



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di performance e monitoraggi energetici di reti termiche distribuite

Marco Badami
Armando Portoraro

ANALISI DI PERFORMANCE E MONITORAGGI ENERGETICI DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE

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

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

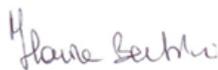
Piano Annuale di Realizzazione 2013

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

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

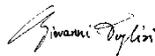
Obiettivo: Studi e sviluppo per il miglioramento delle efficienza energetica nel settore civile, servizi e industria

Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Analisi di performance e monitoraggi energetici di reti termiche distribuite*"

Responsabile scientifico ENEA: Giovanni Puglisi



Responsabile scientifico: Marco Badami

Gli autori desiderano ringraziare Dario Savarese (Politecnico di Torino) che ha partecipato al progetto durante il lavoro di tesi.



Indice

1	INTRODUZIONE	4
2	PRESENTAZIONE DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO LOCALE OGGETTO DI STUDIO	5
2.1	DESCRIZIONE DELLA RETE	5
2.1.1	<i>Generalità</i>	5
2.1.2	<i>Tipologia</i>	6
2.1.3	<i>Materiali e componenti</i>	6
2.1.4	<i>Dati di progetto</i>	8
2.2	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE TERMICA	10
2.2.1	<i>Schema di centrale</i>	10
2.2.2	<i>Gruppo di cogenerazione</i>	11
2.2.3	<i>Generatori di calore</i>	12
2.2.4	<i>Layout della sensoristica installata</i>	13
3	INDICI PER LA CARATTERIZZAZIONE DELLE PRESTAZIONI ENERGETICHE DELLE RETI TERMICHE	19
3.1	NORME E LETTERATURA DI RIFERIMENTO	19
3.2	INDICI DI PRESTAZIONE PREVISTI NORMA UNI EN 15316-4-5:2007	21
3.2.1	<i>Approccio generale</i>	21
3.2.2	<i>Indici di performance: Primary Energy Factors</i>	22
3.2.3	<i>Esempi applicativi</i>	25
3.2.4	<i>Commenti sui risultati</i>	32
3.3	INDICI DI PRESTAZIONE IN LETTERATURA SCIENTIFICA	34
3.3.1	<i>District heating global efficiency (η_{DH})</i>	35
3.3.2	<i>Relative importance of losses (RiL)</i>	35
3.3.3	<i>Primary energy efficiency (ϵ)</i>	36
3.3.4	<i>Equivalent to nominal power duration (H_{eq})</i>	37
3.3.5	<i>Efficienza di scambio termico primario/secondario</i>	38
3.4	CALCOLO DEGLI INDICI SULLA RETE OGGETTO DI STUDIO	38
3.5	SENSITIVITÀ ALL'IMPIEGO DI ENERGIA RINNOVABILE	42
4	STUDIO DI FATTIBILITÀ DI UN SISTEMA DI MONITORAGGIO ENERGETICO DELL'IMPIANTO E DELLA RETE	46
4.1	ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO	46
4.2	APPARECCHIATURE DI CAMPO	48
4.2.1	<i>Centrale termica</i>	48
4.2.2	<i>Più di stabile utenze termiche</i>	50
4.2.3	<i>Edificio del gestore dell'impianto</i>	55
5	CONCLUSIONI.....	57
6	APPENDICE – CURRICULUM VITAE DEL GRUPPO DI LAVORO	59



1 Introduzione

Il presente documento rappresenta il Rapporto Finale del progetto di ricerca fra il Dipartimento Energia del Politecnico di Torino (DENERG) e l'Enea, dal titolo *“Analisi di performance e monitoraggi energetici di reti termiche distribuite”*, sviluppato in seno all'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2012-2014, Progetto C.1. - Studi e sviluppo di strumenti per il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore civile, servizi e industria.

La prima parte del documento descrive l'impianto di cogenerazione, con annessa rete di teleriscaldamento di quartiere, attualmente in esercizio a Torino per il teleriscaldamento di un complesso di circa trenta condomini. Tale impianto è stato utilizzato come caso di studio per lo svolgimento delle attività oggetto del presente incarico. Una trattazione di dettaglio delle performance energetiche dell'impianto e della rete termica è stata effettuata all'interno del Report di Sistema RdS/2013/105.

La seconda parte del documento, denominata *“Indici per la caratterizzazione delle prestazioni energetiche delle reti termiche”*, descrive i lavori svolti in merito alla definizione di un possibile set di indici utili alla valutazione delle performance energetiche delle reti termiche, anche in relazione all'eventuale apporto di energia termica proveniente da fonti energetiche rinnovabili. A supporto delle valutazioni condotte, sono state consultate le principali normative di riferimento del settore, oltre che alcuni studi riportati in letteratura scientifica. Gli indici così individuati sono stati quindi impiegati per il calcolo delle performance energetiche della sopra citata rete di teleriscaldamento in esercizio a Torino. E' stato, inoltre, effettuato uno studio parametrico volto ad investigare la sensitività di alcuni indici rispetto all'entità di energia termica da fonte rinnovabile immessa in rete.

L'ultima parte del documento presenta le attività volte relativamente alla progettazione preliminare di un sistema di monitoraggio energetico remoto, in tempo reale, dell'impianto di cogenerazione e della rete di teleriscaldamento di quartiere di Torino oggetto di analisi. E' stata valutata l'architettura più opportuna per il sistema di monitoraggio, ed è stata realizzata una analisi di dettaglio delle apparecchiature da installare in centrale termica, presso l'edificio del gestore, e presso tutti i piè di stabile, sede dei misuratori dell'energia termica erogata agli edifici allacciati alla rete. E' stato altresì studiato il layout secondo il quale le attrezzature dovranno essere posizionate e collegate il cablaggio dei diversi componenti del sistema.

Si prevede che tale sistema verrà installato durante l'estate 2014 e che verrà verosimilmente messo in funzione a partire dall'anno termico 2014-2015, consentendo la validazione sperimentale delle analisi di performance presentate nella parte iniziale del presente studio.



Le rete 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 gli 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 di tipo diretto, soluzione alquanto inusuale in Italia, poiché durante la progettazione non è stato ritenuto opportuno installare scambiatori di calore per lo scambio indiretto 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. In Figura 45 è riportata la planimetria del quartiere, in cui sono indicati gli stabili con allacciamento diretto e quelli con sottostazione di scambio indiretto.

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 poliuretanicca, 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 impiegando dei materassini che assorbono le dilatazioni.

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.

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/m³. Lo strato isolante scelto risulta testato all'impiego continuo alla temperatura di 120° per una durata superiore a 30 anni.



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.

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 poliuretanicata 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.

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.

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 poliuretanicata; 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 2 è stata riportata la sezione di scavo della pavimentazione stradale e in Tabella 1 le distanze mantenute tra le due tubazioni.

