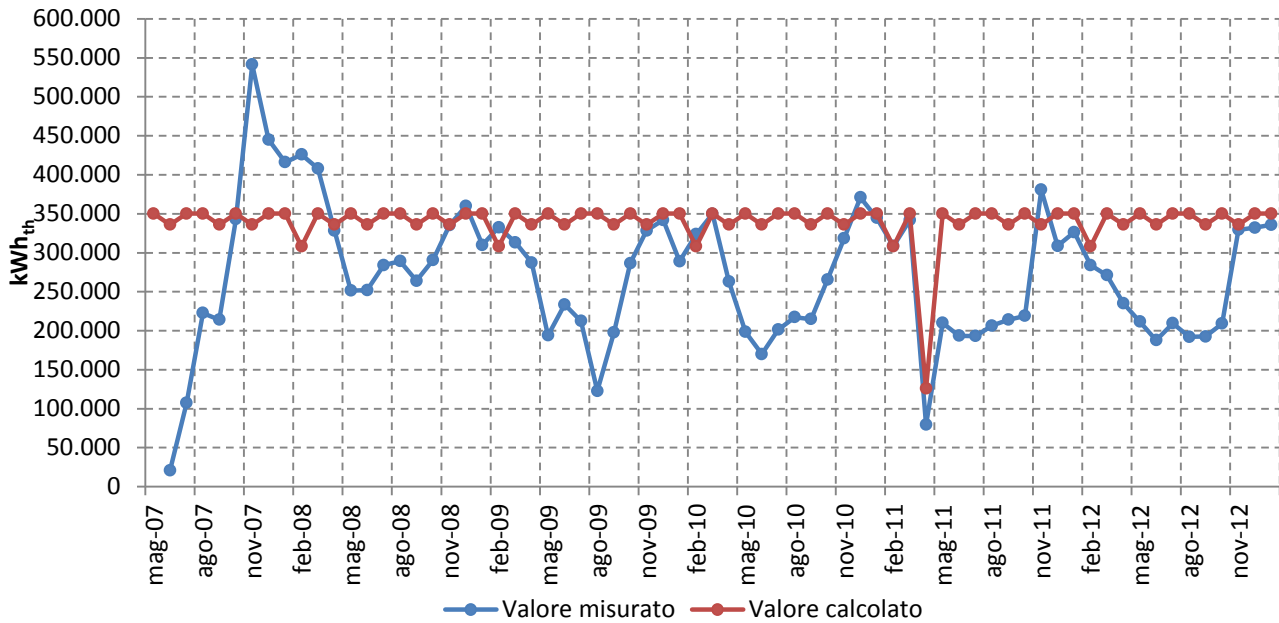
**Tabella 16: Principali grandezze energetiche giornaliere del cogeneratore**

Fasce orarie	Utilizzo del motore	Potenza elettrica	Potenza termica	Consumi di gas naturale
h	%	kW <sub>el</sub>	kW <sub>th</sub>	Sm <sup>3</sup> /h
7:00-13:00	87,6	850	1.022	230
13:00-18:00	77,3	750	902	203
18:00-22:00	72,2	700	841	189

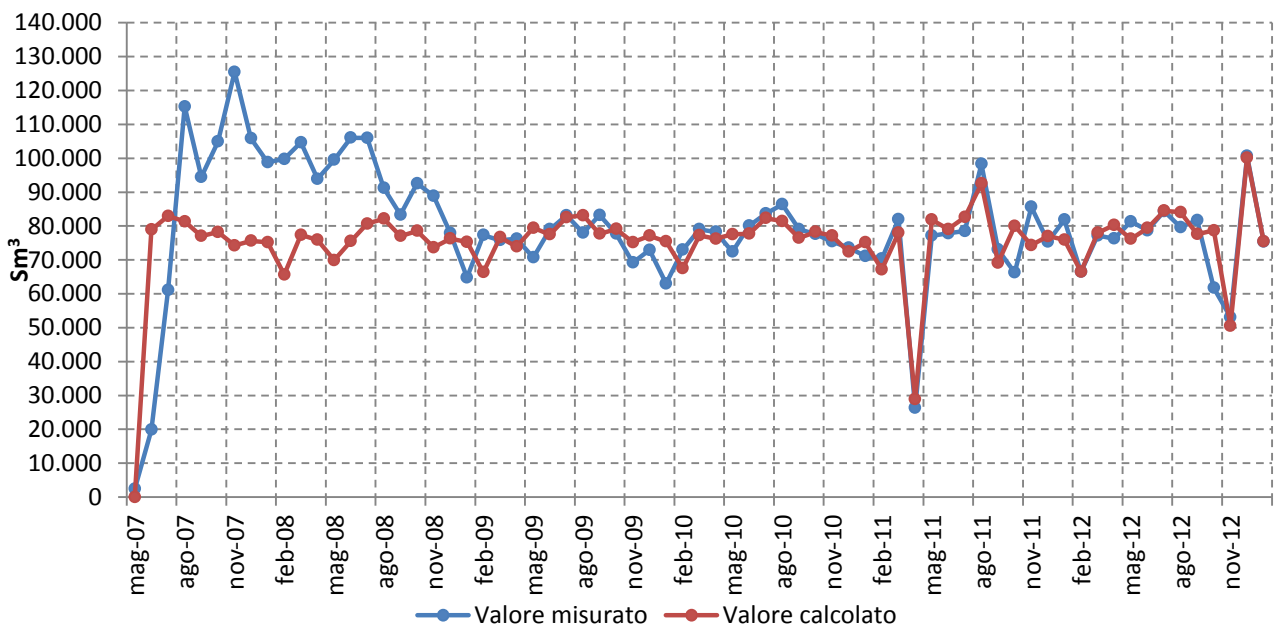
Sulla base di tale programmazione giornaliera, sono stati calcolati i consumi e le produzioni mensili dell’impianto, tenendo conto dei fermi per domeniche e festivi. In Figura 38, Figura 39 e Figura 40, i valori mensili sono stati confrontati con i valori reali rilevati ai misuratori, nr.1, nr.6 e nr 3, per verificarne la bontà. Come rendimento elettrico per il calcolo dei consumi mensili del cogeneratore è stato assunto il valore sperimentale ricavato dal confronto tra la produzione elettrica e i consumi reali, mese per mese.



**Figura 38: Confronto fra produzione elettrica misurata e calcolata**



**Figura 39: Confronto produzione termica misurata e calcolata**



**Figura 40: Confronto consumi di gas misurati e calcolati**

Lo scostamento dei valori calcolati rispetto a quelli misurati, nel periodo Dicembre 2008-Gennaio 2013, è del 5% per l'energia elettrica prodotta e i consumi di gas naturale. Per quanto riguarda la produzione termica, invece, si osserva un netto scostamento tra i valori sperimentali e i valori calcolati, legato alla dissipazione del calore del cogeneratore, quando non richiesto dalla rete di teleriscaldamento (tipicamente, nei mesi estivi). Nel seguito, verranno analizzate nel dettaglio tali perdite.

## 2.4.2 Perdite di energia termica dell'impianto

Nel paragrafo precedente si è messo in evidenza un forte scostamento tra l'energia termica prodotta dall'impianto, in base alla programmazione oraria, e quella misurata. Tale perdita è legata al non utilizzo di parte del calore prodotto dal cogeneratore, quando la rete di teleriscaldamento non lo richiede. Ma non è la sola fonte di perdita di energia termica dell'impianto considerato. Si possono infatti riassumere le perdite complessive dell'impianto nel suo complesso in tre categorie generali:

- Perdite di energia termica legate *alla produzione di calore*;
- Perdite di energia termica legate *all'accumulo di calore*;
- Perdite di energia termica legate *alla rete di distribuzione*.

In riferimento allo schema di Figura 18 ognuna di queste perdite è da imputare ad un componente diverso. Nel seguito si dettaglierà sono state determinare tali perdite, le loro cause ed il loro andamento, sia mensile che annuale, per comprenderne al meglio l'incidenza sulle attuali modalità di conduzione del cogeneratore, e sulle possibili ottimizzazioni.

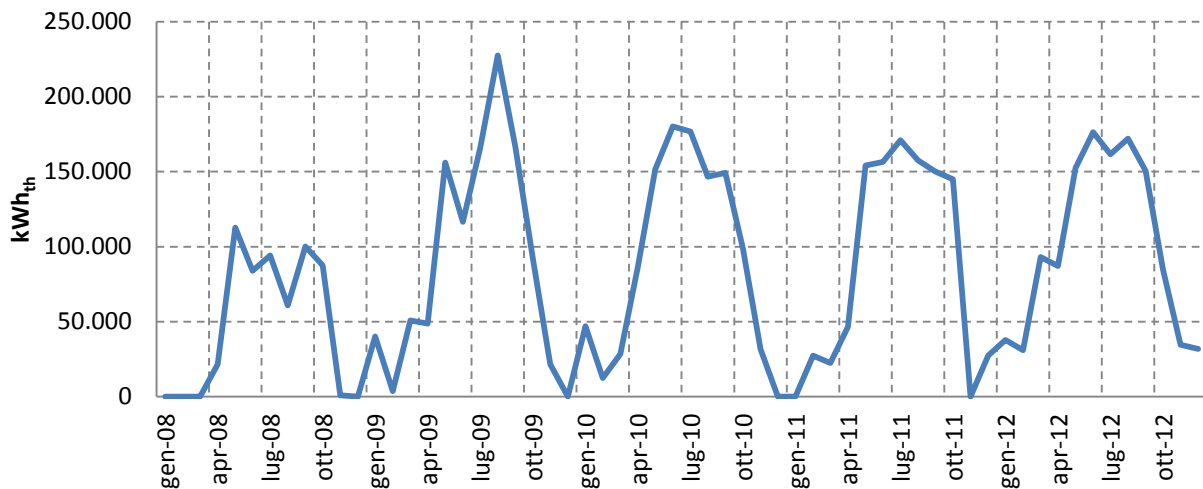
### *Perdite di energia termica legate alla produzione di calore*

La Figura 39 mostra oscillazioni periodiche di carattere stagionale della produzione termica misurata, mentre nei mesi invernali esse infatti coincidono con produzioni calcolate (Novembre, Dicembre, Gennaio e Febbraio). Questo è da ricondurre all'utilizzo frequente nei mesi estivi del dispersore aerotermo. Infatti l'esercizio del cogeneratore si basa su una programmazione a schedule orarie che ne prevede un impiego costante, e avulso dalle effettive richieste termiche dell'utenza. Di conseguenza spesso la produzione termica, soprattutto nei mesi di Luglio e Agosto, non coincide con la richiesta delle utenze ed il calore generato in eccesso viene inviato direttamente ad un dispersore di calore aerotermo per essere smaltito in atmosfera. Tale dispersore si trova a monte del misuratore nr. 6, il quale rileva il calore inviato dal cogeneratore al collettore di accumulo, e pertanto il valore misurato non tiene conto dell'effettiva produzione e i dati riportati sono comprensivi anche delle dispersioni.

Per stimare queste dispersioni, pertanto, è stato necessario ricostruire il profilo di produzione termica effettiva del cogeneratore mese per mese, basandosi sul profilo orario ottenuto in Tabella 16 e sulla produzione effettiva mensile di Figura 39.

Dalla differenza tra l'energia teorica prodotta e l'energia misurata si è individuato il calore dissipato dal cogeneratore, che può essere pertanto considerato come una perdita di energia termica legata ad una scorretta politica di produzione.

$$\text{Perdite}_{\text{produzione}} = E_{\text{th,calcolata CHP}} - E_{\text{th,mis 6}}$$



**Figura 41: Perdite di calore mensili lato produzione del cogeneratore**

**Tabella 17: Perdite di calore annuali lato produzione del cogeneratore**

Anno	Produzione CHP teorica	Produzione CHP misuratore nr. 6	Perdite produzione
Simbolo	$E_{th,calcolata\ CHP}$	$E_{th,mis\ 6}$	Perdite <sub>produzione</sub>
U.M.	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>
2008	4.229.214	3.905.244	323.970
2009	4.229.214	3.160.390	1.068.824
2010	4.257.222	3.182.500	1.074.722
2011	4.019.154	3.000.240	1.018.914
2012	4.194.204	2.980.991	1.213.213

#### *Perdite di energia termica legate all'accumulo di calore*

Il sistema di accumulo di acqua calda dell'impianto è un collettore con una capacità di 40 m<sup>3</sup> in cui confluiscono i flussi termici prodotti dal cogeneratore e dalle caldaie e da cui partono le tubazioni dirette alle utenze.

Anche su questo elemento può essere evidenziata una problematica legata ad una produzione eccessiva del cogeneratore, quando non è controbilanciata da una richiesta adeguata delle utenze, e con conseguente accumulo e ristagno del calore prodotto.

La direzione della palazzina uffici ha comunicato, infatti, che talvolta il calore del cogeneratore, non riuscendo ad essere smaltito dal dispersore aerotermo, vada a riempire il collettore benché questo sia già saturo, risalga per le tubazioni di mandata delle caldaie giungendo fino alla bocche di uscita del calore dalle caldaie stesse e mandandole in blocco, con svariati disagi per la gestione.

Risulta pertanto evidente un'altra causa di perdite di energia termica, legata sempre alla produzione del cogeneratore, e dovuta in particolare agli eccessivi tempi di residenza del calore nel collettore, che si accumula in seguito alla produzione in esubero e non riesce ad essere smaltito dalle utenze.

Le perdite che si verificano sono state calcolate come differenza tra la produzione termica totale del cogeneratore (al netto delle dispersioni all'aerotermo) e delle caldaie, e la richiesta delle utenze. Il valore della produzione del cogeneratore è stato decurtato della richiesta di calore inviata all'assorbitore

(misuratore nr. 17), poiché per questa utenza è stata predisposta una tubazione apposita che la collega direttamente al cogeneratore.

I valori sono riferiti all'arco temporale 2008-2010 per il malfunzionamento del misuratore nr. 9 a partire dal 2011.

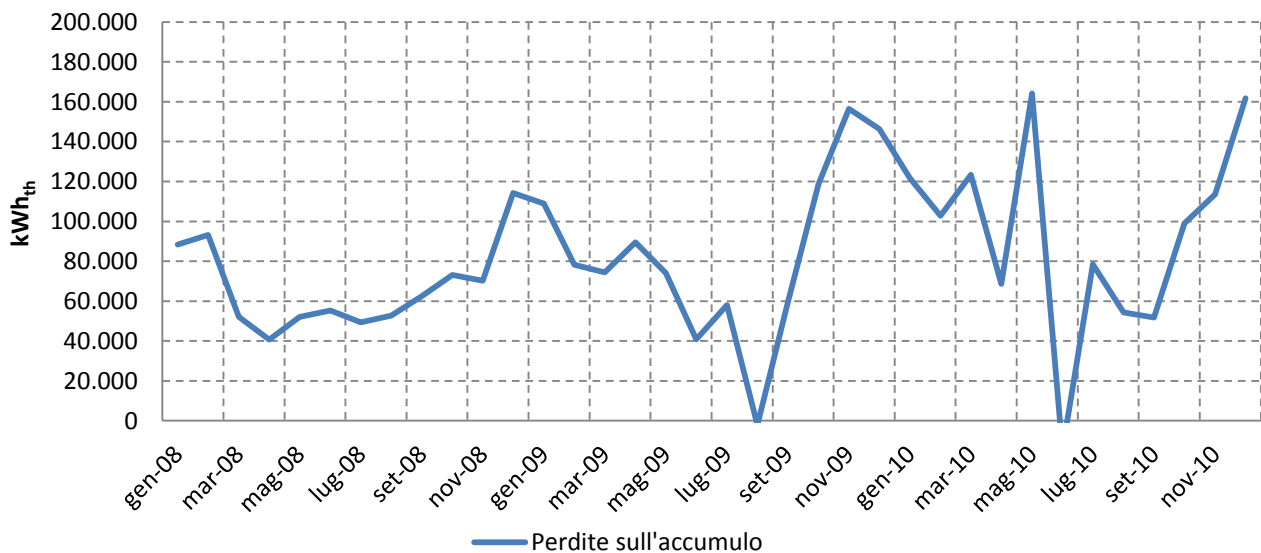
$$\text{Perdite}_{\text{accumulo}} = (E_{\text{th,mis6}} + \text{Cons}_{\text{g,n,mis2}} \cdot 9,59 \cdot \eta - E_{\text{th,mis17}}) - (E_{\text{th,mis9}} + E_{\text{th,mis10}} + E_{\text{th,mis13}})$$

8

**Tabella 18: Termini per il calcolo delle perdite sul circuito primario**

Simbolo	U.M.	Descrizione
Perdite accumulo	KWh <sub>th</sub>	Energia persa sul collettore di accumulo
E <sub>th,6</sub>	KWh <sub>th</sub>	Energia termica misurata all'uscita dal cogeneratore
Cons <sub>g,n,mis2</sub>	m <sup>3</sup>	Consumi di metano delle caldaie
η	%	Rendimento delle caldaie
E <sub>th,9</sub>	KWh <sub>th</sub>	Energia termica misurata in ingresso alla rete di teleriscaldamento
E <sub>th,10</sub>	KWh <sub>th</sub>	Energia termica misurata in ingresso al palazzo della palazzina uffici
E <sub>th,13</sub>	KWh <sub>th</sub>	Energia termica misurata in ingresso alla sala cinema
E <sub>th,17</sub>	KWh <sub>th</sub>	Energia termica misurata in ingresso al gruppo frigo ad assorbimento

In Figura 42 e in Tabella 19 sono riportati i risultati dell'analisi.



**Figura 42: Perdite di calore mensili sull'accumulo**



**Tabella 19: Perdite di calore annuali sull'accumulo**

Anno	Produzione CHP misuratore nr. 6	Produzione caldaie misuratore nr.2	Richiesta utenze somma misuratori nr. 9,10,13	Richiesta assorbitore misuratore nr. 17	Perdite accumulo
Simbolo	$E_{th,mis\ 6}$	$Cons_{g,n.misz} \cdot 9,59 \cdot \eta$	$E_{th,mis9} + E_{th,mis\ 10} + E_{th,mis13}$	$E_{th,mis\ 17}$	Perdite <sub>accumulo</sub>
U.M.	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$
2008	3.905.244	4.361.861	7.346.640	116.900	803.565
2009	3.160.390	5.010.009	6.976.990	190.800	1.002.609
2010	3.182.500	5.658.419	7.631.560	84.700	1.124.659

### Perdite di energia termica legate alla distribuzione del calore

Il calore dal collettore viene inviato alle utenze dell'impianto. In questo paragrafo sono state esaminate in particolare le perdite di calore che si verificano tra il collettore di accumulo e i piè di stabile degli edifici residenziali. Tali perdite sono comprensive, pertanto, delle perdite sulla rete di teleriscaldamento e, in misura minore, sugli scambiatori di calore interposti tra il collettore e la rete. Per determinarle si sono confrontati i flussi in uscita dal collettore, corrispondenti al misuratore nr. 9, e i consumi effettivi a piè di stabile.

In questo modo è stato possibile verificare le perdite reali della rete di teleriscaldamento. L'analisi è stata svolta solo sui valori annuali, poiché il termine mensile di consumo piè di stabile, secondo le comunicazioni del gestore della rete, è spesso non preciso. La lettura dei contatori a piè di stabile infatti è effettuata da un operatore al termine di ogni mese, tuttavia a causa di Domeniche, festività e ritardi vari la lettura non è mai eseguita con precisione.

$$Perdite_{distribuzione} = E_{th,mis\ 9} - E_{th,piè\ di\ stabile}$$

9

**Tabella 20: Termini per il calcolo delle perdite lato rete di distribuzione**

Simbolo	U.M.	Descrizione
Perdite distribuzione	$KWh_{th}$	Energia persa legata alla distribuzione
$E_{th,mis\ 9}$	$KWh_{th}$	Energia termica in uscita dal collettore
$E_{th,piè\ di\ stabile}$	$KWh_{th}$	Energia termica misurata in ingresso agli edifici residenziali

**Tabella 21: Perdite di calore annuali lato rete di distribuzione**

Anno	Richiesta termica mis 9	Consumi a piè di stabile	Perdite distribuzione
Simbolo	$E_{th,mis\ 9}$	$E_{th,piè\ di\ stabile}$	Perdite <sub>distribuzione</sub>
U.M.	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$
2009	5.994.700	5.652.830	341.870
2010	6.491.800	5.675.823	815.977

### Conclusioni

Dall'analisi svolta si è compreso che le perdite dell'impianto sono ingenti e diffuse. Oltre alle perdite della rete di teleriscaldamento, dovute al trasporto fisico del calore dalla centrale alle utenze, vi sono anche

perdite dovute ad una gestione errata del cogeneratore ed ai suoi orari di funzionamento. Infatti il cogeneratore, a causa di una programmazione a schedule orarie e non un inseguimento termico, presenta una produzione eccessiva durante la stagione estiva, quando la domanda di calore delle utenze è minore, ed il calore viene per la maggior parte diretto al dispersore aerotermo per essere poi smaltito in atmosfera. Anche le perdite al collettore risultano essere dipendenti da questo fattore. Risultano minori in inverno e maggiori in estate, con un andamento tuttavia molto discontinuo.

### 2.4.3 Valutazione teorica delle perdite della rete di teleriscaldamento

Al fine di avere un dato comparativo rispetto ai valori di perdite sperimentali, nella presente sezione si intende calcolare, da un punto di vista teorico, le perdite della rete di distribuzione di calore. E' stato considerato un termine di perdita di calore lineare U in W/(m°C)<sup>2</sup>. Tramite le indicazioni da normativa si è potuto risalire ai coefficienti di perdita una volta note le proprietà relative alla geometria e alla composizione dei vari strati di materiale di cui sono composte le tubazioni. La formula di riferimento per il calcolo delle perdite di calore unitarie è la seguente:

$$\Phi = U \cdot [(T_m + T_r) - 2 \cdot T_t] \tag{10}$$

**Tabella 22: Termini per stimare la perdita di calore unitaria per coppia di tubazione**

Simbolo	U.M.	Descrizione
Φ	W/m	Perdita di calore unitaria per coppia di tubazioni
U	W/(m°C)	Coefficiente di trasmissione termica
T <sub>m</sub>	°C	Temperatura di mandata
T <sub>r</sub>	°C	Temperatura di ritorno
T <sub>t</sub>	°C	Temperatura del terreno

Il termine U è stato ricavato come inverso della somma delle resistenze termiche dei vari materiali, tenendo conto inoltre nel calcolo della resistenza del terreno e della resistenza di scambio tra la tubazione di mandata e ritorno.

$$U = \frac{1}{(R_{Tts} + R_{Ti} + R_{Ttg} + R_{Tt} + R_{Ts})} \tag{11}$$

**Tabella 23: Termini che compongono il coefficiente di trasmissione U**

Simbolo	U.M.	Descrizione
R <sub>Tts</sub>	m°C/W	Resistenza termica del tubo di servizio
R <sub>Ti</sub>	m°C/W	Resistenza termica dell'isolamento
R <sub>Ttg</sub>	m°C/W	Resistenza termica del tubo di guaina
R <sub>Tt</sub>	m°C/W	Resistenza termica del terreno
R <sub>Ts</sub>	m°C/W	Resistenza termica di scambio tra le due tubazioni

Le resistenze sono state calcolate tramite le seguenti formule:

<sup>2</sup> Catalogo Socotherm

$$R_{Tts} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ts}} \cdot \ln \left[ \frac{d}{d_i} \right]$$

12

**Tabella 24: Termini che compongono la resistenza termica del tubo di servizio**

Simbolo	U.M.	Descrizione
$\lambda_{ts}$	W /m°C	Conduttività termica del tubo di servizio
$d_i$	m	Diametro interno del tubo di servizio
$d$	m	Diametro esterno del tubo di servizio

$$R_{Ti} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_i} \cdot \ln \left[ \frac{D_i}{d} \right]$$

13

**Tabella 25: Termini che compongono la resistenza termica dell'isolamento**

Simbolo	U.M.	Descrizione
$\lambda_i$	W /m°C	Conduttività termica dell'isolamento
$D_i$	m	Diametro interno del tubo guaina
$d$	m	Diametro esterno del tubo di servizio

$$R_{Ttg} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{tg}} \cdot \ln \left[ \frac{D}{D_i} \right]$$

14

**Tabella 26: Termini che compongono la resistenza termica del tubo di guaina**

Simbolo	U.M.	Descrizione
$\lambda_{tg}$	W /m°C	Conduttività termica del tubo guaina
$D_i$	m	Diametro interno del tubo guaina
$D$	m	Diametro esterno del tubo guaina

$$R_{Tt} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_t} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot Z_c}{D} \right]$$

15

**Tabella 27: Termini che compongono la resistenza termica del terreno**

Simbolo	U.M.	Descrizione
$\lambda_t$	W /m°C	Conduttività termica del terreno
$D$	m	Diametro esterno del tubo guaina
$Z$	m	Profondità effettiva di posa asse tubazione
$R_0$	m <sup>2</sup> °C/W	Resistenza di transizione superficiale
$Z_c$	m	Profondità virtuale di posa

$$R_{Ts} = \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_t} \cdot \ln \left[ 1 + \left( \frac{2 \cdot Z_c}{C} \right)^2 \right]$$

16

**Tabella 28: Termini che compongono la resistenza termica di scambio tra le tubazioni**

Simbolo	U.M.	Descrizione
$\lambda_t$	W /m°C	Conduttività termica del terreno

C	m	Distanza fra gli assi delle due tubazioni
Z	m	Profondità effettiva di posa asse tubazione
R <sub>0</sub>	m <sup>2</sup> °C/W	Resistenza di transizione superficiale
Z <sub>c</sub>	m	Profondità virtuale di posa

Il valore di R<sub>0</sub> è pari a 0,0685 m<sup>2</sup>°C/W.

$$Z_c = Z + R_0 \cdot \lambda_t$$

17

Per stimare i valori delle resistenze è stato necessario ricorrere a parametri geometrici delle tubazioni quali diametri, spessori e i valori caratteristici dei materiali.

**Tabella 29: Conduttività dei materiali della tubazione**

Simbolo	U.M.	Valore
λ <sub>acciaio</sub>	W/m°C	55
λ <sub>schiuma poliuretano</sub>	W/m°C	0,03
λ <sub>polietilene</sub>	W/m°C	0,35
λ <sub>terreno</sub>	W/m°C	1,2

**Tabella 30: Parametri caratteristici delle tubazioni**

DN		100	125	150	200	250	350	400
di	mm	107,1	132,5	160,3	210,1	263	344,4	393,8
d	mm	114,3	139,7	168,3	219,1	273	355,6	406,4
Di	mm	193,6	218	242,2	305,2	387,4	484,4	542,4
D	mm	200	225	250	315	400	500	560
s	mm	3,2	3,5	3,9	4,9	6,3	7,8	8,8
Z	m	1,15	1,1625	1,175	1,2075	1,25	1,3	1,33
Zc	m	1,2322	1,2447	1,2572	1,2897	1,3322	1,3822	1,4122
C	mm	400	425	450	515	600	700	760

Di seguito sono infine riportati i valori delle resistenze e i coefficienti di trasmissione lineare per le varie tubazioni, calcolati tramite le equazioni elencate nelle pagine precedenti e ipotizzando una temperatura del terreno di 15 °C.