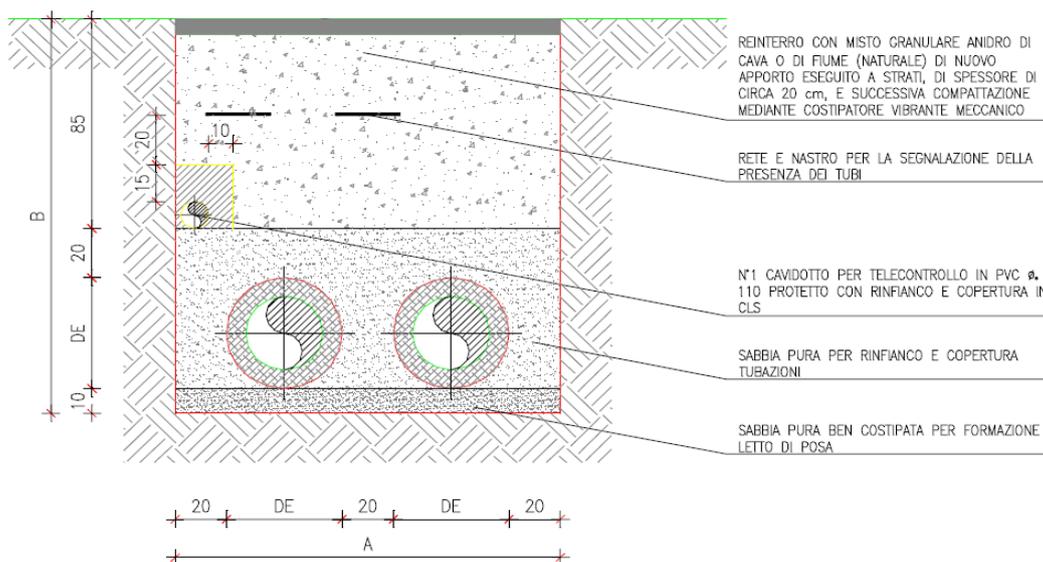


Figura 2 - Sezione di posa tipica

Tabella 1 - 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 3, lavora senza interruzioni tutto l'anno con i seguenti parametri:

Tabella 2: 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 dell'impianto, fornita dal gestore dello stesso, 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_{th}, con una portata massima disponibile di 883,50 m³/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_{th}, 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.

In Figura 3 è mostrato lo sviluppo planimetrico della rete di teleriscaldamento in esame.

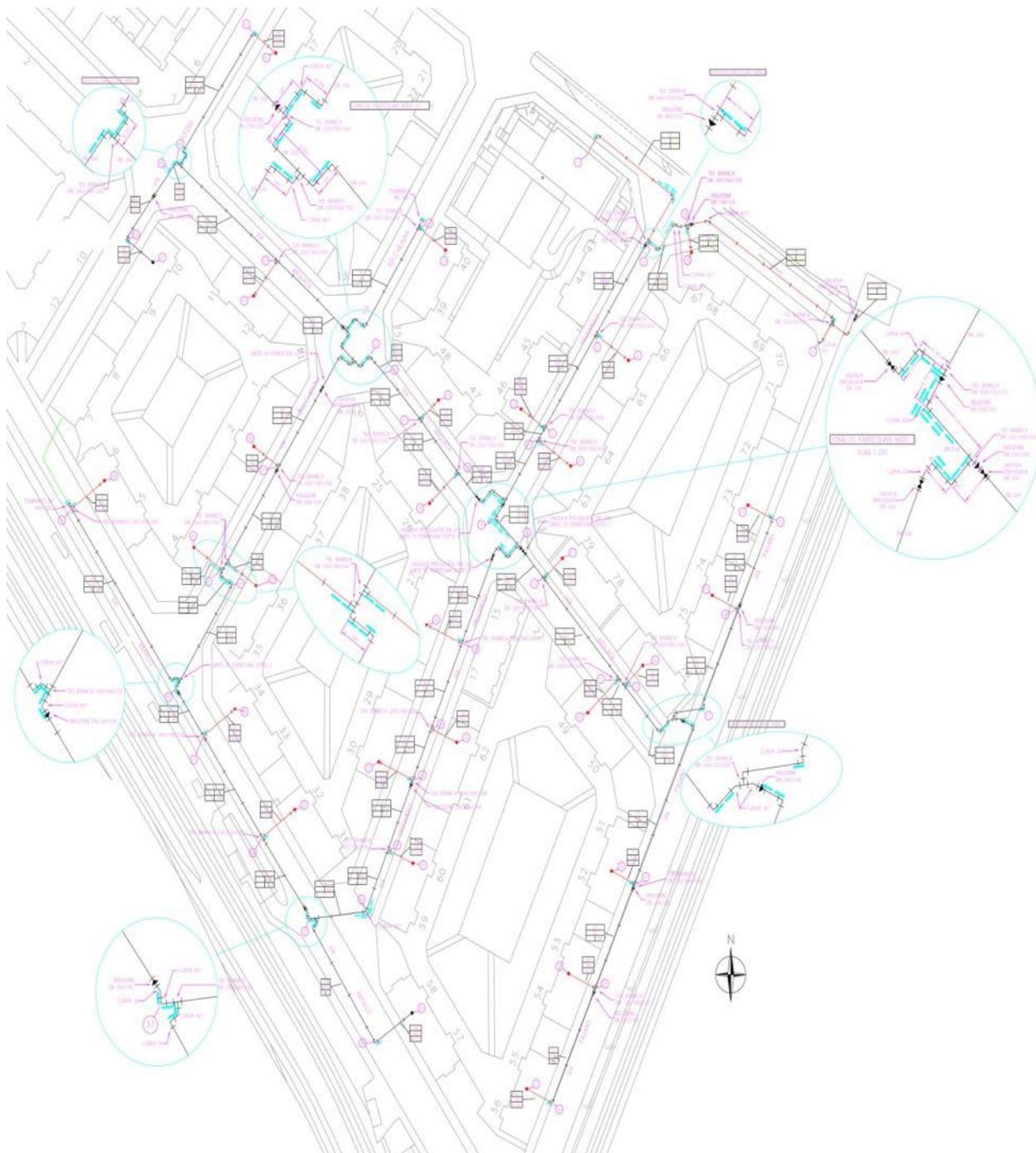


Figura 3 - Schema della rete di teleriscaldamento

2.2 Descrizione della centrale termica

2.2.1 Schema di centrale

Il sistema di teleriscaldamento in esame è composto da una sezione “produzione di calore” (la centrale termica) e dalla sezione “distribuzione” (la rete fisica di tubazioni interrate che si diparte dalla centrale termica e giunge ai piedi di stabile allacciati). La struttura semplificata del sistema nel suo complesso è mostrata nello schema di Figura 4.

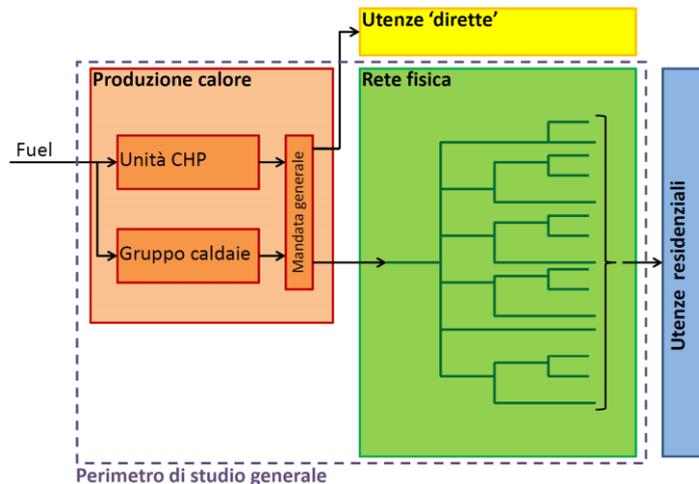


Figura 4 – schema a blocchi dell’intero impianto con annessa rete di teleriscaldamento

Come precedentemente accennato, l’impianto, schematizzato in Figura 5, è costituito da un cogeneratore con motore endotermico DEUTZ da 970 kW_{el} e 1166 kW_{th} e da tre caldaie di integrazione, una della potenza di 895 kW_{th} e due da 2600 kW_{th}.

L’unità inoltre è collegata ad un gruppo frigorifero ad assorbimento di potenza pari a 195 kW_c 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_c, alimentato dall’energia elettrica prodotta dal motore endotermico.

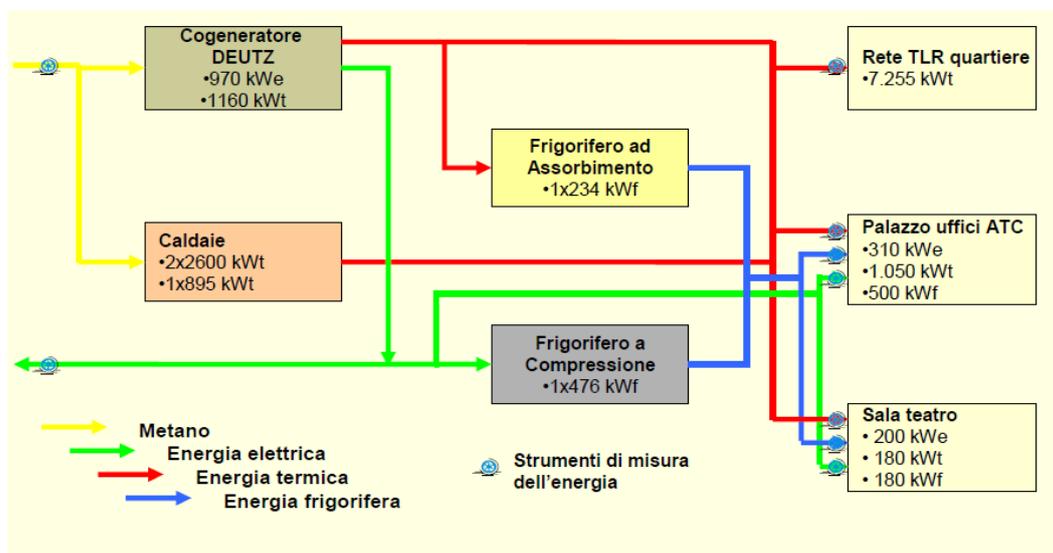


Figura 5 - Schema della Centrale Termica

L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene assorbita in parte dalla palazzina uffici (che ha una potenza impegnata contrattuale pari a 310 kW_{el}), in parte da una sala polivalente (200 kW_{el} 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_{th}, gli uffici della palazzina per 1.050 kW_{th} e la sala cinema-teatro per 180 kW_{th}.

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 l'edificio 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 6.



Figura 6 - 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_{th} e un fascio tubiero per i gas di scarico per una potenza di 692 kW_{th}. In Tabella 3 sono riportati i valori nominali dell'impianto:

Tabella 3 - 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 ³ /h	262,3 (pci=9,59 kWh/m ²)
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
Emissioni inquinanti rif. 5%O₂		
NO _x		< 250 mg/m ³
CO (senza depuratore catalitico)		< 950 mg/m ³
CO (con depuratore catalitico)		<300 mg/m ³



Sistema recupero termico		
<i>SCAMBIATORE A PIASTRE</i>		
Potenza termica camicia motore	kW	474
Temperatura ingresso utenza	°C	70
Temperatura uscita utenza	°C	80
Portata acqua	m ³ /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 ³ /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 ³ /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_{th} e potenzialità al focolare 923 kW_{th};
- 2 caldaie a tre giri di fumo Viessman modello Vitomax 200 con potenzialità utile 2.600 kW_{th} e potenzialità al focolare 2.830 kW_{th}.

La potenza totale delle caldaie risulta pari a 6.990 kW_{th}. 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 m³/h e prevalenza di 60 kPa.

La caldaia Vitocrossal 300, riportata in Figura 7, 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 7 - Caldaia Viessmann Vitocrossal 300 tipo CR3

Le due caldaie Vitomax, di potenza utile totale pari a 5.200 kW_{th} , sono riportate in Figura 8 e Figura 9.



Figura 8 - Caldaie Vitomax 200 tipo M241

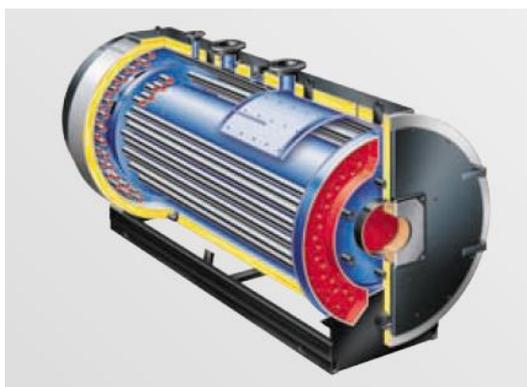


Figura 9 - Sezione di caldaia Vitomax 200

2.2.4 Layout della sensoristica installata

La funzione dei misuratori è di rilevare i flussi energetici transitanti nelle tubazioni. I misuratori utilizzati in questo genere di impianto sono di tre tipi: volumetrici, elettronici e contatermie; differenziati a seconda della grandezza in esame.

I misuratori volumetrici determinano la portata in m^3/s , gli elettronici i kW elettrici (potenza attiva e reattiva) e i contatermie i kW legati al flusso di calore di una tubazione tramite la misura di portata,

temperatura di mandata e ritorno dell'acqua. In Figura 10 è riportato lo schema di disposizione dei misuratori nell'impianto.