**Tabella 31: Resistenze termiche e coefficienti di trasmissione per le tubazioni**

DN		100	125	150	200	250	350	400
R <sub>Ts</sub>	m°C/W	0,000188	0,000153125	0,000141	0,000121	0,000108	9,26E-05	9,11E-05
R <sub>Ti</sub>	m°C/W	2,795732	2,36085626	1,93122	1,758391	1,856788	1,639899	1,531465
R <sub>Ttg</sub>	m°C/W	0,01479	0,01437227	0,014414	0,014372	0,014555	0,014414	0,014521
R <sub>Tt</sub>	m°C/W	0,425027	0,410743776	0,398095	0,370827	0,343442	0,318733	0,30655
R <sub>Ts</sub>	m°C/W	0,242883	0,236361717	0,230291	0,216283	0,20101	0,186293	0,178748
U	W/(m°C)	0,28747	0,330853351	0,388476	0,42373	0,413924	0,463085	0,492277

Per una stima cautelativa delle perdite si è assunto come coefficiente di trasmissione termica il termine maggiore, corrispondente alla tubazione DN 400:

$$\Phi_{\text{disperso}} = U \cdot [(T_m + T_r) - 2 \cdot T_c] = 0,49 \cdot [(75 + 62) - 2 \cdot 15] = 52,67 \frac{\text{W}}{\text{m}} \quad 18$$

Questo termine corrisponde alla perdita lineare di calore lungo la tubazione. Per stimare le perdite nominali della rete si è tenuto conto della lunghezza complessiva della rete:

$$\phi_{\text{disperso totale}} = \Phi \cdot \text{lunghezza}_{\text{RTL}} = 0,05267 \cdot 1.996 = 105 \text{ KW} \quad 19$$

$$\phi_{\text{disperso totale percentuale}} = \frac{\phi_{\text{totale}}}{\text{Capacità rete}} = \frac{105}{6.089} = 1,72 \% \quad 20$$

La capacità della rete è stata considerata pari alla somma delle sole potenze delle caldaie. Il flusso di energia annuale disperso è stata calcolato invece come rapporto tra le perdite annuali della rete e i consumi annuali del 2010:

$$\psi_{\text{disperso totale percentuale}} = \frac{\phi_{\text{totale}} \cdot 8760}{\text{Eth, mis 9}} = \frac{919.800}{6.491.800} = 14,2 \% \quad 21$$

Le perdite di potenza e di energia corrispondono a quelle che ci si aspetta da una rete di queste dimensioni. Avendo a disposizione la lunghezza dei vari tratti della rete si sono potute ricavare successivamente le perdite effettive del sistema di distribuzione fino alle utenze.

A questo scopo si sono utilizzati i valori del paragrafo 2.1.4 facenti riferimento alla distanza intercorsa tra i nodi della tubazione.

Di seguito sono riportate due rappresentazioni grafiche della rete. Nella prima immagine, in Figura 43, è stata rappresentata la rete di teleriscaldamento a partire dalla centrale fino ai singoli stabili con l'ausilio dei nodi (caselle bianche) e la lunghezza in metri interposta (caselle azzurre).

In Figura 44 invece si sono stimate le perdite di calore (caselle azzurre) lungo le tubazioni fra i nodi (caselle bianche) a partire dalla Figura 43.

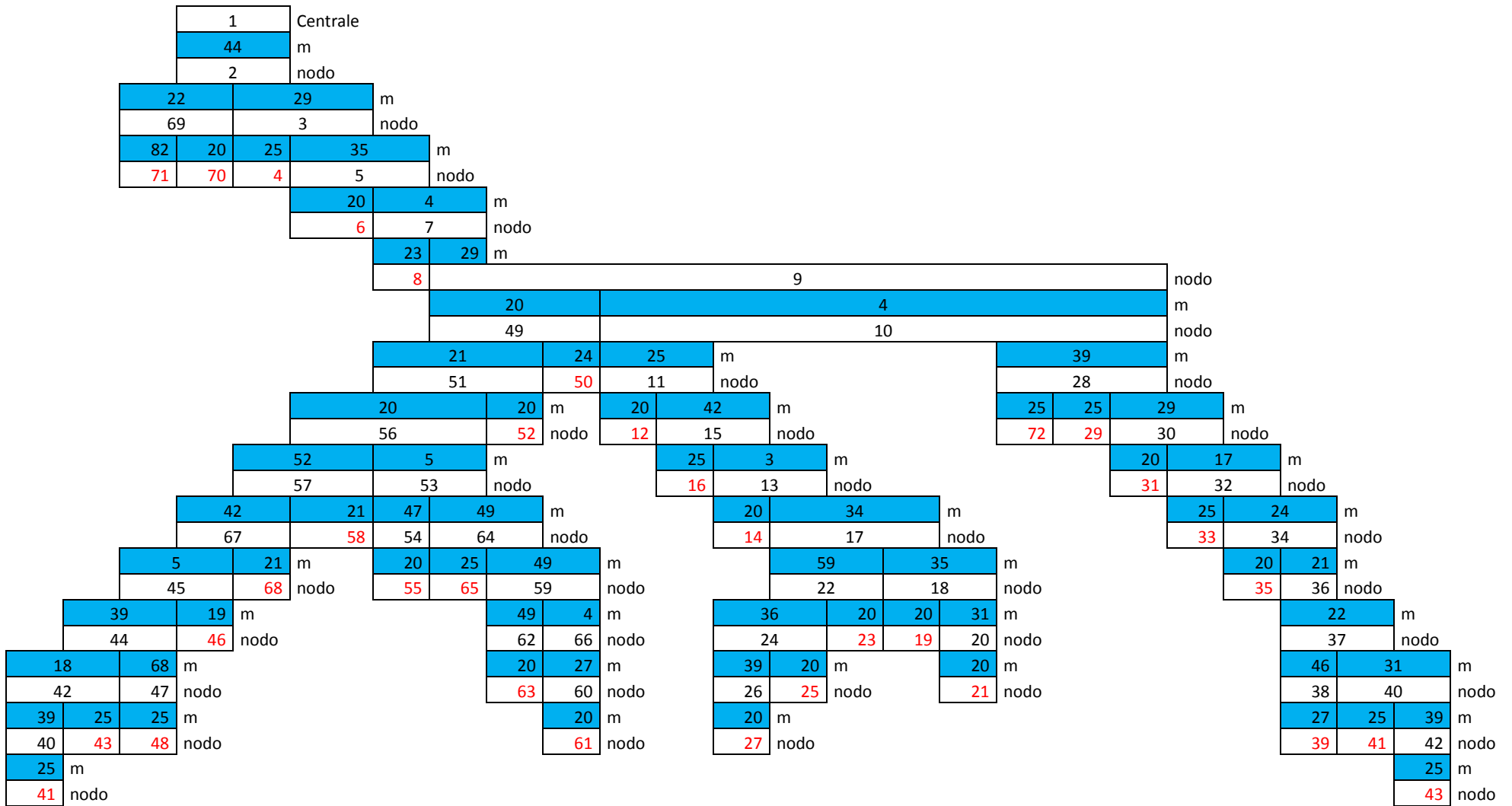


Figura 43: Rete di teleriscaldamento in metri

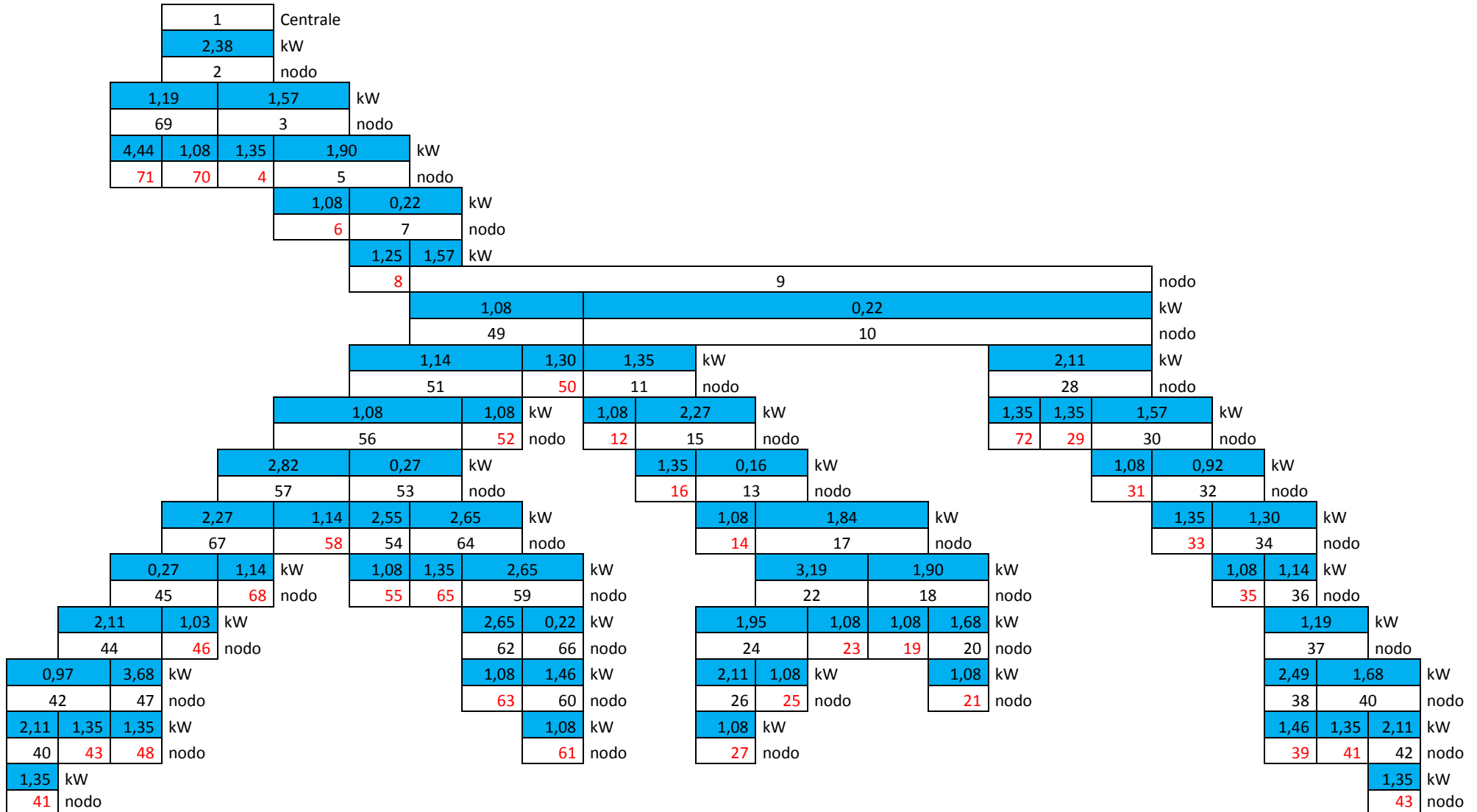


Figura 44: Rete di teleriscaldamento con perdite di calore lungo la tubazione



È stato così possibile calcolare le perdite di calore per ogni utenza, riportate in Tabella 32. Si può notare che le perdite risultano ridotte poiché la distanza intercorsa tra la centrale termica e l'utenza è al massimo di 433 m. Da precisare inoltre che per stimare le perdite delle utenze è stata suddivisa la dispersione di ogni tubazione di servizio, quella che trasporta il calore ad altre tubazioni e non arriva direttamente all'utenza, fra le utenze che serve, per evitare una perdita sovrastimata.

**Tabella 32: Perdite di calore per ogni utenza e distanza complessiva dalla centrale**

Utenza	Perdita [KW]	Distanza tra centrale ed utenza [m]
71	4,968885	148
70	1,703116	86
4	1,436349	98
6	1,234433	128
8	1,39972	135
50	1,594738	185
52	1,484602	202
12	1,474027	190
72	1,829575	209
29	1,829575	209
16	2,053438	237
31	1,820796	233
58	2,099128	275
14	1,816406	235
33	2,263255	255
68	2,541587	317
55	4,131455	274
65	2,779497	281
35	2,315929	274
46	2,502082	320
23	3,210503	328
19	3,096377	304
63	6,387645	374
25	4,15863	364
21	4,729261	335
43	3,976945	383
48	7,084693	433
61	5,439518	356
27	6,212904	403
39	6,600055	370
41	4,88816	353
41	6,031219	422
43	6,942434	392

#### 2.4.4 Definizione di un primo set di indici di performance energetica dell'impianto e della rete

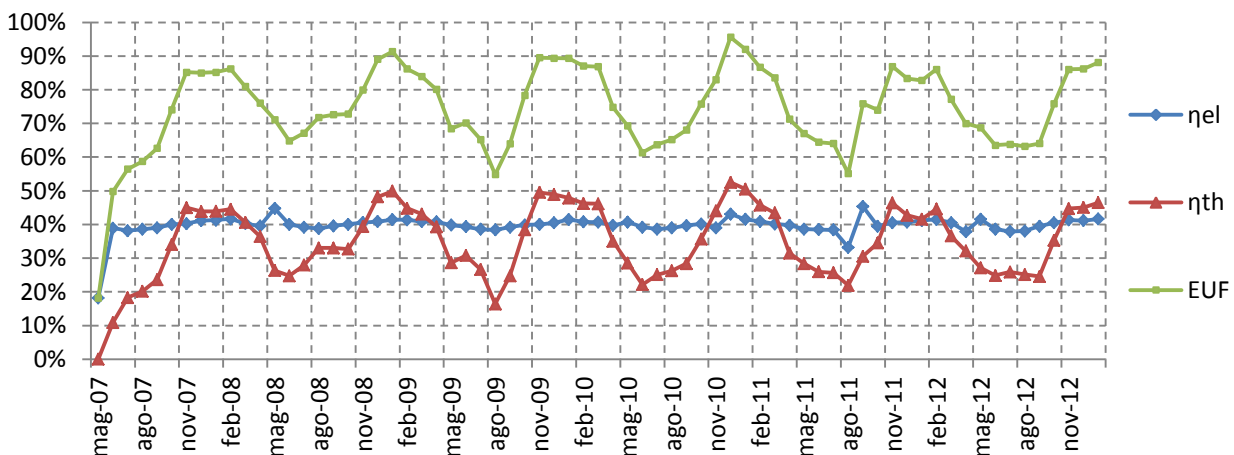
Sulla base dei dati sperimentali rilevati dai misuratori installati, sono state condotte le prime analisi volte alla valutazione/definizione di alcuni indici di performance energetica dell'impianto. Si sono valutati innanzitutto i principali indici relativi all'esercizio del cogeneratore, quali i rendimenti elettrico, termico, totale e il rapporto di cogenerazione, così da poter eseguire una prima valutazione sul funzionamento stagionale del motore. I trend rilevati sono riportati in Figura 45:

$$\eta_{el-CHP} = \frac{E_{el}}{\dot{m}_b \cdot H_i} \quad 22$$

$$\eta_{th-CHP} = \frac{E_{th}}{\dot{m}_b \cdot H_i} \quad 23$$

$$EUF_{CHP} = \eta_{el-CHP} + \eta_{th-CHP} \quad 24$$

$$\lambda = \frac{E_{th}}{E_{el}} \quad 25$$



**Figura 45: Indici di performance energetica del cogeneratore**

Il rendimento elettrico mensile del cogeneratore, come si osserva nel grafico, è compreso tra il 39-40%, intervallo tipico di un cogeneratore con motore a combustione interna di questa taglia.

I valori sono molto simili al dato nominale di targa, 38,6%, ed il loro andamento si può considerare praticamente costante, il che riflette le considerazioni precedentemente fatte sulla politica di utilizzo del cogeneratore.

Il rendimento termico presenta invece un andamento più discontinuo, con variazioni tra il 20-45% a seconda dei mesi: i valori sono maggiori nella stagione invernale e minori in quella estiva. La motivazione di tale oscillazione risiede nel fatto che d'estate, come si dimostrerà nei capitoli successivi, il calore prodotto dal cogeneratore non viene inviato al collettore di accumulo, ma ad un dispersore arotermo. In questi casi la produzione termica misurata risulta inferiore a quella effettiva.

L'indice di utilizzazione del combustibile, EUF, rispecchia l'andamento del rendimento termico.

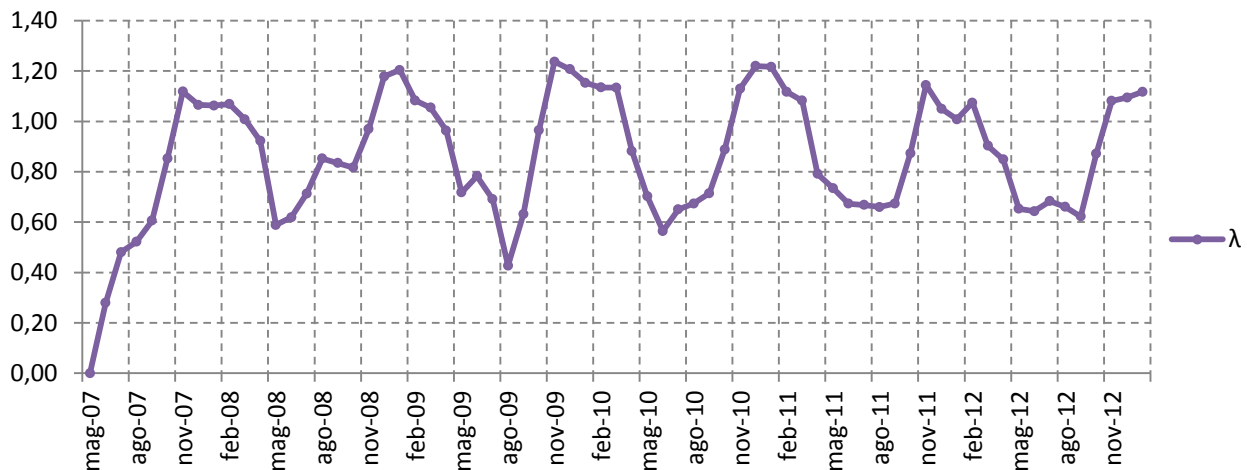


Figura 46: Rapporto di cogenerazione

Il termine lambda è indicativo della direzione verso cui si sposta la produzione: energia termica durante i mesi invernali ed energia elettrica nei mesi estivi. È stato inoltre calcolato l'indice PES (Primary Energy Savings), al fine di individuare quali siano i mesi in cui si registra il maggior risparmio di energia primaria.

$$PES = 1 - \frac{\dot{m}_b \cdot H_i}{\frac{E_{el}}{\eta_{el,s}} + \frac{E_{th}}{\eta_{th,s}}}$$

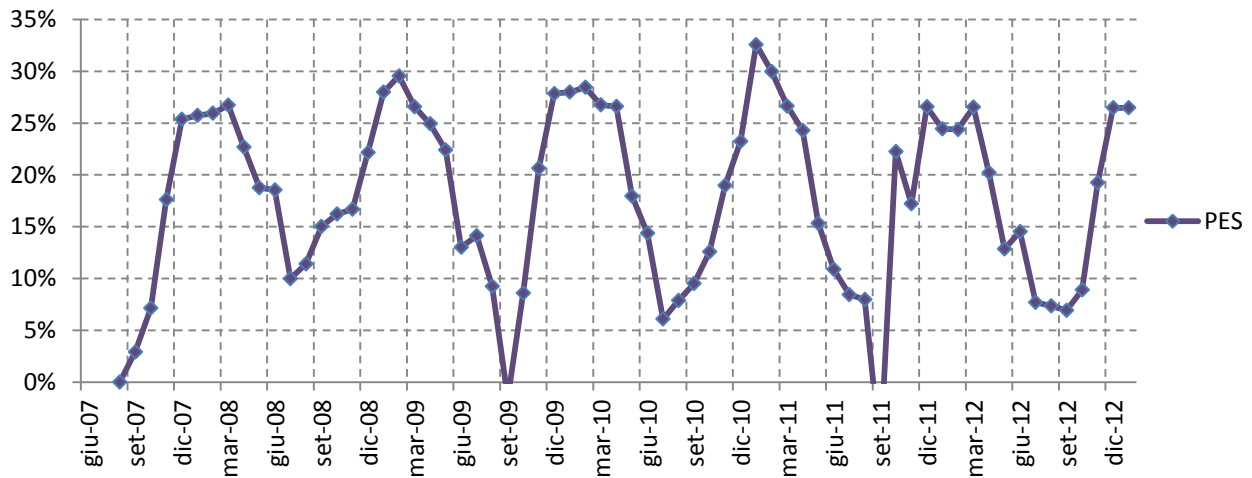
26

I rendimenti elettrici e termici separati sono stati determinati in base alla Decisione della Commissione Europea del 21/12/2006, la quale prescrive alcune correzioni per il rendimento elettrico separato in funzione delle condizioni climatiche del Paese considerato. Si ottiene dal calcolo  $\eta_{el,s}=0.4789$  e  $\eta_{th,s}=0.9$ .

Tabella 33: Metodologia per stimare il rendimento elettrico separato

Grandezza	Valore	U.M.
<b>Rendimento elettrico separato a 15°C e 1 bar</b>	52,5	%
<b>Correzione sulla temperatura</b>	52,7	%
Temperatura di riferimento	15	°C
Temperatura media Italia	13,3	°C
<b>Correzione per le perdite</b>	47,9	%
Tensione allaccio cogeneratore	400-231	V
Correzione per elettricità esportata verso la rete	0,925	%
Correzione per elettricità consumata in loco	0,86	%
Energia venduta	75,9	%
Energia autoconsumata	24,1	%

Come si osserva in Figura 47, il valore del PES dell'impianto di cogenerazione varia tra valori leggermente negativi e il 30%. I valori più bassi si presentano durante i mesi estivi.



**Figura 47: Andamento mensile del PES del cogeneratore**

Sulla base delle analisi sopra condotte, sono stati inoltre individuati ulteriori indici di performance, relativi al funzionamento della rete termica:

- Efficienza della produzione termica
- Efficienza dell'accumulo di calore
- Efficienza della rete di distribuzione del calore
- Quota di energia termica utile del cogeneratore
- Efficienza termica globale

Nel seguito è descritto come sono stati ricavati i vari indici e quali siano i loro andamenti mensili e annuali.

#### *Efficienza di produzione termica*

Questo indice mostra la percentuale di calore dispersa al dispersore aerotermo in funzione dell'energia termica totale prodotta dal cogeneratore (Figura 48). Come già evidente nel paragrafo 2.4.2 le perdite legate alla produzione di calore sono maggiori nella stagione estiva e arrivano a picchi del 45-50% nei mesi di Luglio e Agosto. In questi mesi, la produzione del cogeneratore risulta essere infatti per la gran parte in eccesso.

$$\text{Perdite}_{\text{produzione}\%} = \frac{\text{Perdite}_{\text{produzione}}}{E_{\text{th,calcolata CHP}}}$$

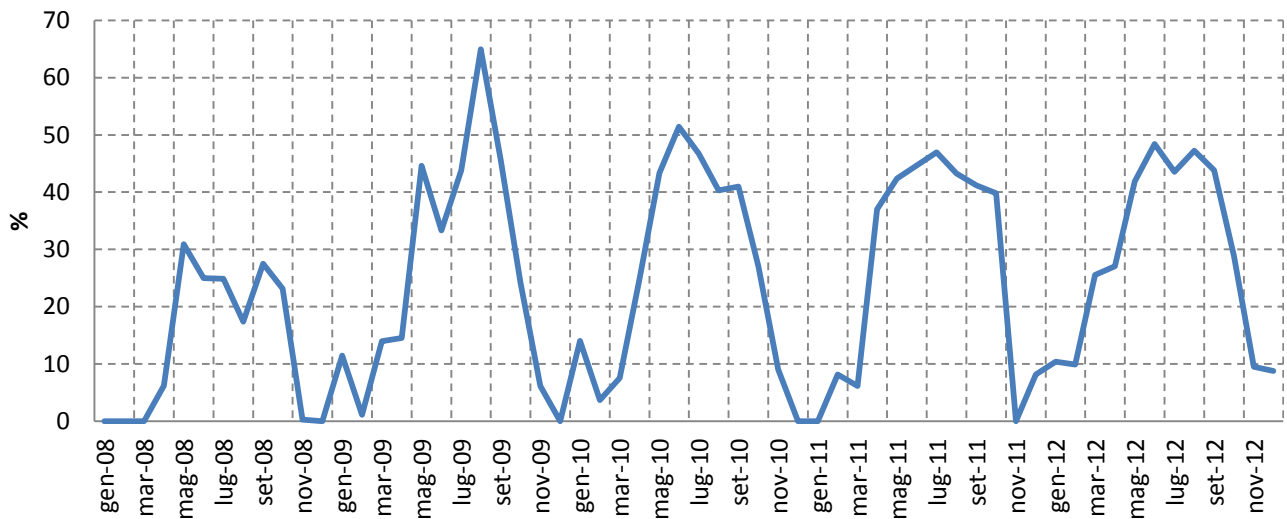


Figura 48: Perdite di calore percentuali mensili lato produzione CHP

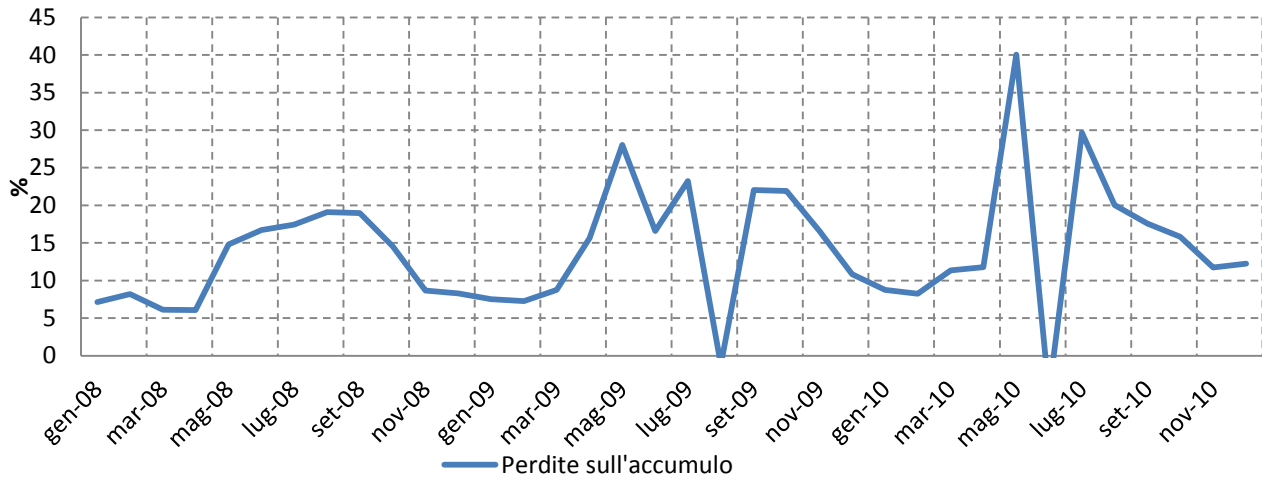
Tabella 34: Perdite di calore percentuali annuali lato produzione CHP

Anno	Produzione CHP teorica	Perdite produzione	Perdite produzione
Simbolo	$E_{th,calcolata\ CHP}$	Perdite <sub>produzione</sub>	Perdite <sub>produzione</sub> %
U.M.	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	%
2008	4.229.214	323.970	8
2009	4.229.214	1.068.824	25
2010	4.257.222	1.074.722	25
2011	4.019.154	1.018.914	25
2012	4.194.204	1.213.213	29

### Efficienza dell'accumulo di calore

Questo indice mostra la percentuale di calore dispersa dall'accumulo, in relazione all'energia termica totale che vi confluisce. Gli andamenti mensili di tale indice sono riportati in Figura 49.

$$\text{Perdite}_{\text{accumulo}\%} = \frac{\text{Perdite}_{\text{accumulo}}}{E_{th,mis6} + \text{Cons}_{g,n.mis2} \cdot 9,59 \cdot \eta - E_{th,mis17}}$$



**Figura 49: Perdite di calore percentuali mensili sull'accumulo**

**Tabella 35: Perdite di calore percentuali annuali sull'accumulo**

Anno	Produzione CHP mis 6	Produzione caldaie mis2	Perdite accumulo	Richiesta assorbitore misuratore nr. 17	Perdite accumulo
Simbolo	$E_{th,mis\ 6}$	$Cons_{g,n,mis2} \cdot 9,59 \cdot \eta$	$Perdite_{accumulo}$	$E_{th,mis\ 17}$	$Perdite_{accumulo}\ %$
U.M.	kWh	kWh	kWh	kWh	%
2008	3.905.244	4.361.861	803.565	116.900	10
2009	3.160.390	5.010.009	1.002.609	190.800	13
2010	3.182.500	5.658.419	1.124.659	84.700	13

### Efficienza di distribuzione del calore

Le perdite di distribuzione coincidono con il valore percentuale ricavato al paragrafo 2.4.3.

$$Perdite_{distribuzione}\ \% = \frac{Perdite_{distribuzione}}{E_{th,9}}$$

29

**Tabella 36: Perdite di calore percentuali annuali sul lato distribuzione**

Anno	Richiesta termica mis. 9	Perdite distribuzione	Perdite distribuzione
Simbolo	$E_{th,mis\ 9}$	$Perdite_{distribuzione}$	$Perdite_{distribuzione}\ %$
U.M.	$KWh_{th}$	$KWh_{th}$	%
2009	5.994.700	341.870	5,7
2010	6.491.800	815.977	12,6

### Perdite globali di energia termica

Le perdite di calore ricavate nelle diverse sezioni dell'impianto nei capitoli precedenti sono state confrontate con la produzione totale effettiva dell'impianto, somma delle energie fornite dal cogeneratore e dalle caldaie.

$$\text{Perdite tot}_{\text{produzione}\%} = \frac{\text{Perdite}_{\text{produzione}}}{E_{\text{th,calcolata}} + \text{Cons}_{\text{g.n.mis2}} \cdot 9,59 \cdot \eta} \quad 30$$

$$\text{Perdite tot}_{\text{accumulo}\%} = \frac{\text{Perdite}_{\text{accumulo}}}{E_{\text{th,calcolata}} + \text{Cons}_{\text{g.n.mis2}} \cdot 9,59 \cdot \eta} \quad 31$$

$$\text{Perdite tot}_{\text{distribuzione}\%} = \frac{\text{Perdite}_{\text{distribuzione}}}{E_{\text{th,calcolata}} + \text{Cons}_{\text{g.n.mis2}} \cdot 9,59 \cdot \eta} \quad 32$$

$$\text{Perdite tot}_{\%} = \text{Perdite tot}_{\text{produzione}\%} + \text{Perdite tot}_{\text{accumulo}\%} + \text{Perdite tot}_{\text{distribuzione}\%} \quad 33$$

In tal modo, sono state evidenziate in Tabella 37 le ripartizioni dei vari fattori di perdita sul totale per gli anni 2009 e 2010. Si nota come la perdita termica complessiva dell'intero sistema di produzione e distribuzione arrivi sino al 30% del totale.

**Tabella 37: Perdite annuali globali di energia termica**

Anno	Perdite globali dispersore	Perdite globali collettore	Perdite globali RTL	Perdite globali
Simbolo	Perdite tot <sub>dispersore%</sub>	Perdite tot <sub>collettore%</sub>	Perdite tot <sub>rete TRL%</sub>	Perdite tot %
U.M	%	%	%	%
2009	12	11	4	26
2010	11	11	8	30



### 3 Analisi delle possibili ottimizzazioni

Al fine di poter determinare, e quantificare, i benefici derivanti da una conduzione del cogeneratore allineata all'effettiva richiesta termica, si è dovuto effettuare un focus sul fabbisogno orario delle utenze stesse; non essendo disponibili però i valori di carico termico orario, ma solamente dati a consuntivo mensile, si è proceduto con una ricostruzione teorica del profilo di carico termico delle utenze connesse all'impianto. In questo modo si potrà effettuare successivamente un confronto, ora per ora, tra la produzione termica effettiva del cogeneratore e la domanda globale delle utenze, e stabilire quando la produzione sia realmente utilizzata e quando invece risulti eccessiva. Tali valutazioni saranno pertanto utili a stimare in seguito una programmazione giornaliera ottimale del cogeneratore. Questa problematica non sussiste invece per i carichi elettrici, per i quali sono invece disponibili i dati orari.

#### 3.1 Ricostruzione dei fabbisogni termici delle utenze

Nel presente paragrafo si è cercato di determinare la richiesta oraria di energia termica, per un giorno-tipo di ogni mese dell'anno, di tutte le utenze connesse all'impianto di cogenerazione. Le utenze considerate nell'analisi sono la rete di teleriscaldamento, la palazzina uffici e l'assorbitore di calore. E' stata esclusa dalle valutazioni la sala cinema, data la modesta entità della domanda e la sua aleatorietà.

La rete di teleriscaldamento indica i consumi degli stabili residenziali del quartiere. La richiesta della palazzina uffici, invece, fa riferimento ai fabbisogni dell'edificio stesso per il riscaldamento degli ambienti, quindi è indicativa della stagione invernale. L'assorbitore, dovendo sopperire alla richiesta frigorifera della palazzina uffici, opera nella stagione estiva.

Per quanto concerne la palazzina uffici, non avendo a disposizione misure sperimentali dei valori orari di richiesta termica, ma soltanto i termini mensili, si è proceduto stabilendo un profilo di richiesta tipico di ogni utenza<sup>3</sup> e su questo si sono ripartiti i consumi dell'anno 2012 per le varie ore del giorno.

Analogo approccio si è seguito per quanto riguarda la rete di teleriscaldamento<sup>3</sup>, e i valori ottenuti dal calcolo sono stati poi confrontati con quelli misurati.

##### 3.1.1 Stima della richiesta termica della rete di teleriscaldamento

La determinazione della richiesta di calore oraria per gli stabili del quartiere è stata condotta in seguito a valutazioni teoriche sulle tipologie di domande, sulle temperature e sui gradi giorno della stagione oggetto di studio. Il periodo di riferimento è tra Ottobre 2007 e Settembre 2008.

I termini che compongono la richiesta complessiva di calore considerati sono:

- richiesta di calore per riscaldamento durante la stagione invernale;
- richiesta di calore per acqua calda sanitaria;
- dissipazioni della rete a causa delle perdite lungo le tubazioni.

Le richieste di calore sono state calcolate in base ai gradi giorno GG della zona di interesse.

##### *Determinazione dei gradi giorno*

L'equazione di riferimento per il calcolo dei gradi giorno è:

---

<sup>3</sup> A. Nepote, "Ottimizzazione energetica ed economica di un impianto di cogenerazione connesso ad una rete di teleriscaldamento di un quartiere residenziale", tesi di laurea

$$GG = \sum_{e=1}^n (T_0 - T_e)$$

In cui:

- n: numero di giorni del periodo convenzionale di riscaldamento ( $1 \leq n \leq 365$ )
- $T_0$  = temperatura ambiente convenzionale
- $T_e$  = temperatura esterna giornaliera

In Italia il periodo di osservazione, secondo la convenzione dettata dalla legge del 26 agosto 1993, nr. 412, è pari ad un anno e la temperatura ambiente convenzionale è di 20°C. Pertanto nel computo dei gradi giorno vengono considerate solo le differenze positive, corrispondenti ai giorni in cui la temperatura esterna è al di sotto di 20°C, mentre i termini negativi sono trascurati.

**Tabella 38: Fasce climatiche italiane**

Fascia	GG minimo	GG massimo
A	0	600
B	601	900
C	901	1400
D	1401	2100
E	2101	3000
F	3000	$+\infty$

Torino rientra nella fascia E, e per tutto il periodo considerato, tra Ottobre 2007 e Aprile 2008, che corrisponde al limite di esercizio per legge degli impianti di riscaldamento pubblico e residenziale per gli edifici in fascia geografica E, si ha che i gradi giorno della stagione di riscaldamento convenzionale sono 2315 GG. La ripartizione dei GG nei mesi di riscaldamento è riportata in Tabella 39.

**Tabella 39: GG nei mesi del periodo considerato**

Mese	GG mese	% GG mese su totale
Ottobre	176	7,6%
Novembre	353	15,2%
Dicembre	470	20,3%
Gennaio	456	19,7%
Febbraio	375	16,2%
Marzo	277	12,0%
Aprile	209	9,0%
Maggio	0	0%
Giugno	0	0%
Luglio	0	0%
Agosto	0	0%
Settembre	0	0%

### Calcolo del fabbisogno termico di riscaldamento

Gli edifici sono stati classificati in fascia costruttiva D, e pertanto il fabbisogno termico specifico nominale corrispondente è di 51 kWh/m<sup>3</sup>/anno.

Avendo inoltre a disposizione il valore della volumetria totale riscaldata, pari a 80.000 m<sup>3</sup>, è stato possibile determinare il fabbisogno termico annuale per tutto il quartiere oggetto di studio.

$$\begin{aligned} \text{Fabbisogno}_{\text{annuale}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right] &= \text{Volume riscaldato}_{\text{tot}} [\text{m}^3] \cdot \text{Fabbisogno specifico}_{\text{annuale}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{anno} \cdot \text{m}^3} \right] \\ &= 4.080.000 \end{aligned} \quad 35$$

Successivamente si è moltiplicato il termine del fabbisogno annuale per la percentuale di gradi giorno del singolo giorno di ogni mese per ricavare il fabbisogno termico giornaliero:

$$\text{Fabbisogno}_{\text{giornaliero}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right] = \text{Fabbisogno}_{\text{annuale}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right] \cdot \frac{GG_{\text{giornalieri del mese}}}{GG_{\text{stagione riscaldamento}}} \quad 36$$

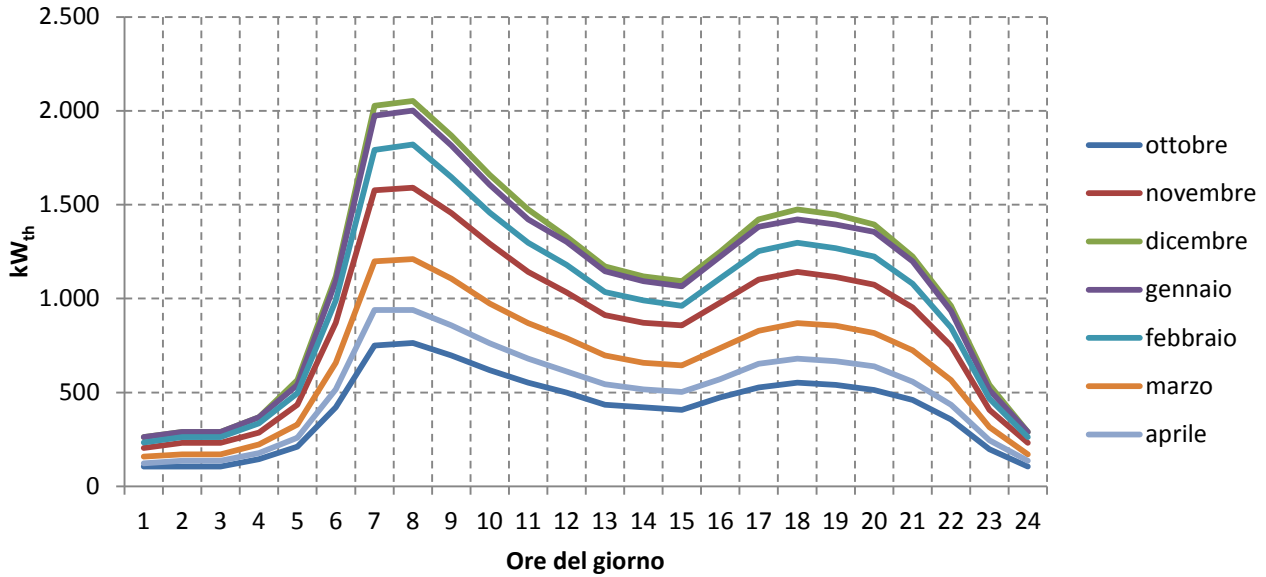
Stimata la richiesta specifica di ogni giorno del mese la si è distribuita secondo il profilo di carico normalizzato della rete di teleriscaldamento (Tabella 40) per trovare i fabbisogni orari. Per ipotesi, i valori della domanda per le varie ore coincidono per tutti i giorni dello stesso mese.

$$\text{Fabbisogno}_{\text{orario}} [\text{kW}] = \text{Fabbisogno}_{\text{giornaliero}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right] \cdot \frac{\% \text{ oraria profilo RTL}}{\% \text{ mensile GG}} \quad 37$$

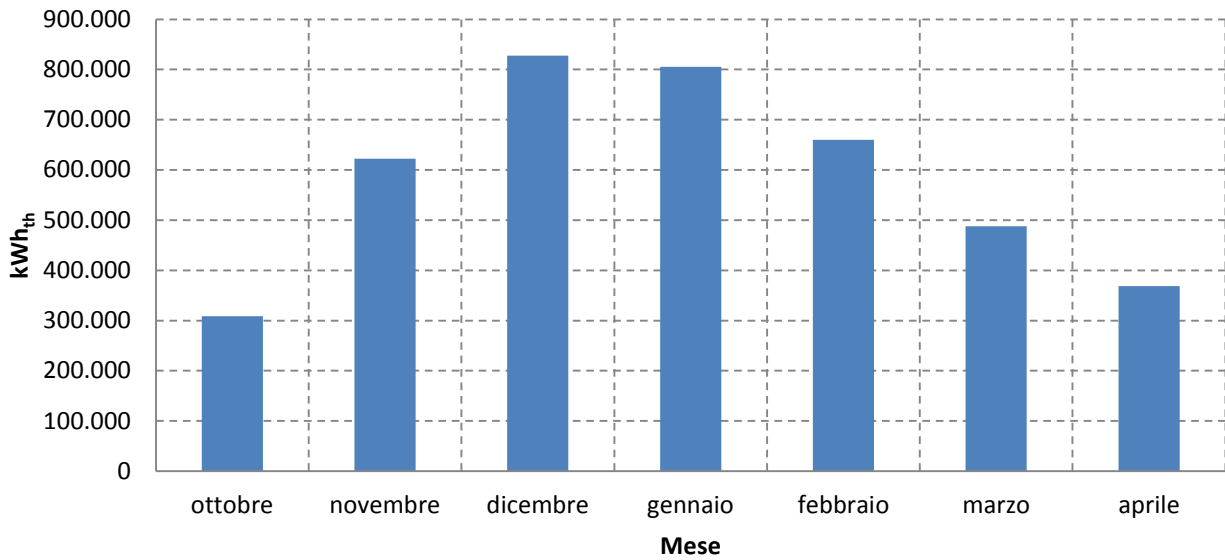
**Tabella 40: Profilo di carico termico normalizzato della rete di teleriscaldamento**

	Ora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Profilo orario rete di teleriscaldamento [%]																							
Ottobre	0,08	0,08	0,08	0,11	0,16	0,32	0,57	0,58	0,53	0,47	0,42	0,38	0,33	0,32	0,31	0,36	0,4	0,42	0,41	0,39	0,35	0,27	0,15	0,08
Novembre	0,15	0,17	0,17	0,21	0,32	0,64	1,16	1,17	1,07	0,95	0,84	0,76	0,67	0,64	0,63	0,72	0,81	0,84	0,82	0,79	0,7	0,55	0,3	0,17
Dicembre	0,2	0,22	0,22	0,28	0,43	0,85	1,54	1,56	1,42	1,26	1,12	1,01	0,89	0,85	0,83	0,95	1,08	1,12	1,1	1,06	0,93	0,73	0,41	0,22
Gennaio	0,2	0,22	0,22	0,28	0,41	0,83	1,5	1,52	1,38	1,22	1,08	0,99	0,87	0,83	0,81	0,93	1,05	1,08	1,06	1,03	0,91	0,71	0,39	0,22
Febbraio	0,16	0,18	0,18	0,23	0,34	0,68	1,23	1,25	1,13	1	0,89	0,81	0,71	0,68	0,66	0,76	0,86	0,89	0,87	0,84	0,74	0,58	0,32	0,18
Marzo	0,12	0,13	0,13	0,17	0,25	0,5	0,91	0,92	0,84	0,74	0,66	0,6	0,53	0,5	0,49	0,56	0,63	0,66	0,65	0,62	0,55	0,43	0,24	0,13
Aprile	0,09	0,1	0,1	0,13	0,19	0,38	0,69	0,69	0,63	0,56	0,5	0,45	0,4	0,38	0,37	0,42	0,48	0,5	0,49	0,47	0,41	0,32	0,18	0,1
Maggio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Giugno	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Luglio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Settembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

In Figura 50 è riportato l'andamento giornaliero della richiesta termica di riscaldamento degli edifici residenziali, mentre in Figura 51 è riportata la richiesta termica mensile per riscaldamento.



**Figura 50: Profilo orario della richiesta termica di riscaldamento mensile**



**Figura 51: Richiesta termica mensile per riscaldamento**

### Calcolo del fabbisogno termico di acqua calda sanitaria

La richiesta di acqua calda sanitaria da parte degli stabili residenziali, a differenza del fabbisogno termico per il riscaldamento, fa riferimento ad un arco temporale che comprende l'intero anno in esame.

Il primo obiettivo dell'analisi è stato stimare il fabbisogno di acqua dell'intero quartiere residenziale, successivamente si sono individuate le richieste di calore giornaliere per soddisfare la domanda di acqua calda.

Per calcolare il consumo di acqua calda di ogni alloggio si è ipotizzata un'occupazione di tre persone per alloggio e un consumo giornaliero per persona di 50 litri di acqua. Il quartiere si compone in totale di 460 appartamenti.

Pertanto la richiesta giornaliera totale del quartiere risulta essere:

$$\text{Fabbisogno ACS}_{\text{giornaliero}} \left[ \frac{\text{litri}}{\text{giorno}} \right] = \text{num}_{\text{persone}} \left[ \frac{\text{persone}}{\text{alloggio}} \right] \cdot \text{num}_{\text{alloggi}} [\text{alloggi}] \cdot \text{consumo specifico} \left[ \frac{\text{litri}}{\text{persona-giorno}} \right] = 69.000 \left[ \frac{\text{litri}}{\text{giorno}} \right] \quad 38$$

Dal termine di portata giornaliera si è determinata la quantità di calore necessaria a portare l'acqua dalla temperatura di falda, intorno ai 15°C, alla temperatura di utilizzo, circa 60°C.

$$\begin{aligned} \text{Fabbisogno energetico ACS}_{\text{giornaliero}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{giorno}} \right] &= \Delta T_{\text{in,out}} [\text{K}] \cdot c_{p\text{H}_2\text{O}} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \right] \cdot \rho_{\text{H}_2\text{O}} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot \frac{1}{1000} \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{litro}} \right] \cdot \text{Fabbisogno ACS}_{\text{giornaliero}} \left[ \frac{\text{litri}}{\text{giorno}} \right] \\ &\cdot \frac{1}{3600} \left[ \frac{\text{h}}{\text{s}} \right] = 3.610 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{giorno}} \right] \end{aligned} \quad 39$$

Moltiplicando il risultato ottenuto per il numero dei giorni dell'anno si è ricavato il fabbisogno energetico ACS annuale, che corrisponde a 1.318 MWh.

A partire dal termine annuale, ed utilizzando lo stesso procedimento per il calcolo del fabbisogno di energia termica per il riscaldamento, è stato possibile ricavare l'andamento orario della richiesta di calore per l'acqua calda sanitaria (Figura 52), tenendo conto del rispettivo profilo di carico normalizzato per l'ACS, riportato in Tabella 41.

**Tabella 41: Profilo di carico termico normalizzato dell'acqua calda sanitaria**

	Ora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	Profilo orario ACS [%]																							
Ottobre	0,08	0,09	0,09	0,12	0,17	0,34	0,62	0,63	0,57	0,51	0,45	0,41	0,36	0,34	0,34	0,39	0,44	0,45	0,44	0,43	0,38	0,30	0,16	0,09
Novembre	0,09	0,10	0,10	0,13	0,20	0,39	0,71	0,72	0,66	0,58	0,52	0,47	0,41	0,39	0,39	0,44	0,50	0,52	0,51	0,49	0,43	0,34	0,19	0,10
Dicembre	0,10	0,11	0,11	0,14	0,21	0,42	0,77	0,78	0,71	0,63	0,56	0,51	0,44	0,42	0,41	0,47	0,54	0,56	0,55	0,52	0,46	0,36	0,20	0,11
Gennaio	0,10	0,11	0,11	0,14	0,21	0,42	0,76	0,77	0,70	0,62	0,55	0,50	0,44	0,42	0,41	0,47	0,53	0,55	0,54	0,52	0,46	0,36	0,20	0,11
Febbraio	0,09	0,10	0,10	0,12	0,19	0,37	0,68	0,69	0,62	0,55	0,49	0,45	0,39	0,37	0,36	0,42	0,47	0,49	0,48	0,46	0,41	0,32	0,18	0,10
Marzo	0,09	0,10	0,10	0,12	0,19	0,37	0,68	0,69	0,62	0,55	0,49	0,45	0,39	0,37	0,36	0,42	0,47	0,49	0,48	0,46	0,41	0,32	0,18	0,10
Aprile	0,09	0,10	0,10	0,12	0,18	0,37	0,66	0,67	0,61	0,54	0,48	0,44	0,38	0,37	0,36	0,41	0,46	0,48	0,47	0,45	0,40	0,31	0,17	0,10
Maggio	0,08	0,08	0,08	0,11	0,16	0,31	0,57	0,58	0,53	0,46	0,41	0,38	0,33	0,31	0,31	0,35	0,40	0,41	0,41	0,39	0,34	0,27	0,15	0,08
Giugno	0,07	0,08	0,08	0,10	0,15	0,31	0,55	0,56	0,51	0,45	0,40	0,37	0,32	0,31	0,30	0,34	0,39	0,40	0,39	0,38	0,34	0,26	0,15	0,08
Luglio	0,07	0,07	0,07	0,09	0,14	0,28	0,50	0,51	0,46	0,41	0,36	0,33	0,29	0,28	0,27	0,31	0,35	0,36	0,36	0,34	0,30	0,24	0,13	0,07
Agosto	0,07	0,08	0,08	0,10	0,15	0,31	0,55	0,56	0,51	0,45	0,40	0,37	0,32	0,31	0,30	0,34	0,39	0,40	0,39	0,38	0,34	0,26	0,15	0,08
Settembre	0,07	0,08	0,08	0,10	0,15	0,30	0,54	0,55	0,50	0,44	0,39	0,36	0,31	0,30	0,29	0,33	0,38	0,39	0,38	0,37	0,33	0,26	0,14	0,08

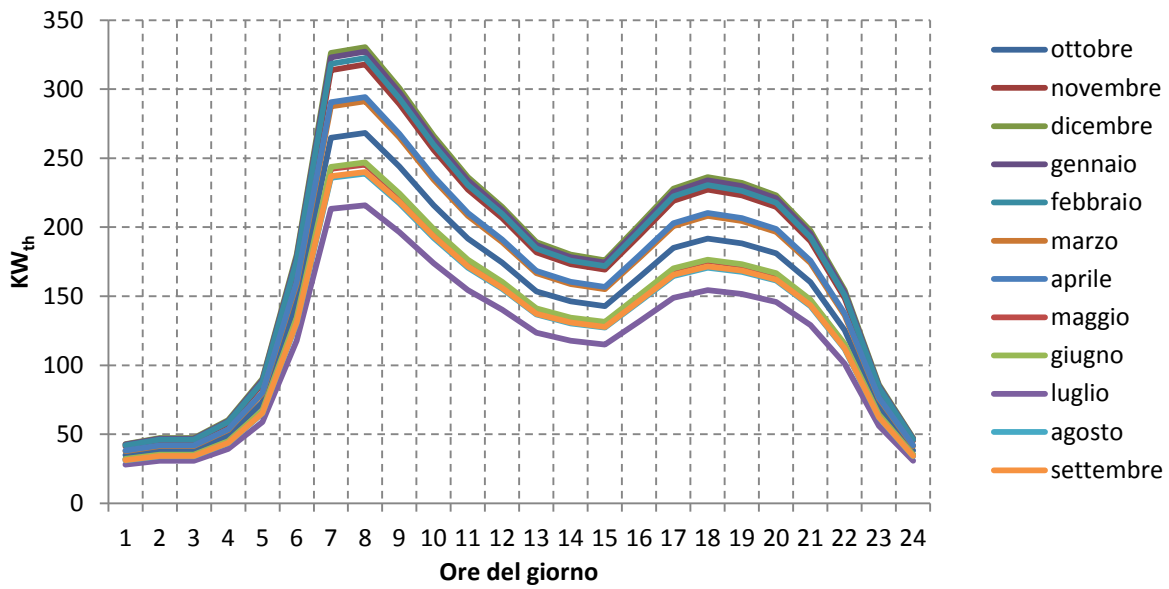


Figura 52: Profilo orario della richiesta termica di acqua calda sanitaria

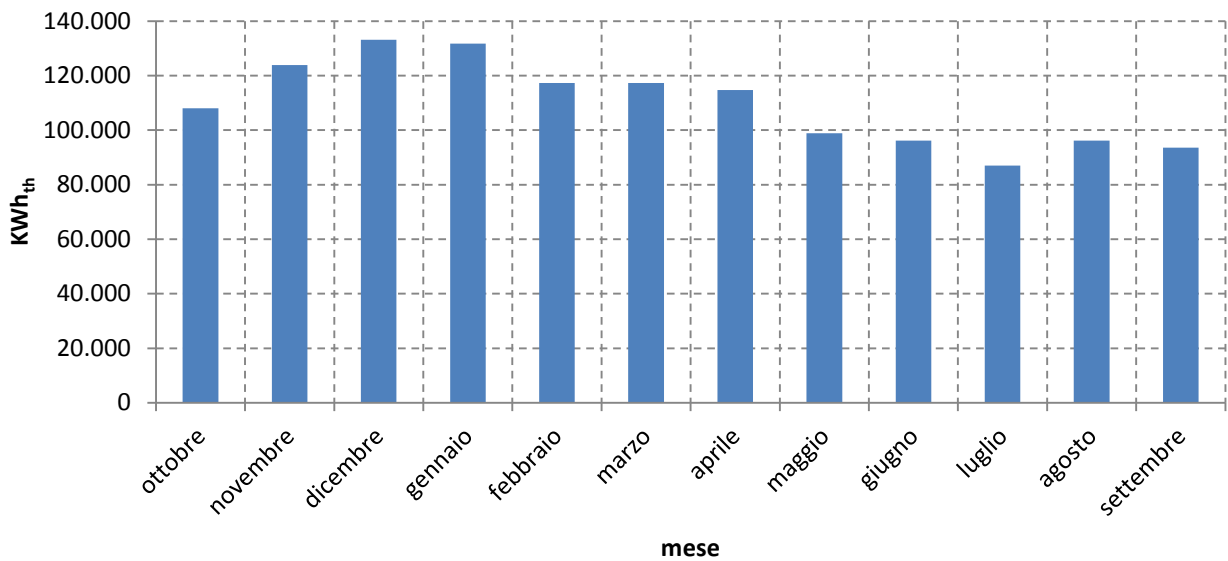
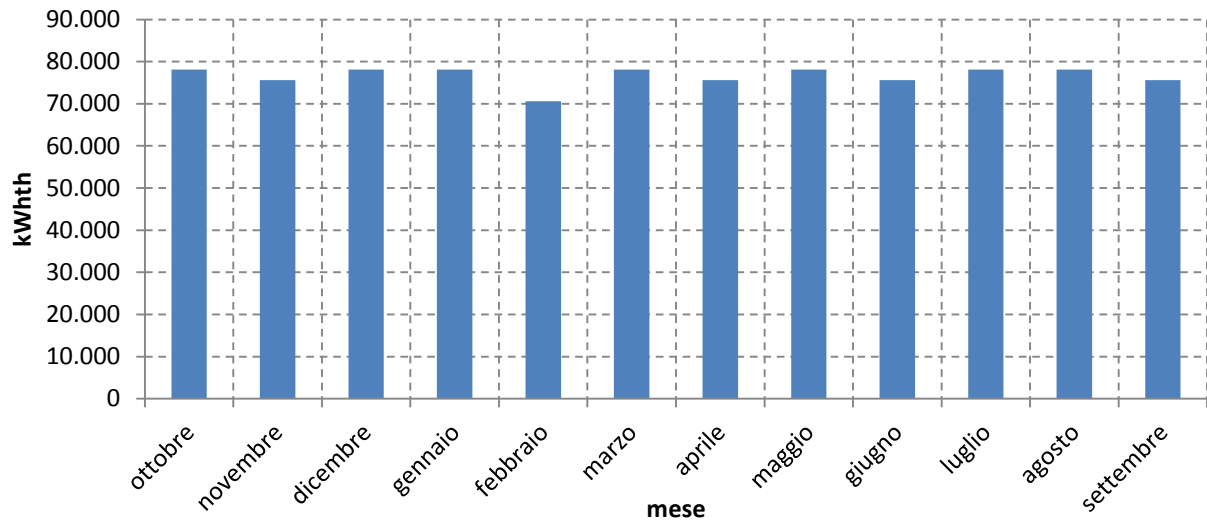


Figura 53: Richiesta termica di acqua calda sanitaria per mese

### Calcolo delle perdite della rete

Le perdite di calore della rete risultano essere di 105 kW, come stimato al paragrafo 2.4.3. In Figura 54 è riportato l'andamento mensile, sostanzialmente piatto. La dispersione annuale risulta essere di 919,8 MWh<sub>th</sub>.