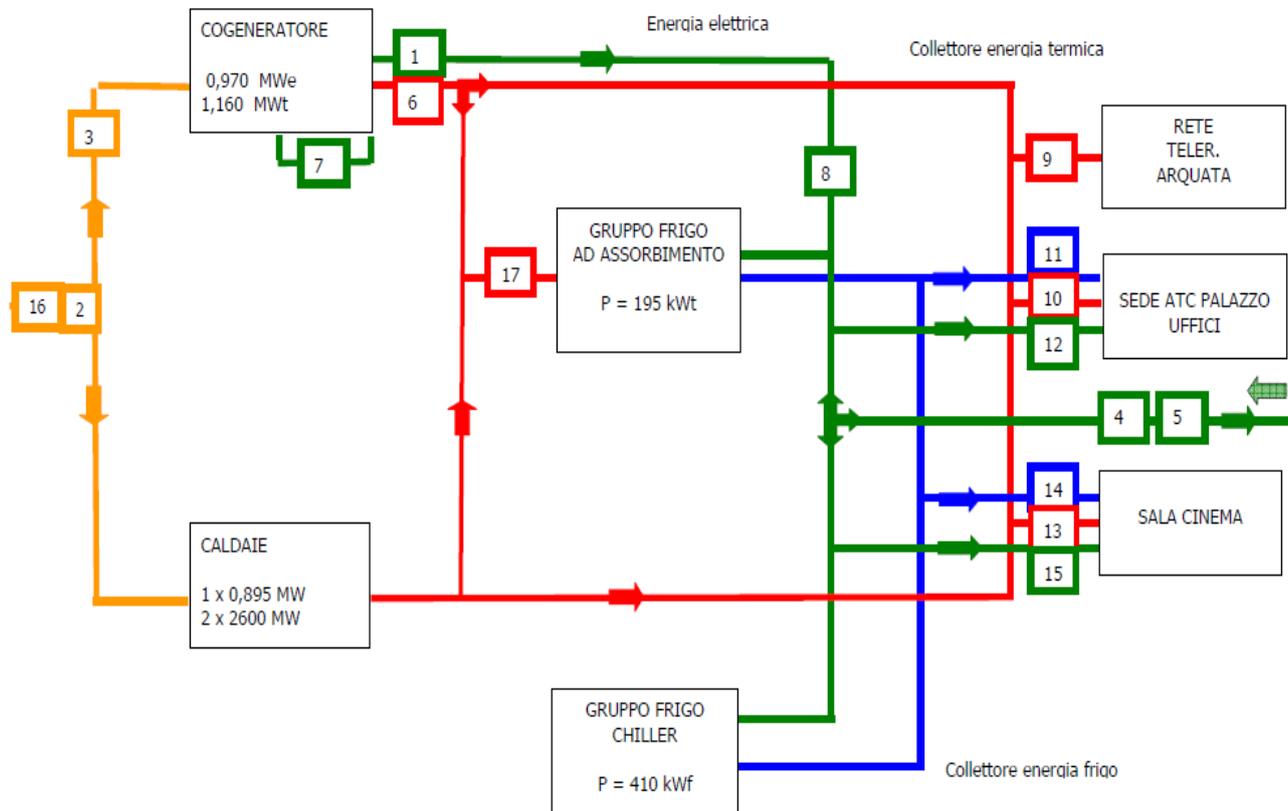


Figura 10 - Schema sensori dell'impianto

Tabella 4: Misuratori

Progressivo misuratore	Tipologia	Marca	Posizione	Descrizione
1	Elettronico	IME	In uscita dal cogeneratore	Energia elettrica prodotta dall'impianto di cogenerazione
2		CPL Concordia	In ingresso all'impianto	Consumo di gas metano al punto di fornitura con correttore elettronico di volumi
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	Termico	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		In ingresso sala Polifunzionale	Energia elettrica verso la sala Polifunzionale
16	Meccanico	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

In Figura 11 viene riportata una sezione del collettore di mandata in cui viene immessa l'acqua calda 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. La tubazione più a sinistra è invece la mandata del collettore.



Figura 11 - Collettore di mandata dell'impianto

La foto sottostante 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 12: Scambiatore di calore lato circuito palazzina uffici

Sono riportati in Figura 13 i misuratori nr. 10 e 11 relativi al circuito della palazzina uffici.



Figura 13: Misuratori nr. 10 e 11

Viene mostrato più chiaramente il misuratore nr.17 sul gruppo frigorifero ad assorbimento, Figura 14.



Figura 14: Misuratore nr. 17

Dal collettore del circuito della palazzina uffici, Figura 15, partono le tubazioni dirette ai fan coil e i radiatori di tutto il palazzo.



Figura 15: Collettore circuito palazzina uffici

In Figura 16 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 16 - Scambiatori di calore lato circuito di teleriscaldamento

Le tre pompe in Figura 17, due KSB ETALINE 150-200/1504 e una modello 50-250/154,2 HDX, inviano l'acqua calda nella rete di teleriscaldamento.



Figura 17 - Pompe del circuito di teleriscaldamento

Il misuratore di calore nr. 9 a monte della rete di teleriscaldamento.



Figura 18: Misuratore di calore nr.9



3 Indici per la caratterizzazione delle prestazioni energetiche delle reti termiche

Avendo acquisito una conoscenza dettagliata della struttura della rete di teleriscaldamento del caso studio, nel presente capitolo si intende presentare un possibile set di indici per la valutazione delle performance energetiche dell'impianto.

3.1 Norme e letteratura di riferimento

La ricerca dei possibili indici di caratterizzazione delle prestazioni energetiche delle reti termiche è partita dall'analisi della normativa di settore, al fine di valutare se già esistessero in letteratura indici applicabili al caso di studio. Nel seguito si riportano le norme e gli studi che sono stati analizzati a tale scopo:

- **Norma UNI EN 15316-4-5:2007** – Impianti di riscaldamento degli edifici - Metodo per il calcolo dei requisiti energetici e dei rendimenti di impianto. Parte 4-5: Sistemi di generazione per il riscaldamento degli ambienti, prestazione e qualità delle reti di riscaldamento urbane e dei sistemi per ampie volumetrie;
- Pacot, P. E., & Reiter, S. (2011). Quality indicators for district heating networks. Proceedings of the International Conference CISBAT 2011 - Clean Tech for sustainable buildings - From Nano to urban scale. <http://hdl.handle.net/2268/96467>;
- **Raccomandazione CTI 14: 2013** – Prestazioni energetiche degli edifici – Determinazione della prestazione energetica per la classificazione dell'edificio;
- **UNI EN 15603:2008** - Prestazione energetica degli edifici - Consumo energetico globale e definizione dei metodi di valutazione energetica. Tale norma è attualmente in revisione. Si è pertanto preso come riferimento l'ultima versione della bozza della nuova norma **FprEN 15603: 2014** di prossima pubblicazione.
- **UNI TS 11300 – parte 2** - Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria;
- **UNI TS 11300 – parte 4** – Utilizzo di energie rinnovabili e di altri metodi di generazione per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria.

In particolare, le valutazioni che seguono sono basate sulla norma UNI EN 15316-4-5:2007, la quale presenta, nello specifico, una metodologia di valutazione delle performance di reti di teleriscaldamento, basata sui fattori di energia primaria.

Ciascun vettore energetico ha, infatti, il proprio fattore di conversione in energia primaria. Per vettori energetici di origine fossile (es: gas naturale) vale la seguente relazione:

$$f_{p,j} = \frac{\text{contenuto energetico di una unità} + \text{energia necessaria per produzione}}{\text{contenuto energetico di una unità}} = \frac{PCI + E_{\text{filiera},j}}{PCI} \quad 1$$

La filiera di produzione dei combustibili fossili implica infatti un dispendio di energia relativo, ad esempio, all'estrazione, lo stoccaggio ed il trasporto. L'utilizzo dei fattori di conversione in energia primaria permette per l'appunto di considerare questo aspetto e quindi di ottenere, a partire da una nota quantità di combustibile impiegato, il complessivo ammontare di energia primaria utilizzato dall'impianto.

Si noti che l'eq.1 è applicabile anche nel caso di fonti energetiche *non fossili* per le quali è univocamente definito il valore del potere calorifico inferiore, come, ad esempio, le biomasse.

Per l'energia termica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili l'eq. 1 non è valida, in quanto non è definibile un potere calorifico di riferimento. In questo caso specifico, i fattori di conversione in energia primaria sono stati reperiti nella bozza di normativa FprEN 15603:2014, la quale tende a considerare il rapporto tra l'energia impiegata per la produzione degli apparati tecnologici atti allo sfruttamento della fonte di energia rinnovabile in esame (esempio: energia solare) e l'energia termica utile ottenuta tramite tali apparati all'interno del paese.

I fattori di conversione in energia primaria sono definiti a livello nazionale ed europeo. La norma UNI EN 15316 – 4 - 5 afferma che tali fattori sono reperibili nel progetto di norma europea prEN 15603, recepito nella UNI EN 15603 del 2008. Benché sia attualmente in vigore, i fattori definiti dalla norma UNI EN 15603 sono al momento in revisione. La norma UNI TS 11300 – 4, si afferma che i fattori di conversione in energia primaria dei vettori energetici sono definiti a livello italiano dal DPR n.59/2009 (legislazione in vigore alla data di pubblicazione della normativa). In tale decreto però non sono presenti fattori di conversione in energia primaria, in quanto lo sviluppo della sezione del DPR n.59/2009 relativa ai fattori di energia primaria non è stato, ad oggi, ultimato. A livello nazionale, quindi, si farà riferimento al più recente documento redatto dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI) in materia di fattori di energia primaria, che è denominato Raccomandazione CTI 14: 2013. In esso sono definiti i fattori di energia primaria mostrati nella Tabella 5.

Tabella 5 - Fattori di energia primaria per l'Italia (fonte: Raccomandazione CTI 14 : 2013)

Vettore energetico	Fattori di energia primaria totale f_p	Fattori di energia primaria non rinnovabile $f_{p,NREN}$
Gas Naturale	1	1
GPL	1	1
Olio combustibile	1	1
Biomasse solide, liquide e gassose*	0,3	1
Energia elettrica	2,174	2,174
Teleriscaldamento	**	-
*come definite dall'allegato X del D.Lgs 152 del 3 aprile 2006		
**valore dichiarato dal fornitore		

La Raccomandazione CTI 14 del 2013 è il riferimento più aggiornato per quanto riguarda i fattori di energia primaria a livello Italiano: non sono tuttavia definiti fattori di energia primaria relativi al calore ottenuto da solare termico e al calore di scarto industriale, peraltro di grande interesse per applicazioni di teleriscaldamento in prossimità di complessi industriali. Per tali vettori energetici si farà riferimento alla più recente bozza della norma in revisione FprEN 15603: 2014 (Tabella 6):

Tabella 6 - Fattori di energia primaria: valori determinati a livello Europeo (fonte: FprEN 15603: 2014)

Energy Carrier	Total primary Energy factor f_p	Non renewable primary Energy factor $f_{p,NREN}$
Delivered from distant		
Solid	1,1	1,1
Liquid	1,1	1,1
Gaseous	1,1	1,1
Delivered from nearby		
District heating ^{a)}	1,3	1,3
District cooling	1,3	1,3
Grid delivered electricity	2,5	2,3

Grid exported electricity	2,5	2,5
Delivered from on-site		
Solar – PV electricity	1	0
Solar - Thermal	1	0
Geo -, aero -, hydrothermal	1	0
Temporary exported and reimported later		
PV electricity	1	0
a) Default value based on a natural gas boiler. Specific values are calculated according to EN 15316-4-5		

3.2 Indici di prestazione previsti norma UNI EN 15316-4-5:2007

3.2.1 Approccio generale

Seguendo l’approccio delineato dalla normativa UNI EN 15316-4-5:2007, è possibile valutare le prestazioni di un sistema di teleriscaldamento cittadino suddividendo il sistema oggetto di esame in due parti distinte (Figura 19):

- porzione esterna: parti del sistema situate *al di fuori degli edifici delle utenze*;
- porzione interna: parti del sistema situate *all’interno degli edifici delle utenze*.

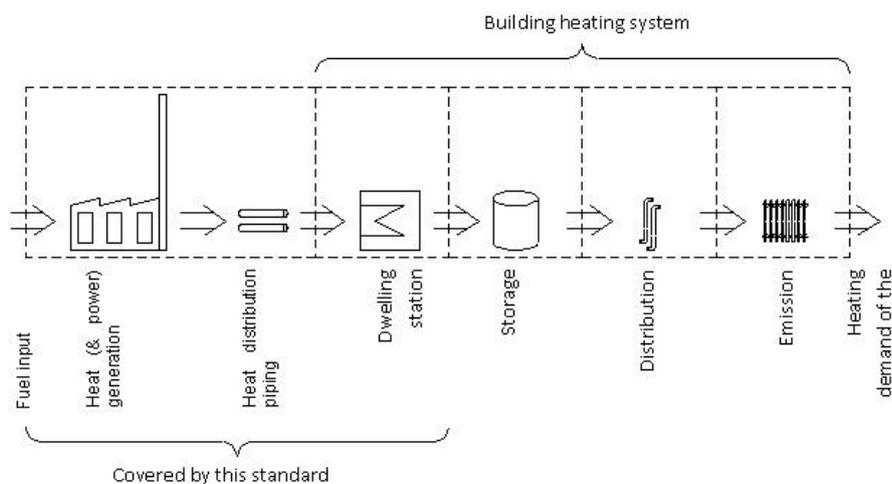


Figura 19 - Schema concettuale suddivisione impianto teleriscaldamento (fonte UNI EN 15316-4-5:2007)

La porzione “esterna” è la centrale di teleriscaldamento. Tale sistema è composto da tutte le infrastrutture e tecnologie per la produzione dell’energia termica, dalla rete fisica di distribuzione e da tutto ciò che è a monte delle sottostazioni di scambio termico a piè di stabile ossia il “circuitto primario” dell’impianto. Tutti i componenti necessari a rendere possibile il funzionamento (pompe, tubazioni, valvole ecc...) sono inclusi nella porzione esterna. Le grandezze fondamentali di questa parte dell’impianto sono la quantità di energia primaria utilizzata per la generazione termica e la quantità di energia termica a disposizione delle utenze;

La porzione “interna” include tutti gli edifici allacciati al sistema, a partire dal circuito secondario delle sottostazioni di scambio termico fino ai terminali per il riscaldamento presenti negli ambienti termicamente controllati. La Figura 19 mostra la suddivisione del sistema e definisce il campo di applicazione delle normative considerate nella redazione di questo documento.

Per meglio comprendere il significato fisico dell'approccio suggerito dalla norma, e le relazioni di calcolo che definiscono gli indici di performance in essa contenuti, si faccia riferimento allo schema di Figura 20, che rappresenta i flussi di energia prodotta dall'impianto:

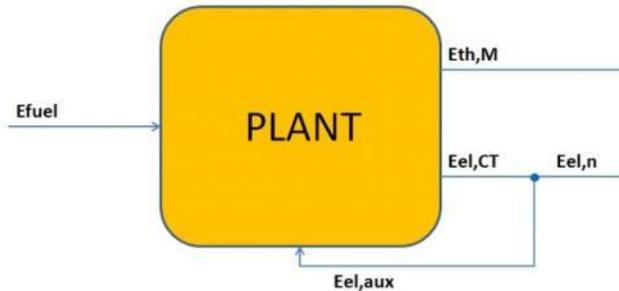


Figura 20 - Flussi energetici entranti/uscenti dall'impianto

Il blocco "PLANT" comprende, in generale, la centrale termica nel suo complesso (caldaie più eventuali gruppi cogenerativi) e la sezione scambio termico. Nel blocco entra il combustibile ed escono energia elettrica e calore. La produzione termica complessiva è destinata al soddisfacimento delle utenze termiche.

La produzione elettrica, al netto dell'energia necessaria ad alimentare gli ausiliari di impianto, corrisponde ad $E_{el,n}$.

$$E_{el,n} = E_{el,CT} - E_{el,aux} \quad 2$$

L'energia primaria complessivamente in ingresso all'impianto è calcolabile dalla quantità di combustibile in ingresso (E_{fuel}) utilizzando il fattore di energia primaria relativo al gas naturale $f_{p,GN}$, ovvero:

$$\text{Energia primaria associata al combustibile in ingresso} = E_{fuel} \cdot f_{p,GN} \quad 3$$

L'impianto produce, oltre all'energia termica, anche energia elettrica. L'ammontare di energia primaria che sarebbe necessaria a produrre una unità di energia elettrica dipende dalla qualità della relativa filiera di produzione e viene definito tramite il fattore $f_{p,el}$, detto fattore di conversione in energia primaria relativo all'energia elettrica. Questo fattore determina il valore, in termini di energia primaria totale, dell'elettricità prodotta e dipende dal mix di fonti energetiche primarie sfruttate (a livello Nazionale o Europeo) per la produzione elettrica e dai rendimenti di generazione ad esse associati.