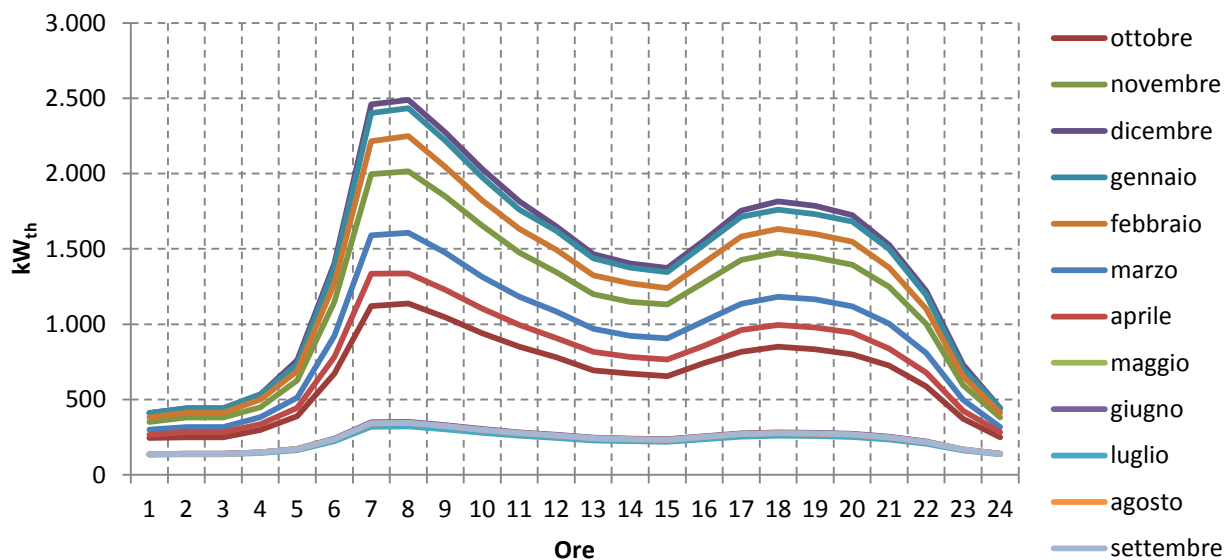




**Figura 54: Perdite di energia termica della rete per mese**

### Calcolo della richiesta termica totale

La richiesta termica totale delle utenze corrisponde alla domanda effettiva di calore per tutta la rete di teleriscaldamento e si ottiene sommando i fabbisogni del riscaldamento, di acqua calda e del termine delle perdite, sia per il profilo orario, Figura 55, che per i valori mensili, Figura 56.



**Figura 55: Profilo orario della richiesta termica totale**

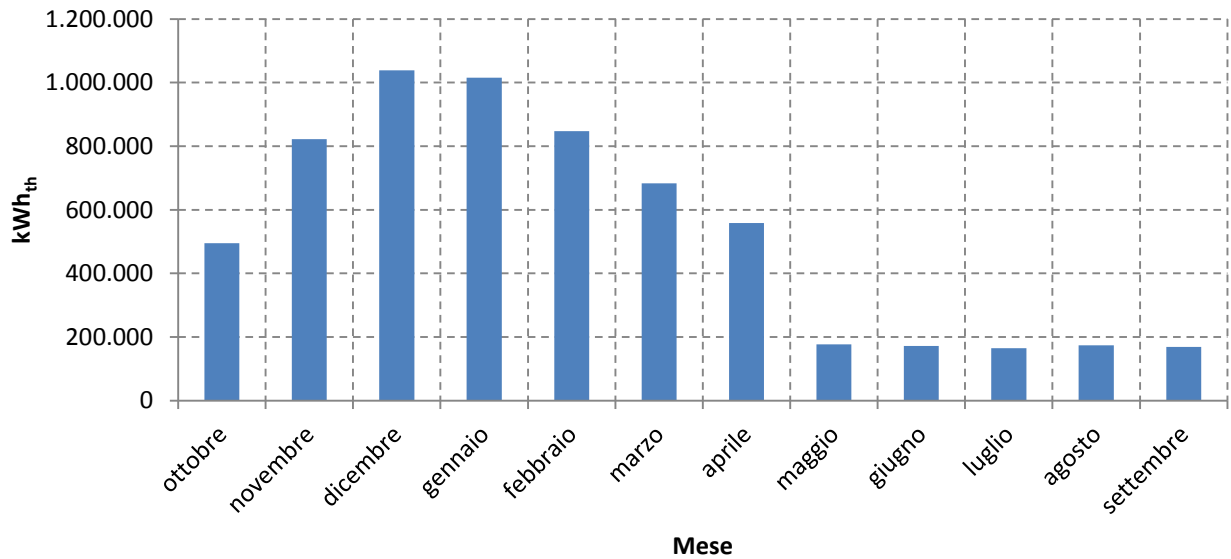


Figura 56: Richiesta termica totale per mese

La richiesta stimata di energia termica annuale per il quartiere risulta essere di 6.512 MWh<sub>th</sub>. Il valore è molto simile al valore sperimentale, 6.641 MWh<sub>th</sub>, a conferma della bontà delle ipotesi di calcolo assunte. Inoltre, in Figura 57 si riporta il confronto fra la domanda mensile sperimentale di energia termica degli stabili (come rilevata al misuratore nr. 9) e i valori desunti dal calcolo, da cui si evince la sostanziale aderenza anche nei trend mensili. Pertanto, si può assumere che gli andamenti orari e mensili calcolati siano una buona stima dei valori reali.

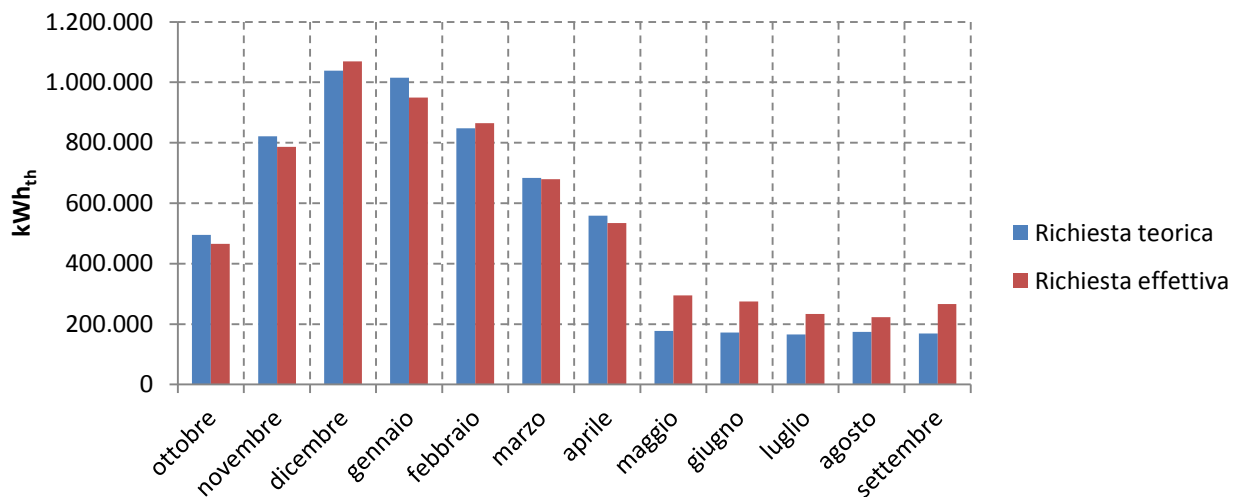


Figura 57: Confronto fra richiesta termica teorica e sperimentale

### 3.1.2 Stima della richiesta termica della palazzina uffici

Per determinare la richiesta termica oraria della palazzina uffici si è fatto innanzitutto riferimento alle energie mensili rilevate al misuratore nr.10.

Questi valori indicano i consumi effettivi della palazzina uffici per il riscaldamento degli ambienti; ed infatti si può osservare che i mesi che presentano consumi sono quelli di una tipica stagione di riscaldamento, ovvero da Ottobre a Aprile. E' presente, seppur minima, una richiesta ulteriore a Maggio. Nei mesi estivi invece la domanda di calore è stata sempre nulla.

E' stato ricavato inoltre un profilo orario di riscaldamento per una palazzina uffici durante la stagione invernale da un testo di letteratura<sup>4</sup> (Tabella 43), adattandolo al caso in esame, il quale prevede che il riscaldamento della palazzina uffici sia attivo dalle 5-18 di tutti i giorni feriali. Ripartendo i consumi giornalieri secondo il profilo ottenuto si sono determinati pertanto i consumi orari.

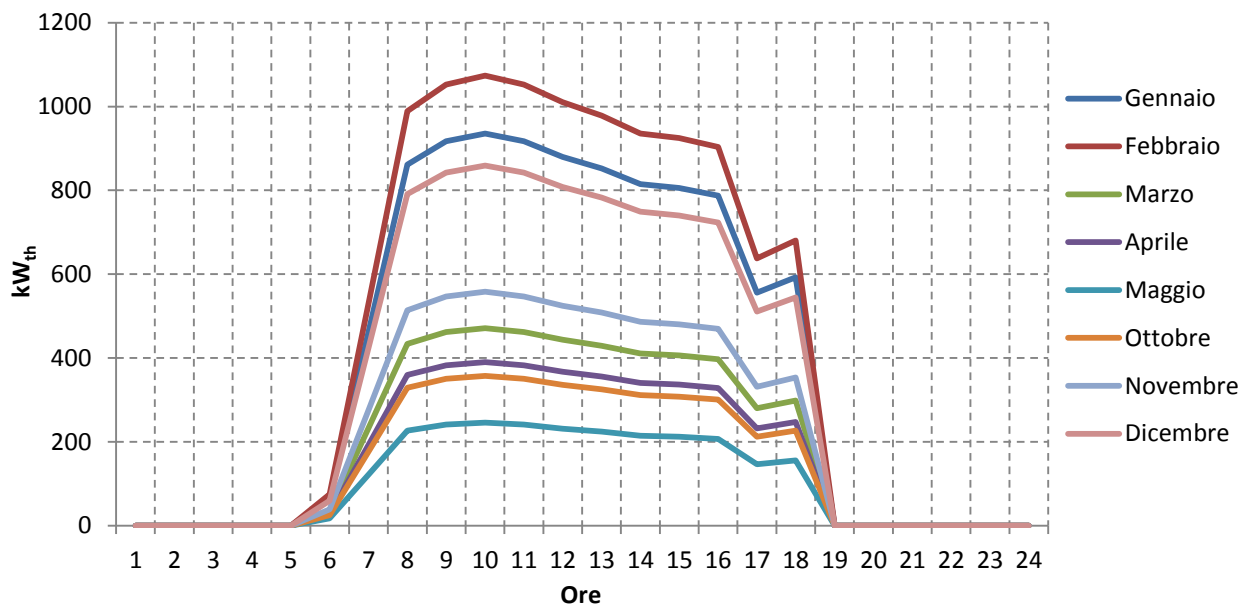
**Tabella 42: Consumi termici della palazzina uffici**

Anno 2012	Giorni/mese	Giorni riscaldamento spento	Consumi palazzina uffici mensili	Consumi palazzina uffici giornalieri
	d	d	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>
Gennaio	31	10	198.400	9.448
Febbraio	28	8	216.900	10.845
Marzo	31	9	104.700	4.759
Aprile	30	11	74.900	3.942
Maggio	31	25	14.900	2.483
Ottobre	31	18	46.900	3.608
Novembre	30	9	118.300	5.633
Dicembre	31	12	164.900	8.679

**Tabella 43: Profilo di richiesta termica per riscaldamento per una palazzina uffici**

Ora																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<b>Profilo % della potenza richiesta da una palazzina uffici rispetto alla domanda giornaliera</b>																							
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	4,9	9,1	9,7	9,9	9,7	9,3	9,0	8,6	8,5	8,3	5,9	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

<sup>4</sup> IEA: "Improved cogeneration and heat utilization in DH networks"



**Figura 58: Profilo di richiesta termica giornaliera per i vari mesi per la palazzina uffici**

Poiché la richiesta termica della palazzina uffici si è protratta fino a Maggio, anche se per pochi giorni, si è considerato che il riscaldamento sia rimasto attivo per tutto il mese di Aprile. Nei calcoli successivi tuttavia non si è tenuto conto della richiesta termica del mese di Maggio, poiché fa riferimento ad un numero esiguo di giorni. Ad Ottobre si è invece considerato, come per legge, che il riscaldamento sia entrato in funzione a partire dal 15° giorno.

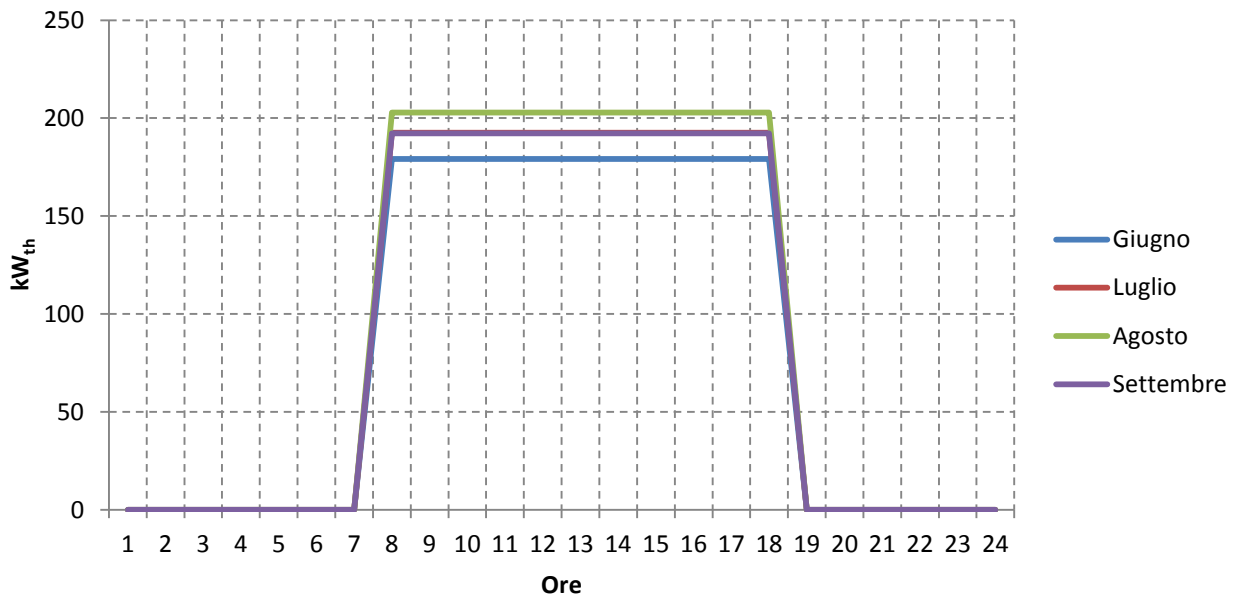
### 3.1.3 Stima della richiesta dell'assorbitore

L'energia termica mensile richiesta all'assorbitore risulta essere rilevata al misuratore nr.17. Secondo le comunicazioni della palazzina uffici l'assorbitore è in esercizio dalle 7-18 dei giorni feriali. I consumi orari sono stati calcolati ripartendo equamente fra le ore di esercizio le richieste mensili.

**Tabella 44: Consumi termici dell'assorbitore**

Anno 2012	Giorni/mese	Giorni assorbitore spento	Consumi assorbitore mensili	Consumi assorbitore giornalieri	Consumi assorbitore orari	Percentuale di carico
	d	d	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	%
Giugno	30	4	41.400	1.971	179	0,69
Luglio	31	5	46.600	2.118	193	0,74
Agosto	31	5	49.100	2.232	203	0,78
Settembre	30	13	29.600	2.114	192	0,74

La percentuale di carico dell'assorbitore è piuttosto bassa rispetto al valore nominale. Tale aspetto è da ricondursi all'inefficienza del compensatore idraulico a monte dell'assorbitore, che fa sì che l'acqua calda in ingresso abbia una temperatura media non superiore agli 80°C.



**Figura 59: Profilo di richiesta termica giornaliera per i vari mesi per l'assorbitore**

### 3.1.4 Costruzione della curva di domanda termica oraria delle utenze

Le energie orarie ottenute nei paragrafi precedenti per le singole utenze sono state sommate fra di loro per ogni mese, così da ottenere i profili di richiesta termica mensili che devono essere soddisfatti, ora per ora, dal cogeneratore e dalle caldaie (Figura 60).

Grazie a questi valori si è stati in grado di stimare in che momenti si verifichi effettivamente il picco della domanda di calore e quando la richiesta delle utenze risulti nulla.

Come si osserva in Figura 60, il picco della richiesta si presenta tra le 7 e le 9 del mattino, soprattutto nei mesi invernali, per la presenza contemporanea del riscaldamento della palazzina uffici e degli stabili residenziali.

E' evidente invece una distacco netto della domanda tra i mesi della stagione di riscaldamento, Ottobre-Aprile, e i mesi estivi. In particolare la richiesta termica estiva risulta essere costante durante tutto il giorno, per la presenza contemporanea dell'assorbitore e della richiesta di acqua calda sanitaria da parte delle utenze.

Inoltre, d'inverno i fabbisogni termici vengono soddisfatti dall'intervento simultaneo del cogeneratore e di due caldaie ausiliarie; nella stagione estiva, invece, la potenza termica del cogeneratore è notevolmente superiore alla richiesta delle utenze, con un surplus di produzione di circa 500 kW<sub>th</sub>.

Pertanto, dopo aver quantificato la differenza fra la potenza erogata e quella richiesta, si è proceduto, nel capitolo seguente, a determinare delle nuove configurazioni di esercizio del cogeneratore che limitino queste perdite di energia termica nei mesi estivi.

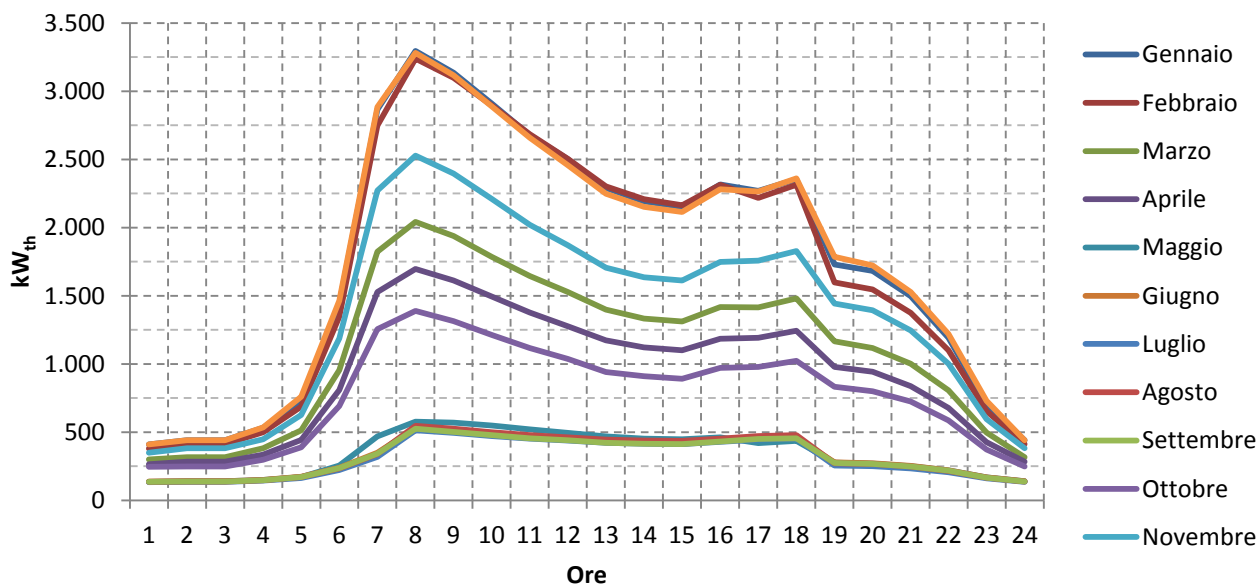


Figura 60: Profilo complessivo di richiesta termica giornaliera per i vari mesi

### 3.1.5 Confronto della produzione termica del cogeneratore rispetto alla richiesta termica delle utenze

Basandosi sui profili orari ricostruiti nei paragrafi precedenti e riferiti ad un giorno-tipo per ogni mese, si è effettuato, ora per ora, il confronto tra la potenza del cogeneratore e la richiesta termica delle utenze.

$$\text{Differenza} = P_{th\_CHP} - \text{Richiesta}_{utenze}$$

40

La differenza oraria, graficata in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, corrisponde alla riduzione in eccesso del cogeneratore.

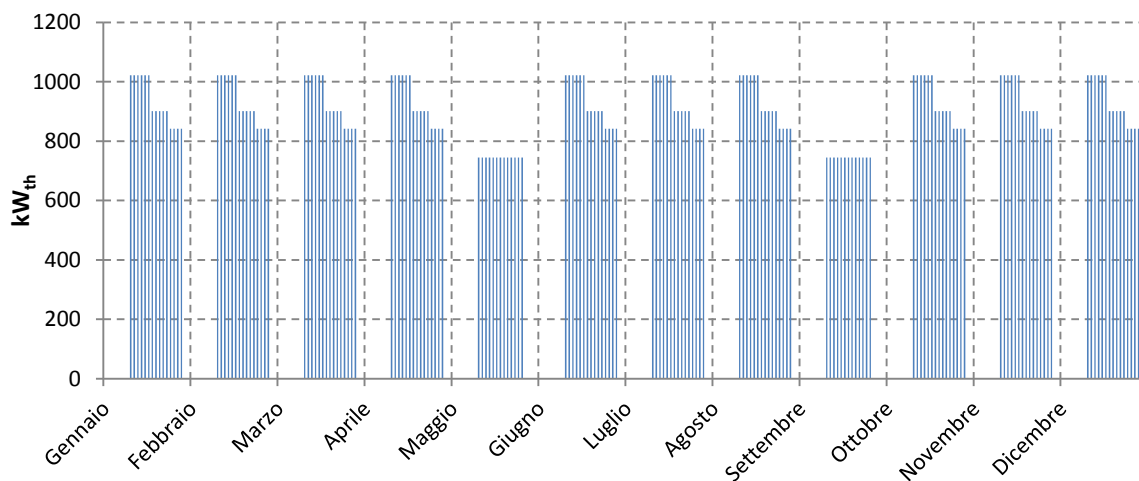


Figura 61: Differenza di potenza termica tra produzione e richiesta per le ore di un giorno-tipo di tutti i mesi

Nel seguito, si sono analizzate due possibili configurazioni alternative nella conduzione dell'impianto, che prevedono una riduzione del calore disperso nei mesi estivi.

- Configurazione 2: si è ipotizzato di ridurre la produzione del cogeneratore, elettrica e termica, nei mesi da Maggio a Settembre, e di mantenere la programmazione attuale da Ottobre ad Aprile;
- Configurazione 3: non si è previsto di variare l'esercizio del cogeneratore durante l'anno rispetto alla configurazione attuale. Si è pensato tuttavia di sostituire il chiller a compressione con un nuovo gruppo frigorifero ad assorbimento. In questo modo, la richiesta frigorifera della palazzina uffici potrebbe essere soddisfatta, durante le ore di esercizio del cogeneratore nei mesi estivi, utilizzando esclusivamente il calore prodotto dal cogeneratore.

La nuova configurazione necessita naturalmente di opportune modifiche all'impianto, per permettere ai due assorbitori di lavorare a pieno carico quando richiesto.

In entrambi i casi, è discussa la fattibilità economica dei due interventi, valutando le variazioni nelle produzioni energetiche, e nella conseguente loro valorizzazione monetaria, e arrivando al calcolo del MOL derivante dall'esercizio dell'impianto. I valori ottenuti sono stati poi confrontati con quelli attuali per stabilire quale configurazione sia più conveniente adottare.