Si conclude quindi che, per sapere quanta energia primaria corrisponde alla produzione elettrica di un impianto, occorre utilizzare la relazione in eq.4:

$$\text{Energia primaria associata alla produzione elettrica netta} = E_{el,n} \cdot f_{p,el} \quad 4$$

3.2.2 Indici di performance: Primary Energy Factors

Gli indici definiti nel presente paragrafo, presentati all'interno della norma UNI EN 15316- 4-5 del 2007, si propongono di mettere in relazione l'energia primaria associata ai flussi energetici legati alla generazione termica, con l'energia termica prodotta dall'impianto stesso e inviata alla rete di teleriscaldamento.



Se si considera tutta l'energia primaria che alimenta l'impianto e si sottrae l'energia primaria collegata alla produzione elettrica si ottiene, a livello concettuale, l'energia primaria utilizzata per la sola produzione termica. La separazione dei quantitativi di energia primaria utilizzati specificatamente per la produzione termica e per quella elettrica è detta allocazione. Il rapporto tra l'energia primaria utilizzata per la produzione termica e l'energia termica uscente dall'impianto definisce l'ammontare di energia primaria necessaria per la produzione di una unità di energia termica.

Gli indici che nel presente paragrafo saranno introdotti sono gli indici che la normativa identifica con il nome di **Primary Energy Factors (PEF)**. Essi sono calcolati facendo riferimento ad un volume di controllo che racchiude la centrale termica, non prendendo in considerazione, quindi, la rete di distribuzione. I risultati del calcolo forniscono informazioni relative alla produzione termica dell'impianto analizzato. Nel caso di produzione di energia tramite un gruppo cogenerativo l'energia primaria utilizzata viene decurtata della parte relativa alla produzione elettrica.

- Total Primary Energy Factor (PEF)

Questo indice quantifica l'utilizzo di energia primaria di un sistema di teleriscaldamento (TLR) e prende in considerazione tutte le perdite a monte della mandata alle utenze termiche. Esso è definito come segue:

$$PEF = \frac{\text{Total primary energy for thermal production}}{\text{Delivered energy}} \quad 5$$

dove:

- **Primary Energy** (energia primaria): *energia che non è stata oggetto di alcuna conversione o processo di trasformazione;*
- **Total primary Energy** (energia primaria totale): *energia primaria complessivamente utilizzata. Se sono state utilizzate fonti rinnovabili unitamente a fonti fossili, la total primary energy sarà la combinazione di entrambe le tipologie di energia;*
- **Delivered Energy** (energia alle utenze): *energia fornita al sistema tecnico obiettivo attraverso i confini del volume di controllo al fine di soddisfare le utenze.*

Dunque l'energia primaria non è semplicemente il combustibile in ingresso alla centrale termica, ma include anche l'energia necessaria all'estrazione, preparazione, raffinazione, sviluppo del processo e trasporto del vettore energetico primario (esempio gas naturale) utilizzato per la produzione di energia termica ed elettrica in centrale. Si tratta, cioè, di un quantitativo di energia che tiene conto dei dispendi di energia relativi alla filiera completa del vettore energetico in esame.

Facendo riferimento alla definizione data dalla normativa, il PEF è calcolabile tramite la seguente relazione:

$$PEF = \frac{\sum_j^N E_j \cdot f_{P,j} - E_{el,CT} \cdot f_{P,el} + E_{el,aux} \cdot f_{P,el}}{E_{del}} \quad 6$$

in cui:

- E_j è l'energia associata al j-esimo vettore energetico in ingresso all'impianto;
- $f_{P,j}$ è il fattore di energia primaria totale (definito dalla normativa) relativo al j-esimo vettore energetico considerato;
- $E_{el,CT}$ è l'energia elettrica prodotta dall'impianto;



- $E_{el,aux}$ è l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli ausiliari di impianto;
- $f_{p,el}$ è il fattore di energia primaria relativo all'energia elettrica;
- E_{del} è l'energia termica consegnata alle utenze.

In relazione allo schema di Figura 20, considerando che il combustibile in ingresso all'impianto è gas naturale, si ha che l'ammontare di energia primaria relativo alla sola produzione termica è dato dalla relazione seguente:

$$\begin{aligned} \text{Total primary energy for thermal production} &= E_{fuel}f_{P,GN} + E_{aux}f_{P,el} - E_{el,CT}f_{P,el} = \\ &= E_{fuel}f_{P,GN} - E_{el,CT,n}f_{P,el} \end{aligned} \quad 7$$

Al fine di isolare la frazione di combustibile utilizzato per la sola produzione termica, l'energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo, moltiplicata per il fattore specifico di energia primaria, viene sottratta al numeratore dell'eq. 6.

Secondo la definizione di Delivered Energy data da normativa, essa in questo caso vale:

$$\text{Delivered energy} = E_{th,M} \quad 8$$

Data le eq. 7 e 8, la eq. 5 diventa:

$$\text{PEF} = \frac{E_{fuel}f_{P,GN} - E_{el,CT,n}f_{P,el}}{E_{th,M}} \quad 9$$

Si nota come il valore del PEF permette di conoscere, essendo nota l'entità dell'utenza termica di un impianto di teleriscaldamento, la corrispondente quantità di energia primaria totale utilizzata, al netto dell'energia primaria allocata per la produzione elettrica.

- Non-Renewable Primary Energy Factor (PEF_{NR})

La definizione data nella norma corrisponde alla seguente relazione:

$$\text{PEF}_{NR} = \frac{\text{Non - Renewable Primary Energy for thermal production}}{\text{Delivered Energy}} \quad 10$$

in cui:

- **Non-Renewable Energy**, anche definita **Resource Energy** (energia non rinnovabile): *energia proveniente da una fonte la cui disponibilità subisce degradazione a causa dell'estrazione.*
- **Delivered Energy**: come definita in precedenza.

La quantità a denominatore è la stessa del calcolo precedente ma, mentre nel PEF l'energia primaria può comprendere anche una quota relativa ad eventuali fonti rinnovabili, in questo caso qualsiasi componente rinnovabile dell'energia primaria è ignorata. Pertanto si evince che nel caso di copertura delle utenze con utilizzo di solo gas naturale i valori del PEF e del PEF_{NR} saranno coincidenti.

Alla luce delle eq. 7 e 8 , che in generale valgono anche per il calcolo del PEF_{NR} , la eq. 10 può essere riscritta come:

$$PEF_{NR} = \frac{(\sum_j^N E_j \cdot f_{P,j} - E_{el,CT} \cdot f_{P,el} + E_{el,aux} \cdot f_{P,el})_{fossil}}{E_{th,M}} \quad 11$$

Il significato fisico dell'indice PEF_{NR} è lo stesso del PEF ma, a differenza del PEF, tiene conto di eventuali apporti da fonti energetiche rinnovabili per il soddisfacimento della domanda dell'utenza: se la domanda è in parte soddisfatta tramite fonti rinnovabili di energia si avrà, come diretta conseguenza, un minor consumo di energia primaria fossile. Tenendo conto solo della frazione fossile dell'energia primaria utilizzata il PEF_{NR} , quindi, considera in modo indiretto l'adduzione di energia termica da fonti non fossili.

3.2.3 Esempi applicativi

Per meglio comprendere il significato fisico degli indici definiti nel precedente paragrafo, si illustrano nel seguito alcuni esempi applicativi in cui si utilizzano diverse tecnologie per la generazione di energia. In tutti gli esempi che seguono, è stato imposto il valore dell'energia termica complessivamente inviata alla mandata $E_{th,M}$.

CASO 1 – Generazione tramite caldaia tradizionale

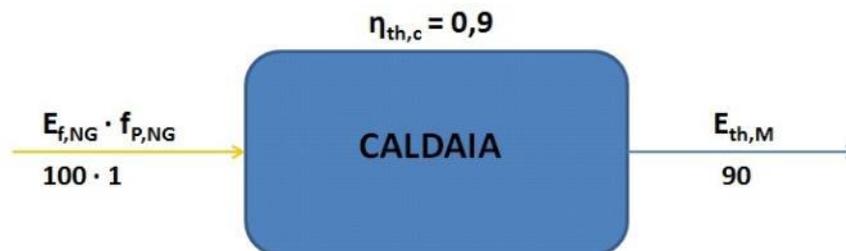


Figura 21 - Generazione con caldaia a gas naturale

Nel caso esemplificativo illustrato in Figura 21 si ha che:

$$E_{del} = E_{th,M} = 90 \text{ kWh};$$

$$E_{f,NG} = 100 \text{ kWh}$$

Il PEF viene calcolato secondo la eq.9, facendo riferimento alla Tabella 5 per i fattori di energia primaria:

$$PEF = \frac{100 \cdot 1}{90} = 1,11$$

Poiché non si ha produzione da fonte rinnovabile il PEF_{NR} risulta uguale al PEF.

$$PEF_{NR} = PEF = 1,11$$

CASO 2 – Generazione tramite gruppo cogenerativo (CHP)

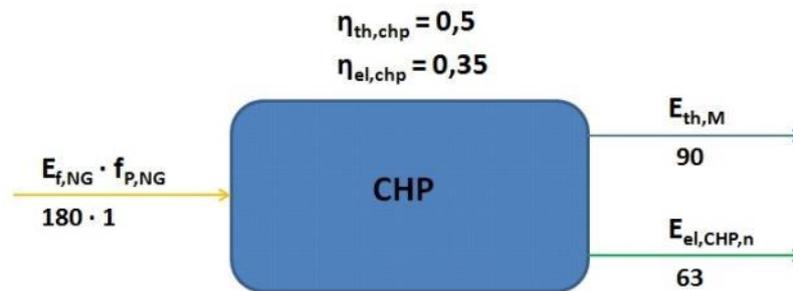


Figura 22 - Generazione tramite CHP

Il PEF risulta in questo caso pari a:

$$PEF = \frac{180 \cdot 1 - 63 \cdot 2,174}{90} = 0,478$$

Non essendoci adduzione da fonti rinnovabili, si ha nuovamente:

$$PEF_{NR} = PEF = 0,478;$$

Facendo riferimento alla definizione di rendimento elettrico e rendimento termico dell'impianto di cogenerazione:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el,CHP}}{E_{fuel}}; \quad \eta_{th} = \frac{E_{th,CHP}}{E_{fuel}} \quad 12$$

Si ha che:

$$PEF = \frac{E_{fuel}f_{P,GN} - E_{el,CHP}f_{P,el}}{E_{th,M}} = \frac{E_{fuel}f_{P,GN} - E_{fuel} \cdot \eta_{el,CHP} \cdot f_{P,el}}{E_{fuel} \cdot \eta_{th,CHP}} = \frac{f_{P,GN} - \eta_{el,CHP} \cdot f_{P,el}}{\eta_{th,CHP}} \quad 13$$

In ultima istanza, il PEF (come anche il PEF_{NR}) dipende esclusivamente dai rendimenti di generazione e dai fattori di conversione in energia primaria.

CASO 3 – Sfruttamento calore di scarto industriale (Waste Heat - WH)



Figura 23 - generazione tramite sfruttamento di calore di scarto

La raccomandazione CTI 14:2013 non riporta un fattore di energia primaria dedicato al calore di scarto industriale (Tabella 5). Esso non è definito neppure nell'ultima versione della revisione FprEN15603:2014.

Data la natura del vettore energetico in esame, si potrebbe ipotizzare un fattore di energia primaria pari all'unità: il calore di scarto industriale è calore reso disponibile durante i processi produttivi dell'industria e, se non utilizzato, verrebbe dissipato in ambiente. Per produrlo non occorrono ulteriori dispendi di energia primaria, se non limitatamente al trasporto presso le utenze tramite tubazioni.

Da ricerche di letteratura, è stata individuata una bozza di normativa, identificata dal codice TC 228 WI 00228 027:2004 e redatta dal comitato tecnico 228 del CEN, il quale si occupa della standardizzazione e dei requisiti funzionali dei sistemi di riscaldamento: benché attualmente ritirata, in essa era previsto un f_p relativo al calore di scarto, pari a 1,05. Pertanto, in assenza di valori relativi al calore di scarto industriale definiti da normative vigenti, è stato deciso di adottare i fattori definiti dalla sopracitata bozza.

Dunque, considerando il fattore di energia primaria contenuto nella TC 228 WI 00228 027:2004, il PEF risulta pari a:

$$PEF = \frac{90 \cdot 1,05}{90} = 1,05$$

Il calore di scarto industriale è considerata fonte rinnovabile di energia, in quanto è un sottoprodotto delle attività industriali che altrimenti sarebbe inutilizzato. Dunque:

$$PEF_{NR} = 0;$$

CASO 4 – Generazione combinata tramite caldaia a gas naturale e calore di scarto industriale

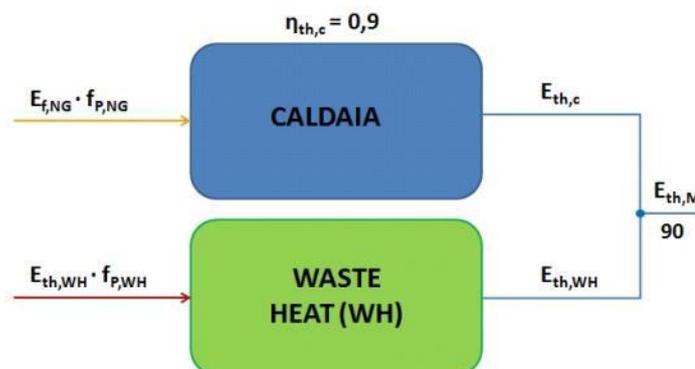


Figura 24 - generazione tramite caldaia a gas e sfruttamento calore di scarto

In casi simili a questo qui presentato, in cui si ha generazione termica congiunta tramite fonte fossile e fonte rinnovabile, il calcolo degli indici è stato effettuato rispettivamente per frazioni di copertura da rinnovabile pari al 10, al 20 ed al 30%. La percentuale di energia termica da rinnovabile è calcolata come frazione dell'energia termica complessiva alla mandata $E_{th,M}$. Tale variazione sulla frazione solare verrà effettuata in tutti gli esempi che prevedono generazione da fonti rinnovabili.