## 3.2 Analisi energetiche

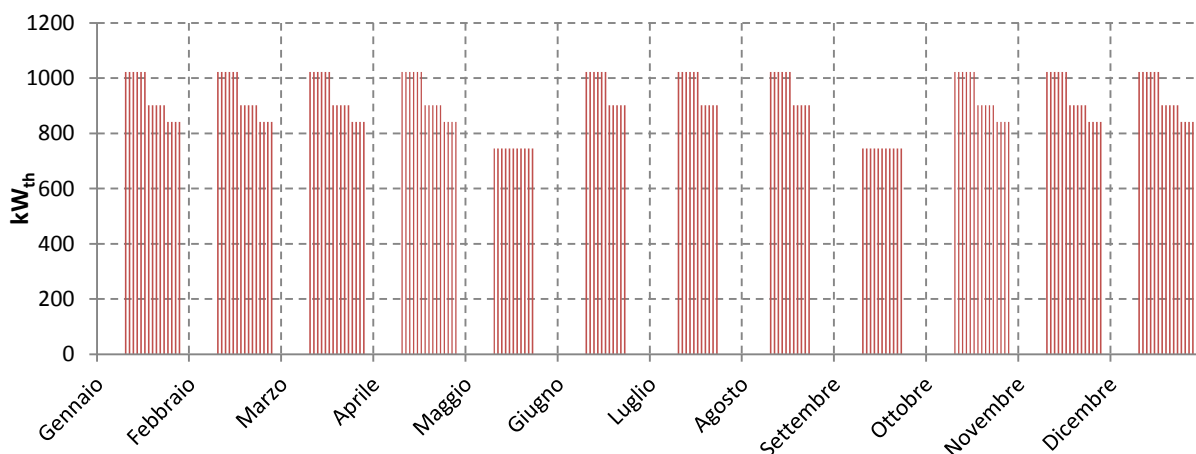
### 3.2.1 Configurazione 2

Nella Configurazione 2, si è ipotizzato di ridurre sia il livello di carico del cogeneratore, che le ore di utilizzo, nei mesi estivi.

La nuova programmazione prevede pertanto un esercizio costante del cogeneratore al 63% dei valori nominali, da Maggio a Settembre, dalle 7 alle 20. Da Ottobre ad Aprile invece l'esercizio del cogeneratore resta invariato. Le ore giornaliere di utilizzo risultano essere 13 e non più 15, e la potenza erogata costante da 620 kW<sub>el</sub> e 745 kW<sub>th</sub>.

Nei calcoli eseguiti inoltre si è tenuto conto anche di un breve funzionamento del cogeneratore circa 10 minuti prima delle 7, che corrisponde al transitorio iniziale, in cui vengono prodotti 100 kWh<sub>el</sub>. Si è considerato invece che la produzione termica inizi a partire dalle 7. Le produzioni giornaliere elettriche e termiche, in questi mesi, sono di 8.160 kWh<sub>el</sub> e 9.685 kWh<sub>th</sub>; i consumi di gas giornalieri corrispondenti sono di 2.204 Sm<sup>3</sup>.

E' riportato di seguito il grafico dello squilibrio tra le potenze erogate e richieste in questa nuova configurazione.



**Figura 62: Differenza di potenza termica tra produzione e richiesta nella Configurazione 2**

I valori di energia elettrica prodotta corrispondono a quelli della configurazione attuale da Ottobre ad Aprile. Nei mesi da Maggio a Settembre invece la produzione elettrica è stata calcolata tenendo conto delle ore effettive di produzione del cogeneratore nella configurazione attuale e considerando uno spegnimento

dell'impianto alle 20. Gli autoconsumi nella nuova configurazione corrispondono ai fabbisogni di energia elettrica del caso attuale tra le 7 e le 20, e risultano soddisfatti anche con una riduzione della potenza elettrica erogata. L'energia elettrica richiesta dalla palazzina uffici tra le 20 e le 22 deve essere pertanto prelevata dalla rete, e questi valori sono stati sommati ai valori mensili di energia prelevata nel caso attuale. L'energia oraria ceduta alla rete è stata calcolata invece come differenza tra il valore orario di energia prodotta (620 kWh<sub>el</sub>) e gli autoconsumi e l'energia utilizzata dall'impianto stesso per soddisfare le sue esigenze (misuratore nr.7).

**Tabella 45: Grandezze elettriche per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

Anno 2012	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica immessa in rete	Energia elettrica autoconsumata	Energia elettrica prelevata
	Mis. 1+7	Mis. 5	Mis. 8-5	Mis.4
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	323.595	251.324	61.766	28.890
Febbraio	264.425	202.369	53.291	32.107
Marzo	300.073	232.043	55.647	27.434
Aprile	276.941	227.040	38.050	27.487
Maggio	211.440	141.316	57.782	39.766
Giugno	209.580	130.996	65.450	47.605
Luglio	215.300	116.853	83.972	55.799
Agosto	208.860	119.222	76.129	53.770
Settembre	198.120	124.360	60.188	44.132
Ottobre	239.828	179.362	48.688	40.951
Novembre	304.888	229.944	63.056	30.347
Dicembre	303.436	229.478	62.672	33.031
Totale	3.056.486	2.184.305	726.692	461.319

La produzione elettrica dell'impianto è destinata alle utenze, alla rete elettrica e, in misura minore, ai fabbisogni elettrici dell'impianto stesso.

I fabbisogni orari dell'impianto sono stati assunti pari a quelli della configurazione attuale; pertanto la riduzione mensile dell'energia prodotta usi esenti UTF nella stagione estiva è dovuta soltanto allo spegnimento anticipato dell'impianto, che non risulta essere più in esercizio dopo le 20, e quindi al numero minore di ore di esercizio

**Tabella 46: Energia elettrica prodotta per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

Anno 2012	Energia prodotta UTF	Energia prodotta usi esenti UTF
	Mis. 1	Mis. 7
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	313.090	10.505
Febbraio	255.660	8.765
Marzo	287.690	12.383
Aprile	265.090	11.851
Maggio	199.098	12.342
Giugno	196.446	13.134
Luglio	200.825	14.475
Agosto	195.350	13.510
Settembre	184.548	13.572



Ottobre	228.050	11.778
Novembre	293.000	11.888
Dicembre	292.150	11.286
Totale	2.910.997	145.489

Per quanto concerne gli autoconsumi, nella stagione estiva questi sono stati determinati considerando i fabbisogni elettrici della palazzina uffici, a disposizione per la configurazione attuale, fra le 7 e le 20. Si osserva infatti che nella nuova configurazione risultano inalterati gli autoconsumi in fascia oraria F1 ed F3, poiché la nuova produzione è sempre in grado di soddisfare la richiesta elettrica, mentre in fascia F2 sono ridotti. La differenza rispetto al caso attuale è dovuta al fatto che l'energia richiesta dagli uffici tra le 20-22 non è più coperta dalla produzione, ma deve essere acquistata dalla rete. Gli autoconsumi in quella fascia nella configurazione precedente costituiscono adesso energia in più prelevata dalla rete.

**Tabella 47: Energia elettrica autoconsumata per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

Anno 2012	Autoconsumo in F1	Autoconsumo in F2	Autoconsumo in F3
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	44.634	14.916	2.217
Febbraio	37.355	15.363	572
Marzo	37.134	17.798	716
Aprile	26.275	10.638	1.137
Maggio	46.251	10.967	564
Giugno	49.269	14.064	2.117
Luglio	64.793	17.083	2.096
Agosto	61.382	13.647	1.100
Settembre	49.961	9.687	540
Ottobre	33.627	14.275	787
Novembre	42.605	17.718	2.733
Dicembre	39.972	16.584	6.116
Totale	533.258	172.741	20.693

**Tabella 48: Energia elettrica immessa in rete per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

Anno 2012	Energia ceduta in F1	Energia ceduta in F2	Energia ceduta in F3
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	144.157	94.430	12.736
Febbraio	124.244	75.901	2.224
Marzo	131.122	98.707	2.214
Aprile	128.555	85.762	12.723
Maggio	95.034	44.497	1.785
Giugno	83.236	39.983	7.777
Luglio	74.584	38.452	3.839
Agosto	77.797	40.285	1.140
Settembre	73.055	49.800	1.504
Ottobre	109.326	68.384	1.652
Novembre	130.910	87.314	11.720
Dicembre	119.218	79.608	30.652
Totale	1.291.239	803.123	89.965

La produzione termica mensile del cogeneratore nella Configurazione 2 corrisponde alla produzione attuale nei mesi da Ottobre ad Aprile.

Nel caso dei mesi estivi si è considerato che il cogeneratore operi nelle stesse ore di esercizio della configurazione attuale, escludendo dalla programmazione le ore tra le 20-22.

Per tenere conto delle perdite al dispersore presenti anche in questa configurazione si è esaminata innanzitutto la differenza tra la potenza di esercizio del cogeneratore e la richiesta delle utenze per questi mesi, in Figura 62. Osservato che la differenza di potenza termica, ovvero la produzione oraria persa, è circa il 45% della configurazione attuale, si sono assunte come perdite al dispersore metà di quelle della configurazione attuale, ovvero un valore mensile del 23%.

Il valore rilevato teoricamente al misuratore nr.6 è molto simile a quello della configurazione attuale, benché la produzione effettiva mensile del cogeneratore sia inferiore.

Questo tuttavia non è errato poiché entrambe le produzioni sono eccessive rispetto alla domanda termica delle utenze e il calore in ingresso al collettore risulta pertanto essere lo stesso.

**Tabella 49: Grandezze termiche per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

Anno 2012	Produzione termica CHP	Produzione termica caldaie	Palazzina uffici	RTL	Assorbitore	Sala cinema
	Mis. 6	Mis. 3	Mis. 10	Mis. 9	Mis. 17	Mis. 13
	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>
Gennaio	326.300	1.005.437	198.400	940.800	0	15.290
Febbraio	284.030	1.064.327	216.900	857.600	0	18.690
Marzo	271.070	474.158	104.700	437.200	0	6.120
Aprile	234.940	383.575	74.900	343.600	0	5.050
Maggio	193.320	153.880	14.900	269.400	0	0
Giugno	191.599	73.859	0	160.100	41.400	0
Luglio	197.909	59.417	0	151.100	46.600	0
Agosto	191.025	72.669	0	134.200	49.100	0
Settembre	181.273	113.524	0	146.300	29.600	0
Ottobre	209.190	224.337	46.900	271.300	0	40
Novembre	329.559	694.696	118.300	521.100	0	0
Dicembre	332.152	593.283	164.900	796.200	0	21.380
<b>Totale</b>	<b>2.942.368</b>	<b>4.913.161</b>	<b>939.900</b>	<b>5.028.900</b>	<b>166.700</b>	<b>66.570</b>

I consumi delle caldaie, così come le loro produzioni termiche, non sono stati considerati alterati rispetto al caso attuale, poiché si considera che la produzione giornaliera, seppur ridotta, sia in grado di soddisfare la richiesta delle utenze tra le 20-22.

**Tabella 50: Consumi di gas naturale per l'anno 2012 nella Configurazione 2**

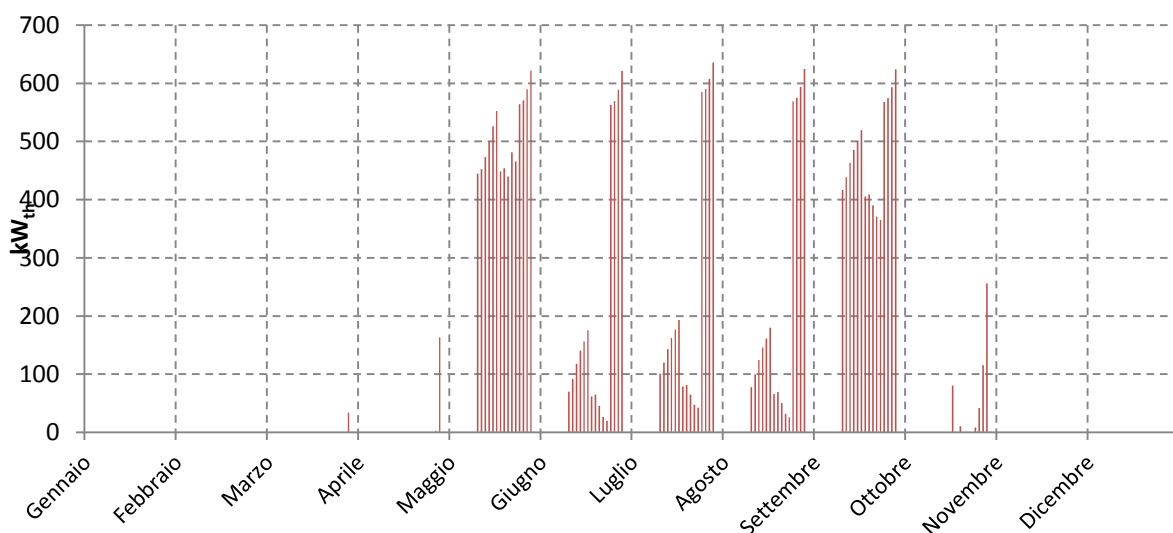
Anno 2012	Consumi CHP	Consumi caldaie
	Mis. 3	Mis. 2
	Sm <sup>3</sup>	Sm <sup>3</sup>
Gennaio	81.845	113.959
Febbraio	66.468	120.634
Marzo	77.189	53.742
Aprile	76.273	43.475
Maggio	57.142	17.441
Giugno	56.639	8.371

Luglio	58.174	6.734
Agosto	56.444	8.236
Settembre	53.541	12.867
Ottobre	61.745	25.427
Novembre	53.089	78.739
Dicembre	100.651	67.244
<b>Totale</b>	<b>799.197</b>	<b>556.871</b>

### 3.2.2 Configurazione 3

La Configurazione 3 non prevede variazioni nella programmazione del cogeneratore. La disponibilità di calore altrimenti inutilizzato durante la stagione estiva ha suggerito infatti l'ipotesi di sfruttare questo calore per produrre energia frigorifera destinata al raffrescamento dei locali della palazzina uffici tramite l'impiego di un ulteriore assorbitore a bromuro di litio. Si considera pertanto di sostituire il gruppo frigorifero a compressione TRANE RTWB 214, che utilizza per il funzionamento l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore, con un nuovo assorbitore, nelle ore di funzionamento del cogeneratore. Il dimensionamento del nuovo assorbitore è stato fatto tenendo conto della richiesta frigorifera della palazzina, stimata circa 435 kW<sub>c</sub>. Si ipotizza pertanto di acquisire una nuova unità Century AR-D70L2, con P<sub>th</sub>= 340 kW<sub>th</sub> e P<sub>c</sub>: 246 kW<sub>c</sub>.

Per la stima dei profili di funzionamento in questa nuova configurazione si è ipotizzato che il gruppo frigorifero esistente BROAD sia esercito da Giugno a Settembre (7-18), come nel caso precedente, ma con un funzionamento a pieno carico. Il funzionamento del nuovo assorbitore AR-D70L2 rifletterà il periodo di esercizio del chiller, ovvero da metà Giugno fino alla prima settimana di Settembre, dalle 7 alle 18. La produzione frigorifera dell'impianto tra le 5-7 resta affidata al chiller, poiché il cogeneratore risulta spento in questa fascia oraria. In Figura 63 è riportato il grafico della differenza fra potenza del cogeneratore e richiesta delle utenze per la configurazione 3. Per il mese di Settembre, dato il breve funzionamento del nuovo gruppo ad assorbimento, non si è tenuto conto nei calcoli della sua domanda di calore. Nel mese di Giugno si è considerata anche la richiesta dell'assorbitore AR-D70L2, benché entri in funzione solo nelle ultime due settimane del mese.



**Figura 63: Differenza di potenza termica nella configurazione 3**

La produzione effettiva del cogeneratore, sia elettrica che termica, coincide con quella del caso attuale, poiché la sua programmazione giornaliera non è stata modificata. Pertanto le energie rilevate ai misuratori nr.1 e 7 rimangono invariate. A seguito dello spegnimento del chiller risultano diminuiti gli autoconsumi tra Giugno e Settembre, i mesi in cui il chiller era in funzione, e l'energia immessa in rete è maggiore. L'energia prelevata invece rimane la stessa del caso attuale.

**Tabella 51: Grandezze elettriche per l'anno 2012 nella configurazione 3**

Anno 2012	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica immessa in rete	Energia elettrica autoconsumata	Energia elettrica prelevata
	Mis. 1+7	Mis. 5	Mis. 1-5	Mis.4
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	323.595	251.324	61.766	28.890
Febbraio	264.425	202.369	53.291	32.107
Marzo	300.073	232.043	55.647	27.434
Aprile	276.941	227.040	38.050	27.487
Maggio	324.353	238.656	71.474	26.074
Giugno	291.774	209.650	66.970	37.884
Luglio	306.599	216.793	73.247	48.624
Agosto	290.824	206.904	68.406	46.143
Settembre	309.435	225.340	68.400	35.420
Ottobre	239.828	179.362	48.688	40.951
Novembre	304.888	229.944	63.056	30.347
Dicembre	303.436	229.478	62.672	33.031
Totale	3.536.171	2.648.902	731.668	414.392

L'energia ceduta in rete è la stessa del caso attuale per i mesi da Ottobre a Maggio; da Giugno a Settembre si sono dovuti invece stimare i valori di energia ceduta per la nuova configurazione.

I termini mensili sono stati calcolati sommando all'energia immessa in rete nel caso attuale l'energia elettrica assorbita dal gruppo frigorifero a compressione nelle diverse fasce (F1,F2), poiché non essendo più in esercizio quest'energia non risulta essere più richiesta.

Pertanto:

$$En. \text{ imm. in rete}_{conf.3} [kWh_{el}] = En. \text{ imm in rete}_{caso attuale} + En. \text{ assorbita chiller}$$

41

Come si osserva dai valori in Tabella 52, la variazione dell'energia ceduta alla rete rispetto al caso attuale avviene soprattutto in fascia F1, poiché è in queste ore che il chiller risultava essere maggiormente in funzione.

**Tabella 52: Energia elettrica immessa in rete per l'anno 2012 nella configurazione 3**

Anno 2012	Energia immessa in F1	Energia immessa in F2	Energia immessa in F3
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	144.157	94.430	12.736
Febbraio	124.244	75.901	2.224
Marzo	131.122	98.707	2.214
Aprile	128.555	85.762	12.723
Maggio	148.804	87.290	2.561

Giugno	122.667	75.687	11.296
Luglio	131.331	80.514	4.948
Agosto	125.896	79.397	1.611
Settembre	126.290	96.816	2.234
Ottobre	109.326	68.384	1.652
Novembre	130.910	87.314	11.720
Dicembre	119.218	79.608	30.652
Totale	1.542.521	1.009.810	96.570

Per determinare gli autoconsumi si è adottata la stessa metodologia utilizzata per calcolare l'energia immessa in rete. Si sono ricavati innanzitutto i termini mensili, sottraendo all'autoconsumo mensile della configurazione attuale nelle diverse fasce orarie (F1, F2) l'energia assorbita dal chiller nelle stesse fasce.

$$\text{Autoconsumi}_{\text{conf.3}}[\text{kWh}_{\text{el}}] = \text{Autoconsumi}_{\text{caso attuale}} - \text{En. assorbita chiller}$$

42

**Tabella 53: Energia elettrica autoconsumata per l'anno 2012 nella configurazione 3**

Anno 2012	Autoconsumi in F1	Autoconsumi in F2	Autoconsumi in F3
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	44.634	14.916	2.217
Febbraio	37.355	15.363	572
Marzo	37.134	17.798	716
Aprile	26.275	10.638	1.137
Maggio	46.251	24.658	564
Giugno	41.619	22.970	2.381
Luglio	48.393	22.758	2.096
Agosto	47.232	20.074	1.100
Settembre	49.511	18.349	540
Ottobre	33.627	14.275	787
Novembre	42.605	17.718	2.733
Dicembre	39.972	16.584	6.116
Totale	494.608	216.103	20.958

La produzione termica effettiva del cogeneratore non è variata rispetto alla configurazione attuale. Tuttavia, nella configurazione 3 la richiesta termica delle utenze è maggiore per la presenza dei due assorbitori. Si è ipotizzato pertanto che l'energia rilevata al misuratore nr. 6 nel nuovo caso corrisponda alla somma dell'energia rilevata allo stesso misuratore nel caso attuale e dell'energia termica richiesta dai due assorbitori eserciti a pieno carico. Per correttezza si è sottratto al termine globale l'energia assorbita dal gruppo frigorifero BROAD nella configurazione attuale, evitando di conteggiare due volte una stessa quota di energia. In questo modo risultano ridotte le perdite al dispersore. Per i vari mesi, si ha:

$$\text{En. prodotta}_{\text{conf.3}}[\text{kWh}_{\text{th}}] = \text{En. prodotta}_{\text{caso attuale}} + \text{En. assorbitori}_{\text{conf.3}} - \text{En. BROAD}_{\text{caso attuale}}$$

43

**Tabella 54: Grandezze termiche per l'anno 2012 nella configurazione 3**

Anno 2012	Produzione termica CHP	Produzione termica caldaie	Palazzina uffici	RTL	Assorbitore	Sala cinema
	Mis. 6	Mis. 3	Mis. 10	Mis. 9	Mis. 17	Mis. 13
	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>
Gennaio	326.300	1.005.437	198.400	940.800	0	15.290
Febbraio	284.030	1.064.327	216.900	857.600	0	18.690
Marzo	271.070	474.158	104.700	437.200	0	6.120
Aprile	234.940	383.575	74.900	343.600	0	5.050
Maggio	211.730	153.880	14.900	269.400	0	0
Giugno	240.080	73.859	0	160.100	93.720	0
Luglio	308.102	59.417	0	151.100	145.200	0
Agosto	288.218	72.669	0	134.200	145.200	0
Settembre	206.820	113.524	0	146.300	43.780	0
Ottobre	209.190	224.337	46.900	271.300	0	40
Novembre	329.559	694.696	118.300	521.100	0	0
Dicembre	332.152	593.283	164.900	796.200	0	21.380
<b>Totale</b>	<b>3.242.191</b>	<b>4.913.161</b>	<b>939.900</b>	<b>5.028.900</b>	<b>427.900</b>	<b>66.570</b>

Non essendo variata la programmazione e le produzioni del cogeneratore, non sono variati neppure i consumi di combustibile.

### 3.2.3 Analisi comparativa delle prestazioni dell'impianto nelle tre configurazioni

Sono di seguito riportati gli indici energetici dell'impianto per le tre configurazioni considerate.

**Tabella 55: PES nelle diverse configurazioni**

Anno 2012	PES		
	Config. 1	Config. 2	Config. 3
Gennaio	24,4%	24,4%	24,4%
Febbraio	26,5%	26,5%	26,5%
Marzo	20,2%	20,2%	20,2%
Aprile	12,9%	12,9%	12,9%
Maggio	14,5%	16,5%	14,5%
Giugno	7,7%	16,5%	13,8%
Luglio	7,3%	16,7%	17,7%
Agosto	6,9%	16,5%	17,6%
Settembre	8,9%	16,5%	10,5%
Ottobre	19,2%	19,2%	19,2%
Novembre	26,5%	26,5%	26,5%
Dicembre	26,5%	26,5%	26,5%
<b>Valore Medio</b>	<b>16,8%</b>	<b>19,9%</b>	<b>19,2%</b>

**Tabella 56: Perdite di produzione nelle diverse configurazioni**

Anno 2012	Perdite di produzione		
	Config. 1	Config. 2	Config. 3
Gennaio	10,4%	10,4%	10,4%
Febbraio	9,9%	9,9%	9,9%
Marzo	25,6%	25,6%	25,6%
Aprile	27,1%	27,1%	27,1%
Maggio	41,8%	23,0%	41,8%
Giugno	48,4%	23,0%	34,1%
Luglio	43,5%	23,0%	17,0%
Agosto	47,2%	23,0%	20,8%
Settembre	43,9%	23,0%	39,7%
Ottobre	28,9%	28,9%	28,9%
Novembre	9,5%	9,5%	9,5%
Dicembre	8,8%	8,8%	8,8%
<b>Valore Medio</b>	<b>28,7%</b>	<b>19,6%</b>	<b>22,8%</b>

**Tabella 57: Rendimento termico nelle diverse configurazioni**

Anno 2012	$\eta_{th}$		
	Config. 1	Config. 2	Config. 3
Gennaio	41,57%	41,57%	41,57%
Febbraio	44,56%	44,56%	44,56%
Marzo	36,62%	36,62%	36,62%
Aprile	32,12%	32,12%	32,12%
Maggio	27,15%	35,28%	27,15%
Giugno	24,88%	35,27%	31,81%
Luglio	25,90%	35,47%	38,09%
Agosto	25,15%	35,29%	37,73%
Settembre	24,58%	35,30%	26,39%
Ottobre	35,33%	35,33%	35,33%
Novembre	44,71%	44,71%	44,71%
Dicembre	45,06%	45,06%	45,06%
<b>Valore Medio</b>	<b>33,97%</b>	<b>38,05%</b>	<b>36,76%</b>

**Tabella 58: Termine EUF nelle diverse configurazioni**

Anno 2012	EUF		
	Config. 1	Config. 2	Config. 3
Gennaio	82,80%	82,80%	82,80%
Febbraio	86,04%	86,04%	86,04%
Marzo	77,16%	77,16%	77,16%
Aprile	69,98%	69,98%	69,98%
Maggio	68,74%	73,86%	68,74%
Giugno	63,53%	73,86%	70,46%
Luglio	63,81%	74,07%	76,00%

Agosto	63,23%	73,88%	75,81%
Settembre	64,06%	73,89%	65,87%
Ottobre	75,83%	75,83%	75,83%
Novembre	86,06%	86,06%	86,06%
Dicembre	86,22%	86,22%	86,22%
<b>Valore Medio</b>	<b>73,96%</b>	<b>77,80%</b>	<b>76,75%</b>

### 3.3 Analisi economiche

#### 3.3.1 Configurazione attuale

La presente sezione è dedicata al calcolo della marginalità economica derivante dalla conduzione dell'impianto, espressa dall'indicatore MOL (Margine Operativo Lordo).

$$\text{MOL} = \text{VdP} - \text{CEdP} - \text{CdP} - \text{ACdS}$$

44

I termini necessari al calcolo del MOL sono sintetizzati in Tabella 59.

**Tabella 59: Termini per il calcolo del MOL**

Simbolo	U.M.	Significato
MOL	€	Margine Operativo Lordo
VdP	€	Valore della produzione
CEdP	€	Costi esterni di produzione
CdP	€	Costi del personale
ACdS	€	Altri costi di struttura

Il termine “valore della produzione” indica i ricavi dell'impianto, mentre con “altri costi di struttura” si fanno riferimento ai costi per i materiali acquistati e i servizi. Il MOL consiste pertanto in un confronto fra costi e ricavi attesi. Fra le voci di costo si sono considerate:

- Costi di acquisto del gas naturale
- Costi di manutenzione
- Costi di autoconsumo

Fra i ricavi:

- Ricavi da autoconsumo di energia elettrica
- Ricavi da vendita di energia elettrica
- Ricavi da vendita di energia termica
- Ricavi da certificati verdi

Non sono stati considerati, fra i costi, le spese per la conduzione e l'assicurazione.



### Costi di acquisto del gas naturale

Il componente più oneroso fra i termini di costo dell'impianto è la spesa per il consumo di gas naturale. Benché fossero a disposizione i consumi mensili al misuratore nr. 3, è stato analizzato il profilo orario di consumo di gas del cogeneratore per tenere in considerazione, nel conto economico, della quota di gas soggetta a defiscalizzazione.

Dai volumi orari consumati si è ricavato il termine di costo complessivo tenendo conto dei vari componenti, visibili in Tabella 60, di cui è costituita la voce del costo del gas naturale. Al prezzo del gas naturale infatti si aggiungono le imposte e l'IVA. Le imposte assumono un valore diverso in base alla localizzazione geografica e alla tipologia di utilizzo che ne fa l'utenza. Si dividono in statali (imposte erariali) e regionali (addizionali regionali). I valori riportati in tabella si riferiscono ad usi civili per l'anno 2012 e per l'addizionale regionale alla zona del Piemonte, come riportato dal sito dell'AEEG.

Il prezzo del gas naturale defiscalizzato è stato indicato dal gestore dell'impianto.

**Tabella 60: Termini per il calcolo del costo del gas**

Grandezza	U.M.	Valore
Prezzo gas naturale defiscalizzato	€/Sm <sup>3</sup>	0,4
Accise usi residenziali <sup>5</sup>	€/Sm <sup>3</sup>	0,186
Addizionale regionale usi residenziale Piemonte <sup>6</sup>	€/Sm <sup>3</sup>	0,0258
Quota di defiscalizzazione gas	Sm <sup>3</sup> /kWh	0,22

$$\text{Costo}_{\text{fuel/h}} = P_{Z_{GN}}^{\text{df}} \cdot V_{GN}^{\text{df}} + P_{Z_{GN}}^{\text{n df}} (V_{GN} - V_{GN}^{\text{df}}) = \frac{\text{€}}{\text{h}} \quad 45$$

$$V_{GN}^{\text{df}} = Pr_{\text{el}} \cdot 0,22 \quad 46$$

I termini per il calcolo della defiscalizzazione del gas sono riportati in Tabella 61.

**Tabella 61: Termini per il calcolo della defiscalizzazione del gas**

Simbolo	U.M.	Grandezza
$P_{Z_{GN}}^{\text{df}}$	€/Sm <sup>3</sup>	Prezzo gas naturale defiscalizzato
$V_{GN}^{\text{df}}$	Sm <sup>3</sup>	Volume gas naturale orario defiscalizzato
$P_{Z_{GN}}^{\text{n df}}$	€/Sm <sup>3</sup>	Prezzo gas naturale non defiscalizzato
$V_{GN}$	Sm <sup>3</sup>	Volume gas naturale orario

I consumi orari di gas naturale variano in funzione della potenza prodotta. Si presentano, pertanto, tre fasce orarie di consumo e di costo (sono stati esclusi i consumi prima delle 7 poiché nel transitorio iniziale la potenza del cogeneratore, e la sua produzione, sono altalenanti e i consumi non ben definibili; inoltre in questa fase i consumi risultano di entità modesta).

<sup>5</sup> Da "Relazione annuale sui servizi e l'attività svolta" dell'AEEG per il 2012

<sup>6</sup> Da "Relazione annuale sui servizi e l'attività svolta" dell'AEEG per il 2012

**Tabella 62: Costo del gas naturale nelle fasce orarie**

Fasce orarie	Livello di carico CHP	Potenza elettrica	Consumi di gas naturale	Costo orario
h	%	kW <sub>el</sub>	Sm <sup>3</sup> /h	€/h
7:00-13:00	87,6	850	230	101
13:00-18:00	77,3	750	203	89
18:00-22:00	72,2	700	189	83

Il costo giornaliero per l’acquisto del gas naturale risulta essere pertanto di 1.383 €.

I consumi orari riportati in Tabella 62 sono stati calcolati tenendo conto di un rendimento elettrico medio del cogeneratore del 38,6 %, come indicato da scheda tecnica. In realtà nei calcoli eseguiti per stimare il costo annuale si è considerato, mese per mese, il rendimento elettrico effettivo mensile, ottenuto confrontando la produzione elettrica mensile con i kWh del gas naturale in ingresso. Inoltre i valori effettivi si discostano poco dal dato nominale.

**Tabella 63: Costi mensili di acquisto del gas naturale per il cogeneratore**

Anno 2012	Costi CHP
	€
Gennaio	34.329
Febbraio	29.479
Marzo	35.607
Aprile	34.682
Maggio	34.477
Giugno	38.613
Luglio	40.540
Agosto	39.499
Settembre	35.283
Ottobre	29.125
Novembre	34.504
Dicembre	34.646
<b>Totale</b>	<b>420.784</b>

*Costi di manutenzione*

I costi di manutenzione dipendono dalle ore di funzionamento del cogeneratore. Per l’anno 2012, considerando le domeniche, i festivi e i fermi, il cogeneratore è risultato attivo per 4.498 ore. Il termine di costo orario è stato indicato dal gestore dell’impianto.

$$\text{Costo}_{\text{manutenzione}} = 10 \left[ \frac{\text{€}}{\text{h}} \right] \cdot \text{Ore funzionamento} \left[ \frac{\text{h}}{\text{y}} \right] = 44.980 \left[ \frac{\text{€}}{\text{y}} \right] \quad 47$$

*Costi di autoconsumo*

L’energia elettrica autoconsumata è soggetta ad un’accisa di 0,0125 €/kWh secondo il D.L. 16 2012. Si ha pertanto:

$$\text{Costo}_{\text{autoconsumo}} = 0,0125 \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{el}}} \right] \cdot \text{Energia autoconsumata} \left[ \frac{\text{kWh}_{\text{el}}}{\text{y}} \right] = 9.670 \left[ \text{€} \right] \quad 48$$

### Ricavi da autoconsumo di energia elettrica

L'autoconsumo dei fabbisogni interni della palazzina uffici costituisce una fonte di ricavo implicita, in quanto l'energia autoconsumata non deve essere acquistata dalla rete.

$$\text{Ricavo}_{\text{autoconsumo}} = \text{Valorizzazione en. el.} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{el}}} \right] \cdot \text{En. autoconsumata} [\text{kWh}_{\text{el}}] = 122.134 \text{ €}$$

49

**Tabella 64: Valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata nelle diverse fasce orarie**

Valorizzazione energia elettrica autoconsumata (F1)	Valorizzazione energia elettrica autoconsumata (F2)	Valorizzazione energia elettrica autoconsumata (F3)
€/kWh <sub>el</sub>	€/kWh <sub>el</sub>	€/kWh <sub>el</sub>
0,16635	0,14192	0,10922

### Ricavi da vendita di energia elettrica

La modalità di vendita dell'energia elettrica in essere per l'impianto è il ritiro dedicato, che prevede la cessione dell'energia ad un unico soggetto, il GSE. La remunerazione da parte dell'acquirente è costituita da una quota fissa garantita per i primi 2 milioni di kWh annui immessi in rete, i cosiddetti "prezzi minimi garantiti" aggiornati annualmente dall'AEEG, mentre la produzione eccedente è soggetta invece alle tariffe dei prezzi medi mensili per fasce orarie e zone di mercato (nel nostro caso zona Nord).

**Tabella 65: Cumulata dell'energia elettrica immessa in rete**

Anno 2012	Energia elettrica immessa in rete	Cumulata
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>
Gennaio	251.324	251.324
Febbraio	202.369	453.693
Marzo	232.043	685.736
Aprile	227.040	912.776
Maggio	238.656	1.151.432
Giugno	201.450	1.352.881
Luglio	198.893	1.551.774
Agosto	191.554	1.743.328
Settembre	224.840	1.968.168
Ottobre	179.362	2.147.530
Novembre	229.944	2.377.474
Dicembre	229.478	2.606.952

I prezzi minimi garantiti sono riportati in Tabella 66, sono disponibili nel sito del GSE per l'anno 2012 e risultano essere suddivisi in tre fasce a seconda degli scaglioni di consumo.

**Tabella 66: Prezzi minimi garantiti per l'anno 2012**

Fascia	U.M.	Valore
0-500.000 kWh	€/MWh <sub>el</sub>	106,2
500.000-1.000.000 kWh	€/MWh <sub>el</sub>	89,6
1.000.000-2.000.000 kWh	€/MWh <sub>el</sub>	78,3

L'energia ceduta rientra fino ad Ottobre all'interno dei 2.000.000 kWh gestiti con la modalità dei prezzi minimi garantiti, come si osserva in Tabella 65. Il ricavo in questa fascia risulta essere di 176.200 €. La cessione ulteriore è contabilizzata adottando i prezzi medi mensili per fasce orarie (Tabella 67).

**Tabella 67: Ricavi da energia elettrica venduta per l'anno 2012**

Anno 2012	Energia venduta in F1	Energia venduta in F2	Energia venduta in F3	Prezzo E.E. F1	Prezzo E.E. F2	Prezzo E.E. F3	Ricavi F1	Ricavi F2	Ricavi F3
	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	kWh <sub>el</sub>	€/MWh <sub>el</sub>	€/MWh <sub>el</sub>	€/MWh <sub>el</sub>	€	€	€
Gennaio	2.000.000			Prezzi minimi garantiti			176.200		
Febbraio									
Marzo									
Aprile									
Maggio									
Giugno									
Luglio									
Agosto									
Settembre									
Ottobre									
Ottobre	85.640	60.113	1431	65,87	71,50	53,38	5.641	4.298	76
Novembre	130.910	87.314	11.720	69,15	72,92	50,61	9.052	6.367	593
Dicembre	119.218	79.608	30.652	70,64	72,92	55,03	8.422	5.805	1.687
<b>Totale</b>							<b>218.141</b>		

**Ricavi da certificati verdi**

Per determinare il numero di certificati verdi di cui l'impianto ha avuto diritto nel periodo considerato, e i conseguenti ricavi economici, si è fatto riferimento al Decreto Ministeriale nr.239 del 24/10/05 e alla linee guida del manuale "Procedura di qualificazione degli impianti alimentati ad idrogeno, celle a combustibile e cogenerazione abbinati al teleriscaldamento" del GSE per stabilire il calore utile al teleriscaldamento. Dalla normativa si è ricavata l'equazione di riferimento per il calcolo dei certificati verdi:

$$E_{cv} = H \cdot C \cdot T$$

50

In cui:

- E<sub>cv</sub>: quantità di energia elettrica, in MWh, che ha diritto ai certificati verdi
- H: quota di energia termica, in MWh, effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento
- C: indice relativo al tipo di impianto cogenerativo
- T: indice relativo al tipo di intervento

Il termine C vale 0.75 poiché il caso considerato è un motore a combustione interna mentre il coefficiente T risulta 1 essendo un impianto di nuova costruzione. L'indice H è stato determinato invece come:

$$H = H_{ps} \cdot \left( \frac{H_{ct}}{H_{pt}} \right)$$

51

In cui i termini per il calcolo del termine H sono riportati in Tabella 68.

**Tabella 68: Termini per la determinazione della grandezza H**

Simbolo	U.M.	Grandezza
H	kWh <sub>th</sub>	Quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, riferita alla singola sezione
H <sub>ps</sub>	kWh <sub>th</sub>	Quantità di calore prodotta dalla singola sezione
H <sub>ct</sub>	kWh <sub>th</sub>	Somma delle quantità di calore fornite agli utenti ed alle utenze finali allacciati alla rete di teleriscaldamento, come risultanti dalle relative fatturazioni e misurazioni
H <sub>pt</sub>	kWh <sub>th</sub>	Somma delle quantità di calore prodotte da tutti i generatori (cogenerativi, caldaie integrative ecc.) connessi alla rete di teleriscaldamento

Per la stima dei vari termini che compongono il calore utile al teleriscaldamento sono state impiegate le seguenti equazioni, la cui legenda è riportata in Tabella 69.

$$H_{ps} = E_{CHP} \quad 52$$

$$H_{ct} = E_{rete\ pi\grave{e}\ di\ stabile} + E_{rete\ a\ forfait} + E_{palazzina\ uffici} + E_{sala\ cinema} \quad 53$$

$$H_{pt} = E_{CHP} + E_{caldaie} \quad 54$$

**Tabella 69: Termini per la determinazione della grandezza H**

Simbolo	U.M.	Indicazioni
E <sub>CHP</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia al misuratore 6
E <sub>rete pi\grave{e} di stabile</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia misurata a pi\grave{e} di stabile escludendo le ultime tre palazzine allacciate
E <sub>rete a forfait</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia a forfait a pi\grave{e} di stabile delle ultime tre palazzine allacciate
E <sub>palazzina uffici</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia al misuratore 10
E <sub>sala cinema</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia al misuratore 13
E <sub>RTL</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia al misuratore 9
E <sub>caldaie</sub>	kWh <sub>th</sub>	Energia termica prodotta dalle caldaie

Come riportato dal sito del GSE viene assegnato un certificato verde ogni 50 MWh<sub>el</sub> prodotto e la remunerazione nel periodo 2012-2015 è di 84,34 €/MWh al netto di IVA.

I valori di energia termica rilevati dal misuratore nr.9, all'ingresso della rete di teleriscaldamento, non sono più attendibili dopo il 2011 per il malfunzionamento del misuratore stesso. Pertanto nei calcoli l'energia a monte della rete, E<sub>RTL</sub>, è stata stimata come somma dei consumi termici agli stabili e tenendo conto di perdite di rete pari al 12,6%. Con tali assunzioni si ottengono i ricavi riportati in Tabella 70.

**Tabella 70: Ricavi da certificati verdi per l'anno 2012**

Simboli e Grandezze	U.M.	Valore
Anno		2012
$E_{CHP}$	kWh <sub>th</sub>	2.980.991
$E_{RTL}$	kWh <sub>th</sub>	6.187.389
$E_{rete}$ a piè di stabile	kWh <sub>th</sub>	4.795.603
$E_{rete}$ a forfait	kWh <sub>th</sub>	699.414
$E_{palazzina}$ uffici	kWh <sub>th</sub>	939.900
$E_{sala}$ cinema	kWh <sub>th</sub>	66.570
$E_{Caldaie}$	kWh <sub>th</sub>	4.913.161
$H_{ps}$	kWh <sub>th</sub>	2.980.991
$H_{ct}$	kWh <sub>th</sub>	6.501.487
$H_{pt}$	kWh <sub>th</sub>	7.894.152
$H$	kWh <sub>th</sub>	2.455.093
$E_{CV}$	kWh <sub>el</sub>	1.841.320
Certificati verdi	nr.	37
<b>Ricavi</b>	<b>€</b>	<b>155.297</b>

#### *Ricavi da vendita di energia termica*

Per la stima del prezzo di vendita dell'energia termica si è fatto riferimento alla tariffe del teleriscaldamento di IREN Mercato per la zona di Torino. La tariffa considerata è di tipo monomia, ovvero prevede come unico parametro il consumo registrato dal contatore, per i consumi residenziali superiori a 350.000 Mcal/anno. Il costo dell'energia termica risulta essere di 0,0961766 €/kWh.

I ricavi sono stati calcolati facendo riferimento all'energia termica del cogeneratore inviata dal cogeneratore alla rete di teleriscaldamento, tuttavia non potendo calcolare il calore effettivo alle utenze dai dati sperimentali per l'anno 2012 - cioè da differenza fra energia in uscita al collettore e produzione delle caldaie- si è assunta come quota utile l'energia calcolata nel paragrafo precedente, 2.455.093 kWh<sub>th</sub>. Il ricavo dalla vendita dell'energia termica è di 224.317 €.

#### *MOL*

Dai calcoli illustrati nelle precedenti sezioni, si ottiene per la Configurazione di esercizio attuale il MOL riportato in Tabella 71.

**Tabella 71: MOL 2012 nella configurazione attuale**

<b>Costi anno 2012</b>	€/a
Acquisto gas naturale CHP	420.784
Manutenzione	44.980
Accise sull'autoconsumo dell'energia elettrica	9.670
<b>Ricavi</b>	
Autoconsumo energia elettrica	122.134
Certificati Verdi	155.297
Vendita Energia Elettrica	218.141
Vendita Energia Termica	224.317
<b>MOL</b>	<b>244.455</b>

### 3.3.2 Configurazione 2

La variazione della programmazione oraria del cogeneratore nel nuovo caso considerato ha implicato differenze nelle voci di costo e guadagno dell'impianto rispetto alla configurazione attualmente in esercizio. In particolare i costi e guadagni sono entrambi inferiori.

Infatti la minore produzione, termica ed elettrica, nei mesi estivi, ha comportato oltre a consumi inferiori di gas naturale da parte del cogeneratore anche ridotti autoconsumi di energia elettrica e minore energia elettrica ceduta alla rete. Inoltre il numero minore di ore di funzionamento ha portato a minori costi di manutenzione. La quantità di energia termica prodotta nel nuovo caso invece è quasi identica al caso attualmente in esercizio. Quindi i ricavi da energia termica venduta e da certificati verdi risultano essere simili per i due casi. Si è osservato pertanto che la produzione ridotta del cogeneratore abbia penalizzato soprattutto la produzione elettrica e i conseguenti ricavi; la produzione termica, e i guadagni correlati, sono rimasti immutati poiché nel caso precedente l'energia termica risultava essere per la maggior parte dispersa. Con considerazioni analoghe a quelle condotte nel precedente paragrafo, si ottiene il MOL riportato in Tabella 72.

**Tabella 72: MOL 2012 nella configurazione 2**

<b>Costi anno 2012</b>	<b>€/a</b>
Acquisto gas naturale CHP	355.766
Manutenzione	42.440
Accise sull'autoconsumo dell'energia elettrica	9.084
Energia acquistata in più	7.459
<b>Ricavi</b>	
Autoconsumo energia elettrica	115.483
Certificati Verdi	154.038
Vendita Energia Elettrica	188.875
Vendita Energia Termica	222.500
<b>MOL</b>	<b>266.148</b>

### 3.3.3 Configurazione 3

Come già discusso, il fine della configurazione 3 è di sfruttare maggiormente il calore prodotto dal cogeneratore, senza alterarne la programmazione. Le voci di costo, quali acquisto di gas naturale e manutenzione, sono infatti le stesse del caso attuale. L'esercizio più efficiente, da un punto di vista energetico, del sistema, e le minori perdite di calore, hanno tuttavia apportato dei benefici economici rispetto funzionamento attuale; fra questi, ricavi superiori da certificati verdi in seguito al riconoscimento della maggiore produzione.

Un vantaggio ulteriore della nuova configurazione è dovuto al risparmio di energia elettrica non più richiesta dal gruppo frigorifero a compressione, sostituito da un nuovo assorbitore.

Con considerazioni analoghe a quelle condotte nel precedente paragrafo, si ottiene il MOL riportato in Tabella 73.

**Tabella 73: MOL 2012 nella configurazione 3**

<b>Costi anno 2012</b>	<b>€/a</b>
Acquisto gas naturale CHP	420.784
Manutenzione	44.980
Accise sull'autoconsumo dell'energia elettrica	9.146

<b>Ricavi</b>	
Autoconsumo energia elettrica	115.236
Certificati Verdi	163.495
Vendita Energia Elettrica	221.153
Vendita Energia Termica	236.158
Mancato acquisto energia elettrica chiller	7.726
<b>MOL</b>	<b>268.858</b>

In Tabella 74 si riporta una sintesi degli indicatori economici relativi alle diverse configurazioni ipotizzate.

**Tabella 74: Costi, Ricavi e MOL per le tre configurazioni dell'impianto**

Anno 2012	Configurazione attuale	Configurazione 2	Configurazione 3
	€/a		
Costi	475.434	414.748	474.910
Ricavi	719.890	680.896	743.768
<b>MOL</b>	<b>244.455</b>	<b>266.148</b>	<b>268.858</b>

Si nota come la configurazione 2 e la 3 siano sostanzialmente equivalenti dal punto di vista della marginalità economica di esercizio derivante, e consentano un guadagno rispetto all'attuale gestione pari a 22-24.000 €/a, ovvero +10% circa rispetto al MOL attuale.

### 3.4 Valutazioni in merito a un sistema di monitoraggio remoto e centralizzato

Le analisi e le valutazioni condotte sull'impianto e sull'attuale sistema di monitoraggio energetico installato, hanno portato a considerare come opportune alcune modifiche e migliorie. In particolare, si suggerisce di:

- Remotizzare gli strumenti di misura attualmente installati, al fine di velocizzare le letture mensili, ed ottenere in real-time lo status aggiornato circa l'efficienza dei componenti dell'impianto, delle perdite, delle performances energetiche complessive;
- Inserire un misuratore di energia termica all'uscita delle caldaie, in modo da poterne monitorare la produzione, separatamente da quella del cogeneratore;
- Effettuare la sostituzione del misuratore nr.9, attualmente non funzionante, con un nuovo misuratore.

Particolarmente interessante risulterebbe l'adozione di un sistema di monitoraggio in continuo, ad esempio sviluppato su Labview, che consenta di monitorare in real-time le performance dell'impianto, oltre che effettuare operazioni di diagnostica. Inoltre, in una fase di sviluppo successivo, si potrebbe rendere l'impianto telecontrollabile da remoto, con ovvi vantaggi dal punto di vista di rapidità ed efficacia di intervento, in caso di guasti e/o anomalie di funzionamento. A tal proposito, si considera di grande interesse lo studio dell'applicabilità del sistema sviluppato in seno all'attività di RdS di cui al Report ..... , all'impianto ivi descritto ed analizzato.



## 4 Simulazione della rete termica con Matlab Simulink

Oggetto di questa sezione è presentare le attività che hanno riguardato l'analisi e le modifiche apportate ad un modello Matlab-Simulink che simuli il comportamento della rete di teleriscaldamento in esame. In particolare, il programma utilizzato per la simulazione è stato sviluppato dall'ENEA in collaborazione con l'Università "Sapienza" di Roma (Report RdS/2012/078 e RdS/2012/079)<sup>7</sup>.

Su tale modello sono stati implementati diversi sviluppi software volti a renderlo adatto a simulare la rete di quartiere analizzata in seno al presente studio, al fine di poterne realizzare una prima validazione, basata sui dati di funzionamento reali dell'impianto.

L'impiego di tale programma ha consentito di simulare il comportamento dei principali componenti della rete termica, determinandone le temperature e le perdite di calore durante l'esercizio.

### 4.1 Analisi del programma Matlab-Simulink fornito da ENEA

Il programma utilizzato si compone di un'interfaccia grafica realizzata in Simulink, riportata in Figura 64, con alcuni blocchi rappresentanti gli elementi principali della rete termica, e script in linguaggio Matlab che descrivono il comportamento di tali componenti.

Il modello, in particolare, permette di simulare il comportamento di una rete termica connessa ad un gruppo di utenze, tenendo conto di tutti gli aspetti legati alla generazione del calore, dalla produzione al trasporto alle utenze.

I blocchi principali sono:

- *Parzializzatore Generatore termico 1*: rappresenta la centrale di cogenerazione e descrive la fase di produzione del calore;
- *Rete Globale*, rappresenta la rete di teleriscaldamento e descrive la fase di distribuzione del calore;
- *Edificio Commerciale*, *Edificio Uffici* e *Edificio Residenziale*, rappresentano le richieste di tre differenti tipologie di utenze, con orari e potenze diverse.

Il modello è in grado, inoltre, di ricavare i fabbisogni orari di riscaldamento in ogni giorno dell'anno per ogni specifica utenza, tenendo conto delle condizioni meteorologiche e delle dispersioni termiche dell'edificio.

Le analisi si sono focalizzate sul blocco di simulazione della rete termica e del sistema di accumulo, denominato *Rete Globale*, per valutarne l'attendibilità e verificare che i risultati delle simulazioni coincidessero, quanto meno in prima battuta, con i dati sperimentali ottenuti nel corso dello studio precedente.

Inoltre, sono stati realizzati alcuni nuovi sviluppi software, per tenere conto di altri componenti necessari alle simulazioni.

---

<sup>7</sup> D. Sbordone, L. Martirano, M. C. Falvo, "Sviluppo e implementazione di moduli in ambiente Matlab-Simulink per la realizzazione di un simulatore di rete energetica distribuita", Report RdS/2012/079;  
F. Ceravolo, B. Di Pietra, R. Iannucci, F. Margiotta, A. Pannicelli, G. Puglisi, "Strumento per l'analisi di reti energetiche complesse in contesti civili", Report RdS/2012/078

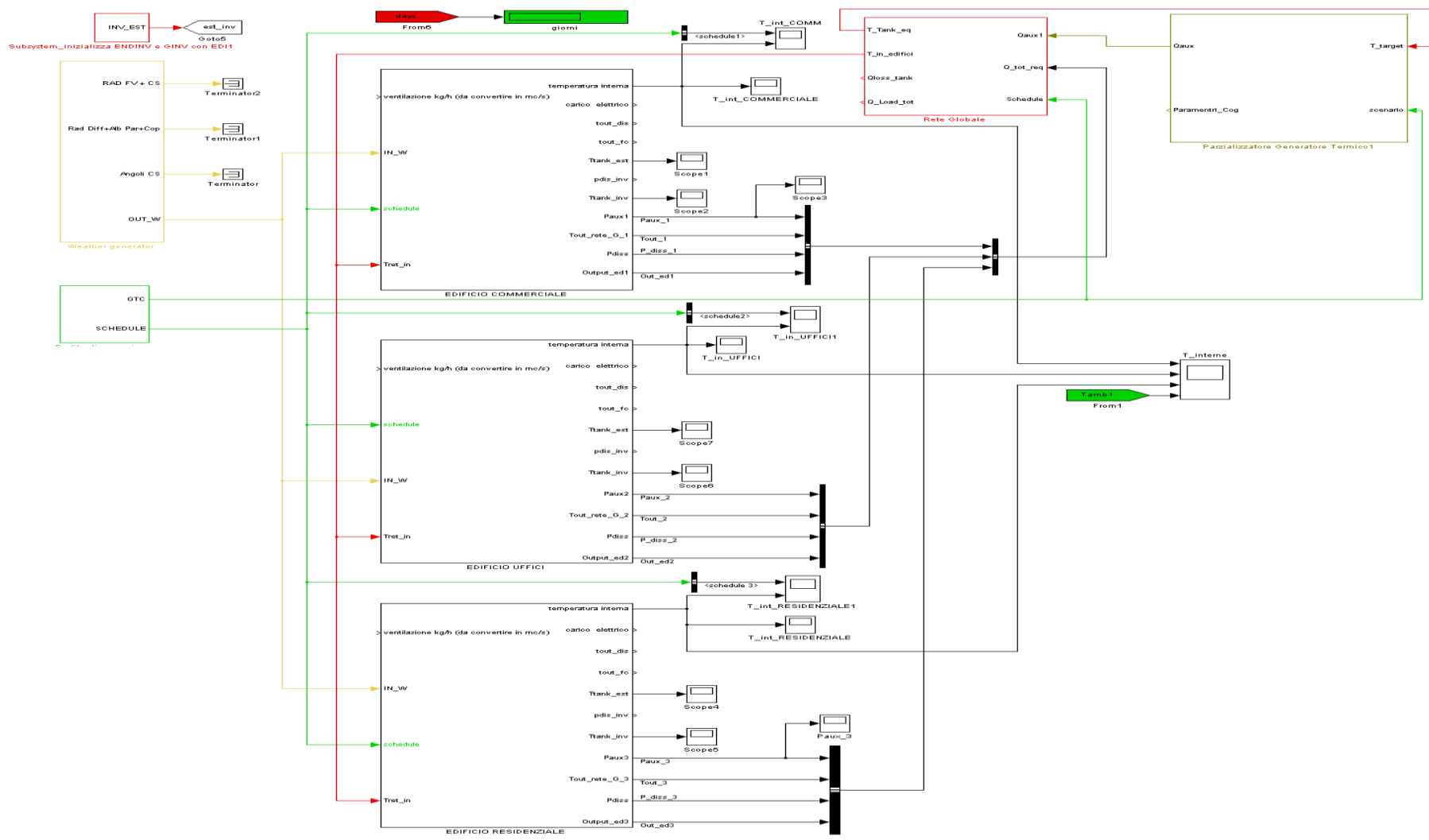
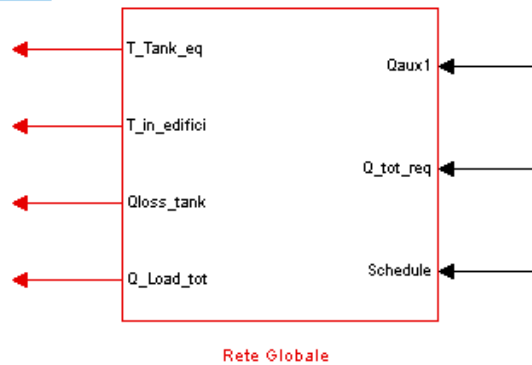


Figura 64: Interfaccia complessiva del simulatore di rete termica ENEA

## Rete Globale

Il blocco, riportato in Figura 65, simula la dinamica della rete di teleriscaldamento, comprensiva dei sistemi di accumulo e di distribuzione del calore. Funge pertanto da elemento di collegamento tra la centrale di produzione e le utenze residenziali.

Il modello prevede di determinare la temperatura dell'acqua nel collettore di accumulo e nei diversi tratti di tubazione. Permette, inoltre, di stimare le perdite nelle diverse aree dell'impianto.



**Figura 65: Blocco di calcolo Rete Globale**

**Tabella 75: Variabili in ingresso e uscita al blocco Rete Globale**

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
Q_aux1	kW	Potenza in ingresso al collettore
Q_tot_req	kW	Calore richiesto dagli stabili residenziali
Schedule	Adimensionato	Indice del funzionamento della rete di teleriscaldamento

Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
T_tank_eq	°C	Temperatura dell'acqua del collettore
T_in_edifici	°C	Temperatura dell'acqua in ingresso agli stabili residenziali
Qloss_tantk	kW	Perdite di calore nel collettore
Q_Load_tot	kW	Richiestadi calore totale al collettore

Il blocco *Rete Globale* si compone al suo interno di tre elementi principali, per distinguere le diverse fasi del trasporto di calore:

- *Accumulo rete*: rappresenta il collettore di accumulo dell'acqua calda in uscita dalla centrale termica, prima di essere immessa nella rete di mandata;
- *Rete Mandata*: rappresenta la rete di tubazioni che collega il collettore di accumulo alle utenze residenziali;
- *Rete Ritorno*: rappresenta la rete di tubazioni che collega le utenze residenziali al collettore di accumulo.

Il programma inoltre è costituito da blocchi di visualizzazione grafica, linee di collegamento e di integrazione per l'iterazione dei diversi componenti, come visibile in Figura 66.

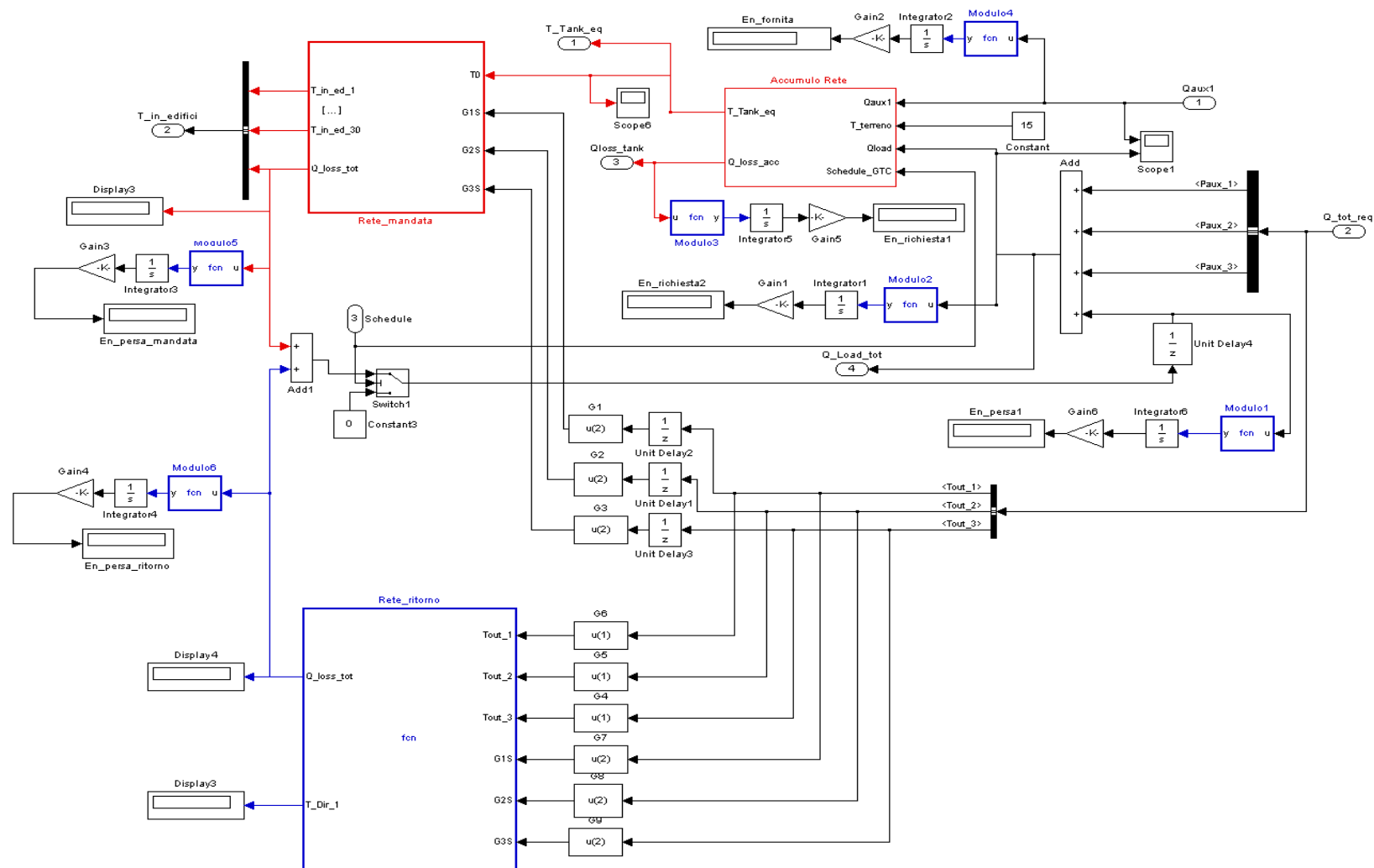


Figura 66: Dettaglio del blocco Rete Globale

### Accumulo rete

Questo blocco, riportato in Figura 67, riproduce il comportamento termico del collettore di accumulo dell'acqua calda prodotta in centrale. In particolare, determina la variazione di temperatura dell'acqua nell'accumulo al variare dei flussi in ingresso e in uscita dal collettore e permette di stimare le perdite di calore che si verificano.

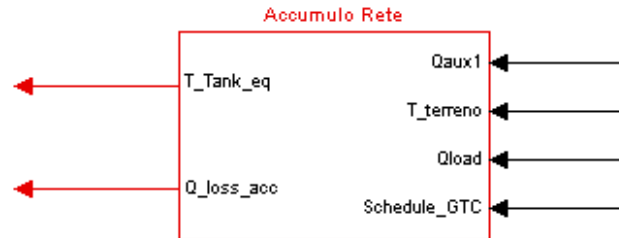


Figura 67: Blocco di calcolo Accumulo Rete

Tabella 76: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Accumulo Rete

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
Qaux1	kW	Potenza fornita dalla centrale termica
T_terreno	°C	Temperatura dell'ambiente esterno
Qload	kW	Richiesta di calore al collettore
Schedule_GTC	Adimensionato	Indice del funzionamento della rete di teleriscaldamento

Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
T_Tank_eq	°C	Temperatura dell'acqua del collettore
Q_loss_acc	kW	Perdite di calore nel collettore

La temperatura dell'acqua viene calcolata effettuando un bilancio energetico tra i flussi di potenza fornita e richiesta dalle utenze. Le grandezze energetiche principali, quali Qaux1, sono le stesse in ingresso al gruppo *Rete Globale*. Il termine Qload è dato dalla somma della potenza richiesta dalle utenze e dalla rete stessa per le perdite lungo le tubazioni.

L'equazione di bilancio è:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{[Q_{aux1} - Q_{load} - S_{acc} \cdot K_{acc} \cdot (T_{tank\_eq} - T_{terreno})]}{c_{p_{H2O}} \cdot 1000 \cdot V_{acc}}$$

55

In cui i parametri necessari per il calcolo sono descritti in Tabella 77:

Tabella 77: Parametri per il calcolo della temperatura nel collettore

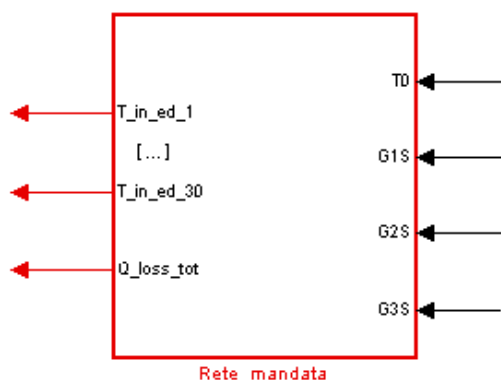
Indice	Unità di misura	Descrizione
Qaux1	kW	Potenza in ingresso al collettore
Qload	kW	Richiesta di calore al collettore
S <sub>acc</sub>	m <sup>2</sup>	Superficie dell'accumulo
K <sub>acc</sub>	kW/(m <sup>2</sup> K)	Trasmittanza del collettore
V <sub>acc</sub>	m <sup>3</sup>	Volume dell'accumulo
T <sub>tank_eq</sub>	°C	Temperatura dell'acqua del collettore
T <sub>terreno</sub>	°C	Temperatura dell'ambiente esterno
C <sub>p<sub>H2O</sub></sub>	kJ/(Kg K)	Calore specifico dell'acqua

Il modello di accumulo fornito è stato modificato per adattarlo al caso oggetto di studio. Nel modello iniziale, infatti, sia il collettore che la rete di distribuzione erano considerati accumuli termici. Nelle simulazioni effettuate sono stati distinti i due elementi e si è considerato il solo collettore come accumulo dell'acqua prodotta dal cogeneratore.

E' stato inoltre considerato un fattore correttivo, moltiplicativo del raggio del collettore, pari a 6, per tenere conto delle tubazioni di mandata e ritorno del cogeneratore, delle caldaie e delle utenze.

**Rete Mandata**

Il blocco, illustrato in Figura 68, simula il comportamento della rete di teleriscaldamento, dal collettore di accumulo all'ingresso negli stabili residenziali. Permette infatti di determinare la temperatura dell'acqua lungo la tubazione di distribuzione, nota la temperatura del fluido nel punto di immissione, e le dispersioni di calore del fluido.



**Figura 68: Blocco di calcolo Rete Mandata**

**Tabella 78: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Rete Mandata**

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
T <sub>0</sub>	°C	Temperatura dell'acqua del collettore
G1S	Kg/s	Portata
G2S	Kg/s	Portata
G3S	Kg/s	Portata

Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
T <sub>in_ed_1</sub> ... T <sub>in_ed_30</sub>	°C	Temperatura dell'acqua in ingresso agli stabili
Q <sub>loss_tot</sub>	kW	Perdite di calore lungo la rete di mandata

Nell'ipotesi di regime stazionario, nota la temperatura del fluido nel punto di immissione T<sub>0</sub>, e considerando le seguenti semplificazioni:

- la temperatura ambiente del terreno circostante la tubazione T<sub>t</sub> è uniforme;
- la temperatura del fluido è funzione soltanto della distanza (x) e non varia sulla sezione;
- le proprietà termofisiche del fluido non variano con la temperatura;
- la portata del fluido è costante;
- la messa in posa dei tubi non è soggetta ad inclinazioni

E' possibile esprimere l'andamento della temperatura lungo il tubo secondo la formula:

$$T(x) = T_t + (T_0 - T_t) \cdot e^{-\frac{2 \cdot \pi \cdot r \cdot U}{G \cdot c_p} \cdot x}$$

In cui i parametri necessari al calcolo sono descritti in Tabella 79:

**Tabella 79: Parametri per il calcolo della temperatura lungo la tubazione**

Indice	Unità di misura	Descrizione
$T_t$	°C	Temperatura dell'ambiente esterno
$T_0$	°C	Temperatura in ingresso al tubo
$r$	m	Raggio della tubazione
$U$	W/(m <sup>2</sup> K)	Trasmittanza della tubazione
$G$	Kg/s	Portata
$C_{p_{H_2O}}$	J/(Kg K)	Calore specifico dell'acqua

All'interno del modello è stata implementata l'equazione equazione 56 per ognuno dei rami della rete di mandata, a partire dalla centrale di produzione. Nota la temperatura iniziale di mandata del fluido, corrispondente alla temperatura nel collettore di accumulo, è possibile calcolare l'andamento della temperatura lungo la rete applicando in cascata ad ogni ramo l'equazione 56, e considerando come temperatura iniziale la temperatura calcolata alla fine del tratto precedente. In tal modo si è giunge a determinare la temperatura dell'acqua in ingresso agli edifici.

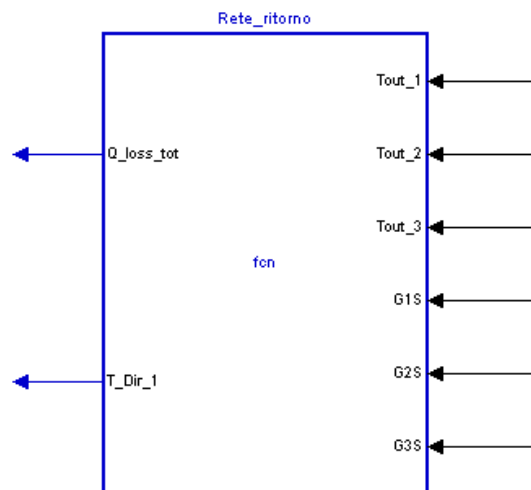
Dalla differenza tra la temperatura in ingresso e in uscita ad ogni ramo vengono inoltre calcolate le perdite di calore in ogni tubazione. Le perdite totali della rete di mandata vengono successivamente sommate alle perdite sulla rete di ritorno e alla richiesta delle utenze, costituendo la richiesta totale al collettore  $Q_{load}$ .

Per velocizzare il processo di scrittura è stato elaborato un programma Matlab, riportato in allegato, in grado di scrivere le equazioni per ogni ramo ed inserire i dati di base necessari per i calcoli (valori di portata, diametro, lunghezza per ogni ramo) nello script.

Questo programma potrà inoltre essere utilizzato per ulteriori sviluppi della rete o per descrivere reti costituite da un grande numero di tubazioni, per cui la scrittura delle equazioni per ogni ramo risulterebbe un processo lungo e oneroso in termini di tempo.

### Rete Ritorno

Il blocco, riportato in Figura 69, simula il comportamento della rete di teleriscaldamento, dagli stabili residenziali al collettore di accumulo, in maniera analoga al blocco *Rete Mandata*.



**Figura 69: Blocco di calcolo Rete Ritorno**

**Tabella 80: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Rete Ritorno**

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
T <sub>out_1</sub>	°C	Temperatura
T <sub>out_2</sub>	°C	Temperatura
T <sub>out_3</sub>	°C	Temperatura
G1S	Kg/s	Portata
G2S	Kg/s	Portata
G3S	Kg/s	Portata

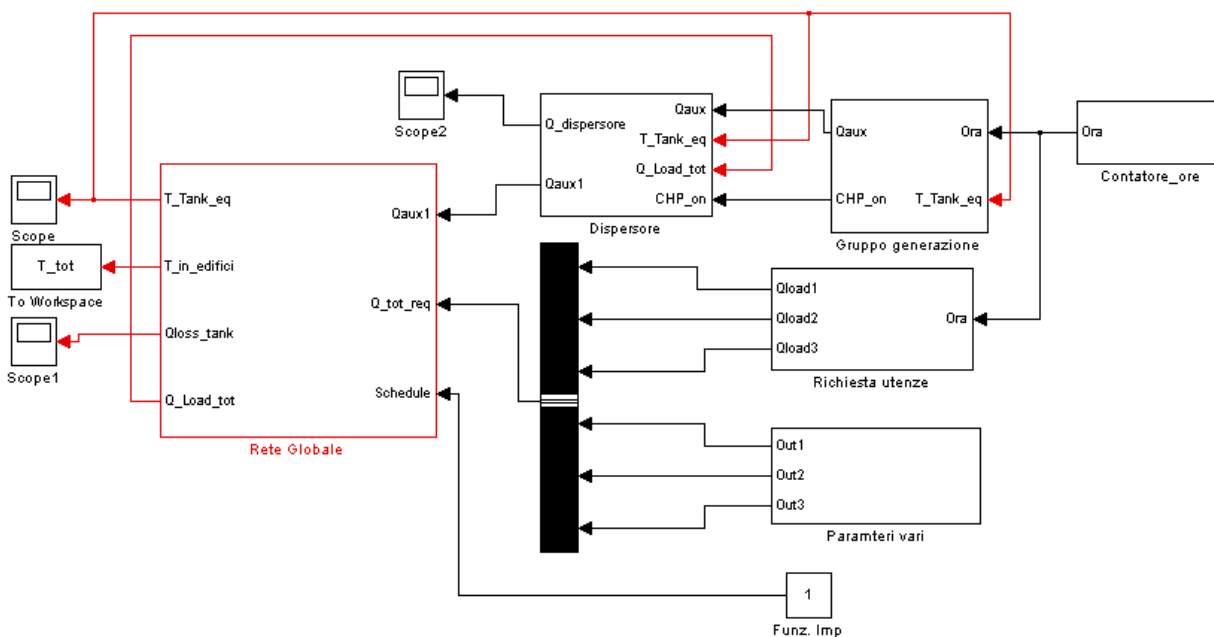
  

Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
T <sub>Dir_1</sub>	°C	Temperatura
Q <sub>loss_tot</sub>	kW	Perdite di calore lungo la rete di ritorno

Il modello matematico per determinare la temperatura in ogni ramo della rete di ritorno è lo stesso di quella di mandata, descritto dall'equazione 56. La temperatura dell'acqua in uscita dagli stabili residenziali, corrispondente alla temperatura iniziale dei tratti, è stata assunta costante pari a 70°C. Quando due rami confluiscono in un'unica tubazione si è ipotizzato un miscelamento adiabatico tra i flussi per stimare la temperatura risultante. E' stato scritto anche in questo caso un programma Matlab, riportato in allegato, per agevolare la fase di scrittura delle equazioni da utilizzare nel blocco.

### 4.2 Modifiche apportate al modello Simulink

Una visione d'insieme del modello modificato è riportata in Figura 70. Sono stati inseriti nell'interfaccia principale nuovi blocchi per tenere conto di componenti non sviluppati in precedenza, ma presenti nell'impianto, come il dispersore di calore aerotermo, e per interfacciare in una maniera più semplice il blocco Rete Globale al resto dell'impianto (Gruppo generazione, Contatore ore, Richiesta Utenze).



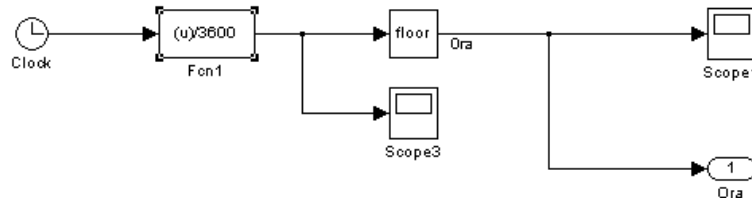
**Figura 70: Schema globale programma realizzato**



Di seguito sono riportati i nuovi blocchi sviluppati, unitamente ad una breve descrizione sul loro funzionamento.

### Contatore ore

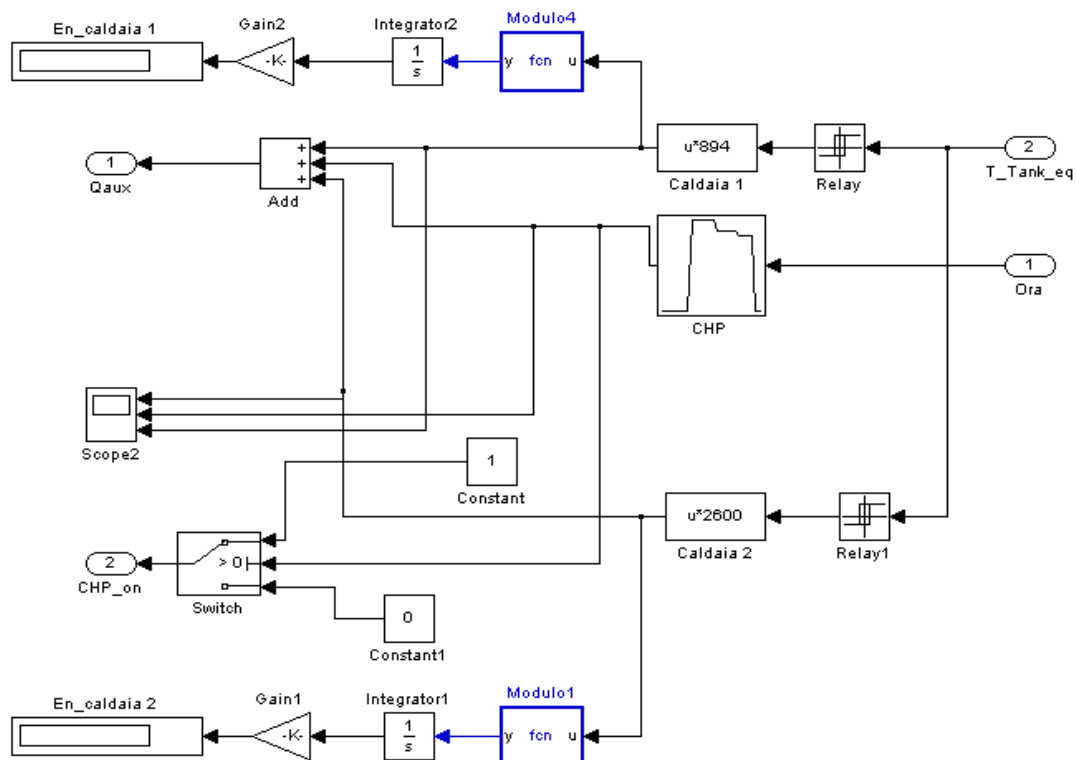
Il blocco, in Figura 71, simula l'andamento delle 24 ore della giornata producendo un segnale a gradino per ogni ora.



**Figura 71: Dettaglio del blocco Contatore Ore**

### Gruppo Generazione

Tale blocco rappresenta la Centrale Termica dell'impianto. E' costituito, come visibile in Figura 72, da un blocco principale *CHP* che simula la produzione oraria, durante il giorno, del cogeneratore e altri due blocchi che rappresentano le caldaie ausiliarie *Caldaia 1* e *Caldaia 2*, rispettivamente di 894 e 2.600 kW<sub>th</sub>. Le due caldaie si attivano in funzione della temperatura dell'acqua nel collettore tramite blocchi di Relay. Le temperature di accensione e spegnimento delle caldaie sono di 80-90°C per la *Caldaia 1* e 75°C-90°C per la *Caldaia 2*. Sono state scelte due diverse temperature di accensione per evitare che le caldaie si attivassero simultaneamente.



**Figura 72: Dettaglio del blocco Gruppo generazione**

**Tabella 81: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Gruppo generazione**

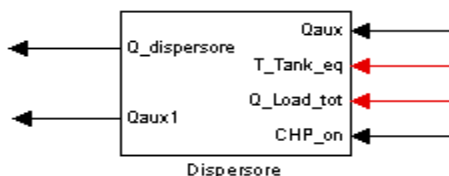
Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
Ora	h	Ora del giorno
T_Tank_eq	°C	Temperatura del collettore

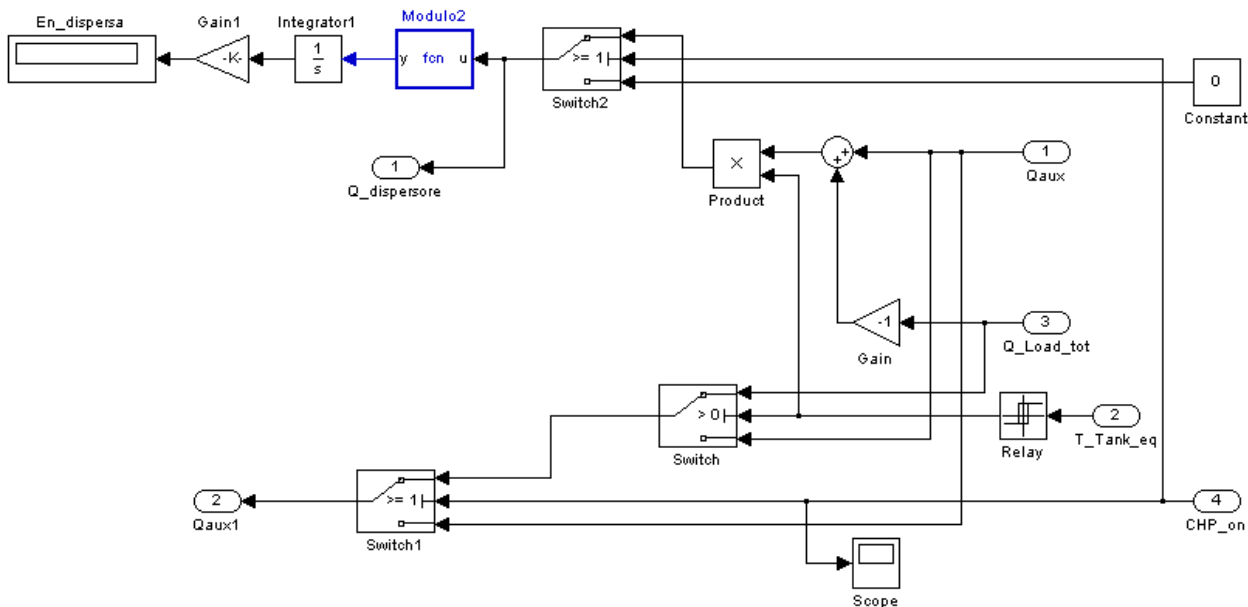
Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
Qaux	kW	Potenza del cogeneratore e delle caldaie
CHP_on	adimensionato	Indice di funzionamento del cogeneratore

*Dispensore aerotermo*

Tale blocco simula il comportamento del dispersore aerotermo tramite un Relay con temperature di accensione-spegnimento di 95-91°C, Figura 74. Imporre 91°C è stato necessario per evitare che il dispersore si attivasse anche nei mesi invernali, quando la temperatura nel collettore è di 90°C per l'intervento delle caldaie e non per la produzione eccessiva del cogeneratore.



**Figura 73: Blocco di calcolo Dispensore**



**Figura 74: Dettaglio del blocco Dispensore**

**Tabella 82: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Dispersore**

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
Qaux	kW	Potenza del cogeneratore e delle caldaie
T_Tank_eq	°C	Temperatura del collettore
Q_Load_tot	kW	Richiesta di calore totale al collettore
CHP_on	Adimensionato	Indice di funzionamento del cogeneratore

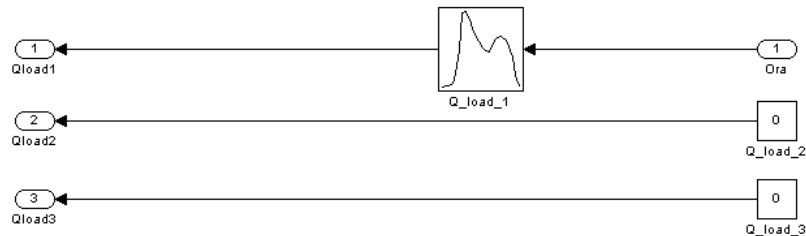
Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
Qaux1	kW	Potenza in ingresso al collettore
Q_dispersore	kW	Potenza dispersa all'aerotermo

### Richiesta UtENZE

Tale blocco simula l'andamento della richiesta termica di tutte le utenze (rete di teleriscaldamento, assorbitore, palazzina uffici) utilizzando le energie ricavate in seno all'analisi energetica. Ai valori orari è stato sottratto per ogni ora il termine di perdita della rete di teleriscaldamento poiché già contabilizzato nei blocchi *Rete Mandata* e *Rete Ritorno* all'interno del blocco *Rete Globale*.



**Figura 75: Blocco di calcolo Richiesta utenze**



**Figura 76: Dettaglio del blocco Richiesta utenze**

**Tabella 83: Variabili in ingresso e in uscita dal blocco Richiesta utenze**

Variabili in ingresso	U.M.	Descrizione
Ora	h	Ora del giorno

Variabili in uscita	U.M.	Descrizione
Qload1	kW	Richiesta di calore delle utenze
Qload2	kW	Richiesta di calore delle utenze
Qload3	kW	Richiesta di calore delle utenze

### 4.3 Risultati delle simulazioni

Al fine di verificare la validità del modello sono state effettuate alcune simulazioni in differenti mesi dell'anno, e analizzati valori ottenuti per le principali grandezze energetiche dell'impianto. Tali valori sono stati quindi confrontati con i valori sperimentali disponibili, al fine di poter giudicare l'attendibilità del modello.

I mesi considerati per le simulazioni sono stati Gennaio e Luglio, indicativi rispettivamente della stagione invernale ed estiva.

#### Analisi della produzione dell'impianto

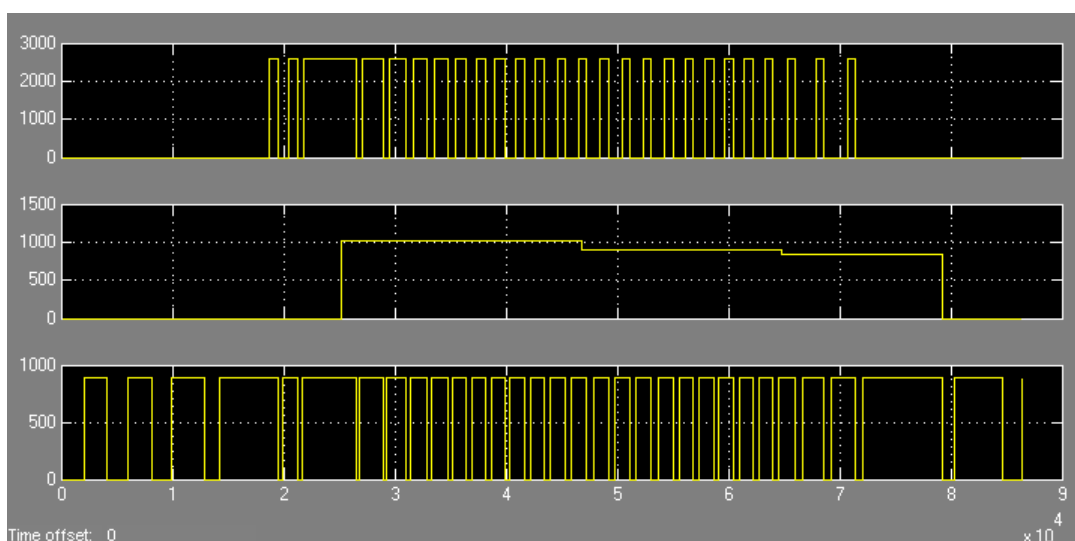
I risultati delle simulazione, lato produzione termica, sono disponibili in Tabella 84.

**Tabella 84: Confronto dati di produzione termica calcolati e sperimentali**

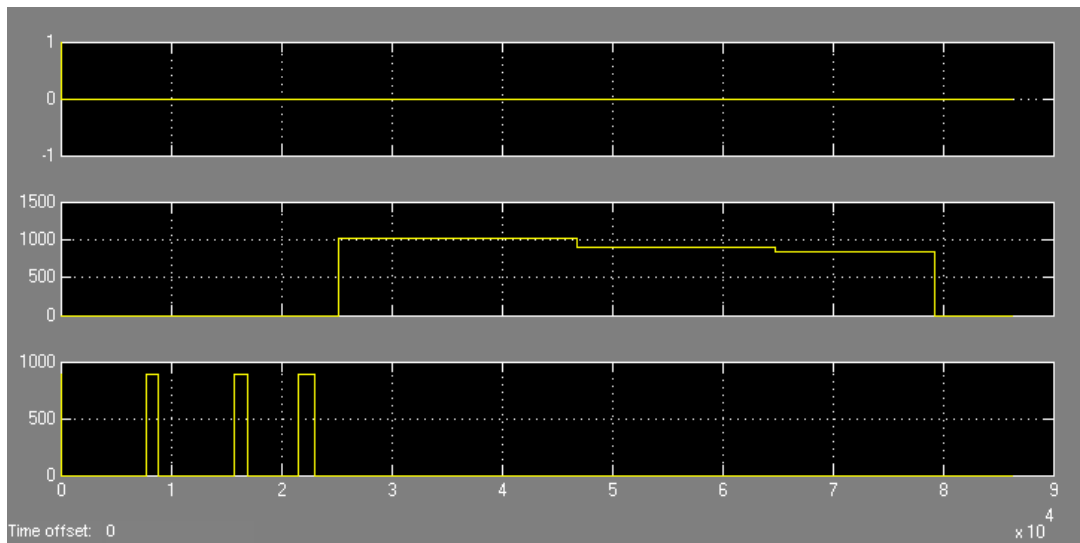
	Simulink		Impianto anno 2012	
	CHP	Caldaie	CHP	Caldaie
	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>	kWh <sub>th</sub>
Gennaio	364.104	1.134.208	326.300	1.005.437
Luglio	159.090	50.754	209.502	59.417

Come si osserva dai dati ottenuti, il modello riproduce abbastanza fedelmente il caso reale nel mese di Gennaio, mentre nel mese di Luglio fornisce una stima meno accurata della produzione del cogeneratore. I valori di produzione del cogeneratore riportati sono stati considerati già al netto delle perdite di calore sul dispersore aerotermo, pertanto l'errore è da ricondurre ad un'incertezza nella contabilizzazione delle perdite di calore su questo elemento.

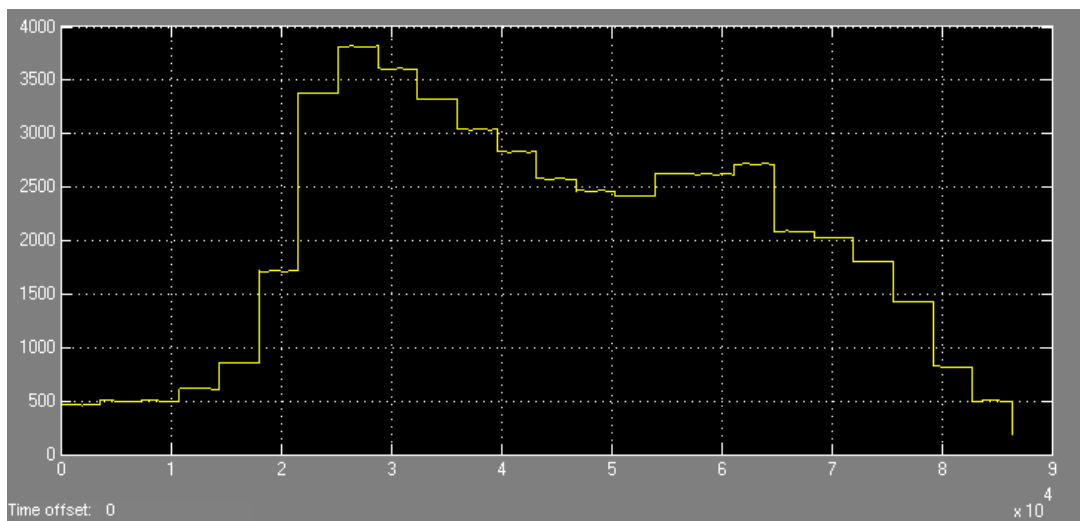
Di seguito sono riportati gli andamenti, durante un giorno di funzionamento feriale, delle produzioni termiche del cogeneratore e delle caldaie, Figura 77 e Figura 78, e delle richieste di calore al collettore, Figura 79 e Figura 80. Il grafico superiore è indicativo della caldaia da 2.600 kW, quello centrale del cogeneratore e quello inferiore della caldaia da 894 kW.



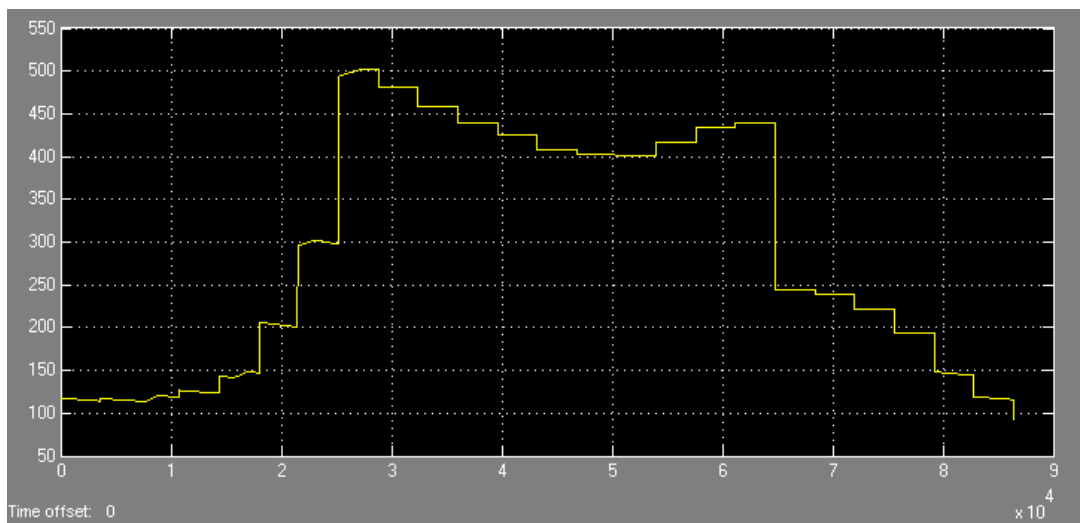
**Figura 77: Profilo giornaliero di potenza erogata dal cogeneratore e dalle caldaie, Gennaio**



**Figura 78: Profilo giornaliero di potenza erogata dal cogeneratore e dalle caldaie, Luglio**



**Figura 79: Profilo giornaliero di potenza richiesta, Gennaio**



**Figura 80: Profilo giornaliero di potenza richiesta, Luglio**

### Analisi delle perdite del teleriscaldamento

Le simulazioni hanno permesso di determinare una perdita della rete di teleriscaldamento compresa in un range 82-85 kW<sub>th</sub>, in funzione della temperatura all'interno del collettore di accumulo.

Le perdite risultano circa 45 kW<sub>th</sub> sul ramo di mandata e 37 kW<sub>th</sub> su quello di ritorno. Il risultato ottenuto è comparabile con quello disponibile in letteratura, 94 kW<sub>th</sub>, ricavato da una analisi precedentemente effettuata sullo stesso impianto<sup>8</sup>.

Inoltre, le analisi preliminari, condotte tramite modelli teorici descritti nel Paragrafo 2.4.3<sup>9</sup>, hanno messo in evidenza un valore di perdita analogo, pari a 105 kW<sub>th</sub>.

Anche considerando i dati sperimentali disponibili, relativi alle perdite della rete di teleriscaldamento dell'anno 2010, e il numero di ore di funzionamento annuali, si evidenzia una perdita media annua pari a 93 kW<sub>th</sub>. Si può desumere pertanto che i blocchi *Rete Mandata* e *Rete Ritorno*, rappresentino con buona aderenza alla realtà la rete di teleriscaldamento.

### Analisi delle temperature in ingresso agli edifici residenziali

Il modello consente di simulare il profilo di temperatura sui rami della rete, e in ingresso agli edifici connessi. In Figura 81 sono riportate le temperature dell'acqua in arrivo agli stabili, considerando una temperatura dell'accumulo di 80 °C.

Le temperature più basse rilevate sono quelle agli edifici 20 e 25. Considerando l'utenza nr. 20, distante dalla centrale termica 478 metri, si ha una temperatura di arrivo dell'acqua pari a 79,9 °C circa, ovvero una perdita di 0,1 °C. Si possono pertanto stimare valori massimi di perdita di circa 0,2 °C/km.

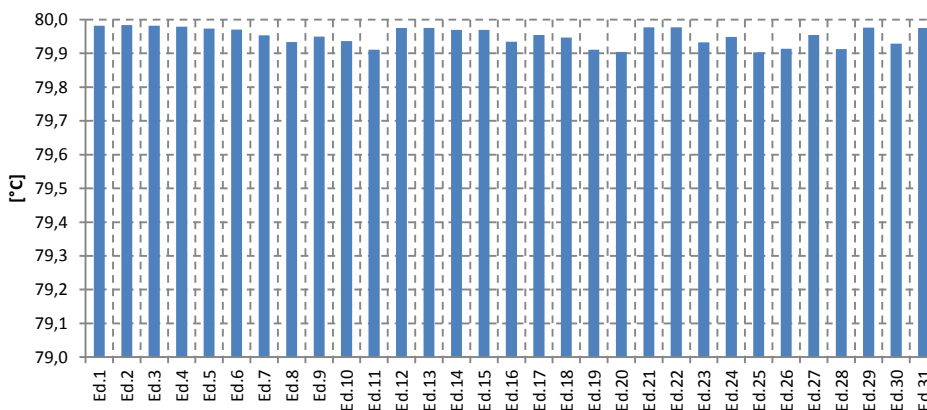


Figura 81: Temperatura in ingresso agli edifici connessi alla rete

<sup>8</sup> N. Zanello, "Modelli di dispositivi e sistemi per la distribuzione del calore in ambito urbano: progetto Polycity"

<sup>9</sup> Catalogo Socotherm

## Conclusioni

Lo studio si è incentrato nell'analisi di una rete di teleriscaldamento locale, dal punto di vista della definizione delle performance energetiche della stessa, e degli impianti di generazione termica ad essa asserviti.

I risultati ottenuti hanno evidenziato le problematiche reali legati alla gestione e conduzione di impianti di cogenerazione connessi a reti di teleriscaldamento, e hanno consentito di definire e proporre soluzioni di miglioramento dell'efficienza del sistema complessivo. Le nuove configurazioni di esercizio consentono di ottenere valori di PES annuali più elevati (+19% su base media annua), con benefici economici non trascurabili (aumento dei margini di esercizio fino a +24 k€ all'anno).

È stato inoltre analizzato un modello di simulazione di reti termiche sviluppato dall'ENEA in collaborazione con l'Università "Sapienza" di Roma su piattaforma Matlab-Simulink, al fine di rendere tale programma adatto a simulare la rete di quartiere analizzata in seno al presente studio. Gli sviluppi operati sul simulatore hanno portato ad ottenere perdite termiche della rete coerenti con altri studi effettuati sullo stesso impianto, oltre che con i valori sperimentali disponibili. Si è così ottenuta una prima validazione di tale modello di rete termica.

Si è individuata, infine, l'opportunità di estendere tali sviluppi per arrivare ad un modello integrato, capace di simulare l'intero sistema di generazione, accumulo, distribuzione e utilizzo del calore, tarato sui valori reali di produzione e di richiesta termica della rete locale analizzata in seno a tale studio.

Di particolare interesse è inoltre l'allestimento di un sistema di monitoraggio remoto dell'intero impianto, con il quale poter valutare in real-time le performance energetiche dei principali componenti dello stesso, quali il cogeneratore, le caldaie, i sistemi per la produzione di energia frigorifera e la rete stessa.

## Allegato A – File Rete utilizzato per la scrittura dei programmi Matlab

1	1	2	217.6	0.3938	44	0	0.398111398	17
2	2	3	203.68	0.3444	29	0	0.428220944	16
3	3	4	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	15
4	3	5	196.72	0.3444	35	0	0.428220944	15
5	5	6	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	14
6	5	7	189.76	0.3444	4	0	0.428220944	14
7	7	8	6.96	0.1071	23	1	0.854818361	13
8	7	9	182.8	0.3444	29	0	0.428220944	13
9	9	10	127.12	0.263	4	0	0.501227679	12
10	10	11	55.67	0.2101	25	0	0.642293158	11
11	11	12	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	10
12	11	15	48.71	0.2101	42	0	0.642293158	10
14	15	13	41.75	0.2101	3	0	0.642293158	9
13	13	14	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	8
15	15	16	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	9
16	13	17	34.8	0.2101	34	0	0.642293158	8
17	17	18	13.92	0.1325	35	0	0.795224974	7
18	18	19	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	6
19	18	20	6.96	0.1071	31	0	0.854818361	6
20	20	21	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	5
21	17	22	20.88	0.1603	59	0	0.771793325	7
22	22	23	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	6
23	22	24	13.92	0.1325	36	0	0.795224974	6
24	24	25	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	5
25	24	26	6.96	0.1071	39	0	0.854818361	5
26	26	27	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	4
27	10	28	71.45	0.2101	39	0	0.642293158	11
28	28	29	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	10
29	28	30	57.53	0.2101	29	0	0.642293158	10
30	30	31	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	9
31	30	32	50.57	0.2101	17	0	0.642293158	9
32	32	33	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	8
33	32	34	43.63	0.1603	24	0	0.771793325	8
34	34	35	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	7
35	34	36	36.67	0.1603	21	0	0.771793325	7
36	36	37	36.67	0.1603	22	0	0.771793325	6
37	37	38	7.9	0.1071	46	0	0.854818361	5
38	38	39	7.9	0.1071	27	1	0.854818361	4
39	37	40	28.78	0.1071	31	0	0.854818361	5
40	40	41	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	4



41	40	42	21.82	0.1071	39	0	0.854818361	4
42	42	43	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	3
43	42	44	14.86	0.1071	18	0	0.854818361	3
44	44	45	6.96	0.1603	39	0	0.771793325	2
45	45	46	6.96	0.1071	19	1	0.854818361	1
46	44	47	7.9	0.1071	68	0	0.854818361	2
47	47	48	7.9	0.1071	25	1	0.854818361	1
48	9	49	55.68	0.263	20	0	0.501227679	12
49	49	50	6.96	0.1071	24	1	0.854818361	11
50	49	51	48.72	0.263	21	0	0.501227679	11
51	51	52	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	10
52	51	56	41.76	0.263	20	0	0.501227679	10
55	56	53	27.84	0.263	5	0	0.501227679	9
53	53	54	6.96	0.1603	47	0	0.771793325	8
54	54	55	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	7
56	56	57	13.92	0.2101	52	0	0.642293158	9
57	57	58	6.96	0.1071	21	1	0.854818361	8
58	53	64	20.88	0.2101	49	0	0.642293158	8
64	64	59	13.92	0.2101	49	0	0.642293158	7
61	59	62	6.96	0.1071	49	0	0.854818361	6
62	62	63	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	5
65	59	66	6.96	0.2101	4	0	0.642293158	6
59	66	60	6.96	0.1071	27	0	0.854818361	5
60	60	61	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	4
63	64	65	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	7
66	57	67	6.96	0.1603	42	0	0.771793325	8
68	67	68	6.96	0.1071	21	1	0.854818361	7
69	2	69	13.92	0.1603	22	0	0.771793325	16
70	69	70	6.96	0.1071	20	1	0.854818361	15
71	69	71	6.96	0.1325	82	1	0.795224974	15
72	28	72	6.96	0.1071	25	1	0.854818361	10

## Allegato B – Programma Matlab per la scrittura del blocco Rete Mandata

```

clear all
close all
clc

load Rete.txt
Testo=fopen('Testo.m.','w');

Tratto=Rete(:,1);
Nodo_in=Rete(:,2);
Nodo_fin=Rete(:,3);
G=Rete(:,4);
DN=Rete(:,5);
L=Rete(:,6);
V=Rete(:,7);
U=Rete(:,8);

n=length(Tratto);

T0=80;
Tt=15;
cp=4184;

for k=1:n
    fprintf(Testo,'G%d=%8.4f;\n', [k,Rete(k,4)]);
end
for k=1:n
    fprintf(Testo,'DN%d=%8.4f;\n', [k,Rete(k,5)]);
end
for k=1:n
    fprintf(Testo,'L%d=%d;\n', [k,Rete(k,6)]);
end
for k=1:n
    fprintf(Testo,'U%d=%8.4f;\n', [k,Rete(k,8)]);
end

k=1;
fprintf(Testo,'T_Dir_1=Tt +(T0-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp)));\n', [k;k;k;k]);
j=1;

for k=2:n
    if Nodo_in(k)==Nodo_fin(k-1)
        if V(k)==1;
            fprintf(Testo,'T_in_ed_%d=Tt +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp)));\n', [j;k-1;k;k;k]);
            j=j+1;
        else
            fprintf(Testo,'T_Dir_%d=Tt +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp)));\n', [k;k-1;k;k;k]);
        end
    else
        for i=1:k-2
            if Nodo_in(k)==Nodo_fin(i)
                if V(k)==1;
                    fprintf(Testo,'T_in_ed_%d=Tt +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp)));\n', [j;i;k;k;k]);
                    j=j+1;
                else
                    fprintf(Testo,'T_Dir_%d=Tt +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp)));\n', [k;i;k;k;k]);
                end
            end
        end
    end
end

```

```

end
end

end

k=1;
fprintf(Testo,'Q_loss_1=(G1*cp*(T0-T_Dir_1));\n');
j=1;
for k=2:n
    if Nodo_in(k)==Nodo_fin(k-1)
        if V(k)==1;
            fprintf(Testo,'Q_loss_ed%d=(G%d*cp*(T_Dir_%d-T_in_ed_%d));\n',[j;k;k-1;j]);
            j=j+1;
        else
            fprintf(Testo,'Q_loss_%d=(G%d*cp*(T_Dir_%d-T_Dir_%d));\n',[k;k;k-1;k]);
        end
    else
        for i=1:k-2
            if Nodo_in(k)==Nodo_fin(i)
                if V(k)==1;
                    fprintf(Testo,'Q_loss_ed%d=(G%d*cp*(T_Dir_%d-T_in_ed_%d));\n',[j;k;i;j]);
                    j=j+1;
                else
                    fprintf(Testo,'Q_loss_%d=(G%d*cp*(T_Dir_%d-T_Dir_%d));\n',[k;k;i;k]);
                end
            end
        end

    end
end
end

k=1;
fprintf(Testo,'Q_loss_tot1=Q_loss_1+');
j=1;
for k=2:n
    if Nodo_in(k)==Nodo_fin(k-1)
        if V(k)==1;
            fprintf(Testo,'Q_loss_ed%d+',[j]);
            j=j+1;
        else
            fprintf(Testo,'Q_loss_%d+',[k]);
        end
    else
        for i=1:k-2
            if Nodo_in(k)==Nodo_fin(i)
                if V(k)==1;
                    fprintf(Testo,'Q_loss_ed%d+',[j]);
                    j=j+1;
                else
                    fprintf(Testo,'Q_loss_%d+',[k]);
                end
            end
        end

    end
end
end
fprintf(Testo,'\n'); %kW
fprintf(Testo,'Q_loss_tot=Q_loss_tot1/1000;\n'); %kW

```

## Allegato C – Programma Matlab per la scrittura del blocco *Rete Ritorno*

```

clear all
close all
clc

load Rete.txt
Testo3=fopen('Testo3.m.','w');

Tratto=Rete(:,1);
Nodo_in=Rete(:,2);
Nodo_fin=Rete(:,3);
G=Rete(:,4);
DN=Rete(:,5);
L=Rete(:,6);
V=Rete(:,7);
U=Rete(:,8);
S=Rete(:,9);

n=length(Tratto);

T0=80;
Tt=15;
cp=4184;
r=1;

for i=1:17
    for k=1:n
        if S(k)==i
            for jj=1:n
                if (Rete(k,2)==Rete(jj,2))&&(jj~=k)
                    fprintf(Testo3,'T_Dir_%da=Tt                    +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp))); \n',
[Rete(k,2);Rete(k,3);k;k;k]);
                    fprintf(Testo3,'T_Dir_%db=Tt                    +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp))); \n',
[Rete(jj,2);Rete(jj,3);jj;jj;jj]);
                    fprintf(Testo3,'T_Dir_%d=((T_Dir_%da*G%d)+(T_Dir_%db*G%d))/(G%d+G%d); \n',[Rete(k,2),Rete(k,2),k,Rete(jj,2),jj,k,jj]);
                else
                    if (Rete(k,2)==Rete(jj,2))&&(jj==k)
                        fprintf(Testo3,'T_Dir_%d=Tt                    +(T_Dir_%d-Tt)*(exp(1)^((-pi*DN%d*U%d*L%d)/(G%d*cp))); \n',
[Rete(k,2);Rete(k,3);k;k;k]);
                    end
                end
            end
        end
    end
end

for k=1:n
    fprintf(Testo3,'Q_loss_%d=G%d*cp*(T_Dir_%d-T_Dir_%d); \n',[k;k;Rete(k,3);Rete(k,2)]); %W
end

k=1;
fprintf(Testo3,'Q_loss_tot1=Q_loss_1+');
j=1;
for k=2:n
    fprintf(Testo3,'Q_loss%d+',[k]);
end
fprintf(Testo3,'\n'); %kW
fprintf(Testo3,'Q_loss_tot=Q_loss_tot1/1000;\n'); %kW

```