Nel caso di frazione rinnovabile pari al 10% si ha:

$$E_{th,c} = 81 \text{ kWh};$$

$$E_{th,WH} = 9 \text{ kWh};$$

$$E_{f,NG} = 81/0,9 = 90 \text{ kWh}$$

$$PEF_{10} = \frac{90 \cdot 1 + 9 \cdot 1,05}{90} = 1,105$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{90 \cdot 1}{90} = 1$$

Variando la frazione soddisfatta dal calore di scarto i risultati sono i seguenti:

$$PEF_{20} = 1,099; \quad PEF_{NR,20} = 0,889;$$

$$PEF_{30} = 1,093; \quad PEF_{NR,30} = 0,778;$$

CASO 5 – Generazione combinata tramite calore di scarto e cogenerazione

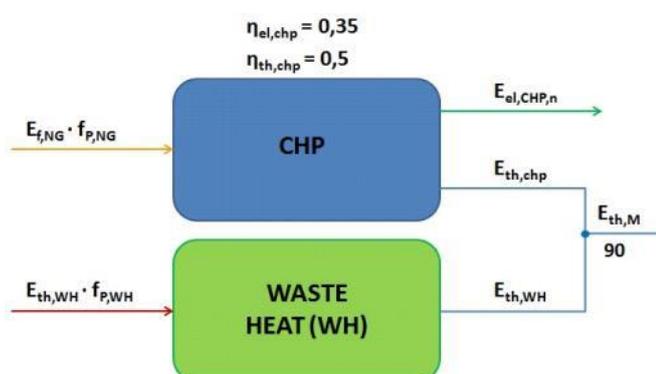


Figura 25 - generazione tramite cogenerazione e sfruttamento calore di scarto

Risultati:

$$PEF_{10} = \frac{162 \cdot 1 + 9 \cdot 1,05 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,535$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{162 \cdot 1 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,43$$

$$PEF_{20} = 0,593; \quad PEF_{NR,20} = 0,383;$$

$$PEF_{30} = 0,650; \quad PEF_{NR,30} = 0,335.$$

CASO 6 – Generazione tramite impianto solare termico



Figura 26 - Generazione tramite solare termico

Considerando un fattore di conversione in energia primaria relativo alla fonte solare pari ad 1 (Tabella 6), si ha:

$$PEF = \frac{90 \cdot 1}{90} = 1$$

$$PEF_{NR} = \frac{0}{90} = 0$$

Al numeratore del PEF_{NR} ogni contributo da fonte rinnovabile è ignorato. Per questo motivo il PEF_{NR} risulta nullo nel caso di esempio.

CASO 7 – Generazione tramite caldaia a biomassa



Figura 27 - Generazione tramite caldaia a biomassa

Con il pedice BIO nello schema si identifica la fonte energetica biomassa.

Risultati:

$$PEF = \frac{100 \cdot 1}{90} = 1,11$$

$$PEF_{NR} = \frac{0}{90} = 0$$

Anche in questo caso, essendo la biomassa considerata una fonte energetica rinnovabile, il PEF_{NR} risulta nullo.

CASO 8 – Generazione combinata tramite caldaia e solare termico

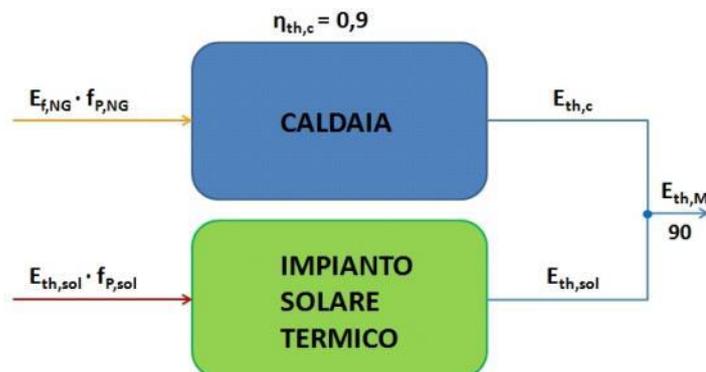


Figura 28 - Generazione tramite caldaia e solare termico

Nel caso di frazione solare pari al 10% si ha:

$$E_{th,c} = 81 \text{ kWh};$$

$$E_{th,sol} = 9 \text{ kWh};$$

$$E_{f,NG} = 81/0,9 = 90 \text{ kWh}$$

Il fattore di conversione in energia primaria relativo alla fonte solare è stato posto pari a 1 (Tabella 6).

Risulta che:

$$PEF_{10} = \frac{90 \cdot 1 + 9 \cdot 1}{90} = 1,1$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{90 \cdot 1}{90} = 1$$

Variando la frazione solare i risultati sono i seguenti:

$$PEF_{20} = 1,089; \quad PEF_{NR,20} = 0,889;$$

$$PEF_{30} = 1,078; \quad PEF_{NR,30} = 0,778.$$

CASO 9 – Generazione combinata tramite cogenerazione e solare termico

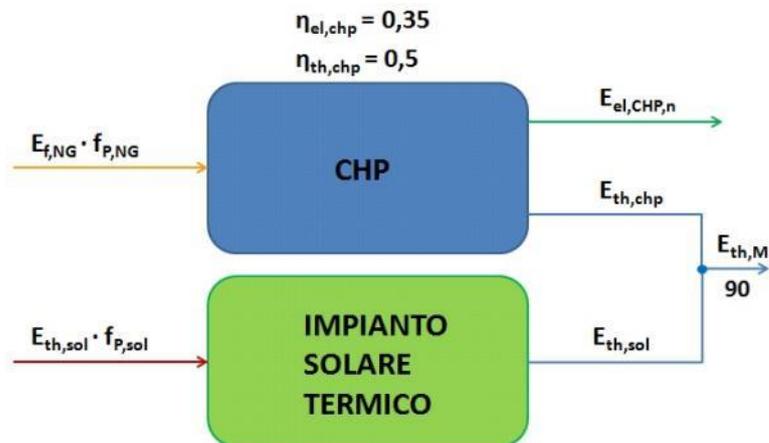


Figura 29 - Generazione tramite CHP e solare termico

Risultati:

$$PEF_{10} = \frac{162 \cdot 1 + 9 \cdot 1 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,530$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{162 \cdot 1 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,162$$

$$PEF_{20} = 0,583; \quad PEF_{NR,20} = 0,144;$$

$$PEF_{30} = 0,635; \quad PEF_{NR,30} = 0,126.$$

CASO 10 – Generazione combinata tramite caldaia tradizionale e caldaia a biomassa

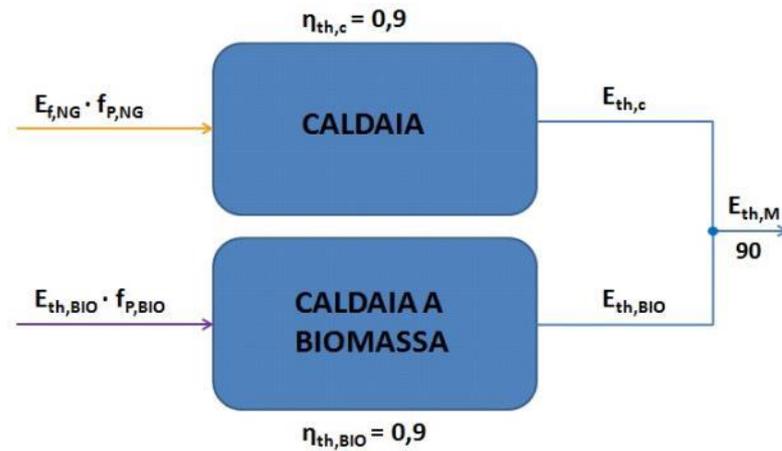


Figura 30 - Generazione tramite caldaia a gas e a biomassa

Risultati:

$$PEF_{10} = \frac{90 \cdot 1 + 10 \cdot 1}{90} = 1,11$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{90 \cdot 1}{90} = 1$$

$$PEF_{20} = 1,11; \quad PEF_{NR,20} = 0,889;$$

$$PEF_{30} = 1,11; \quad PEF_{NR,30} = 0,778.$$

CASO 11 – Generazione combinata tramite cogenerazione e caldaia a biomassa

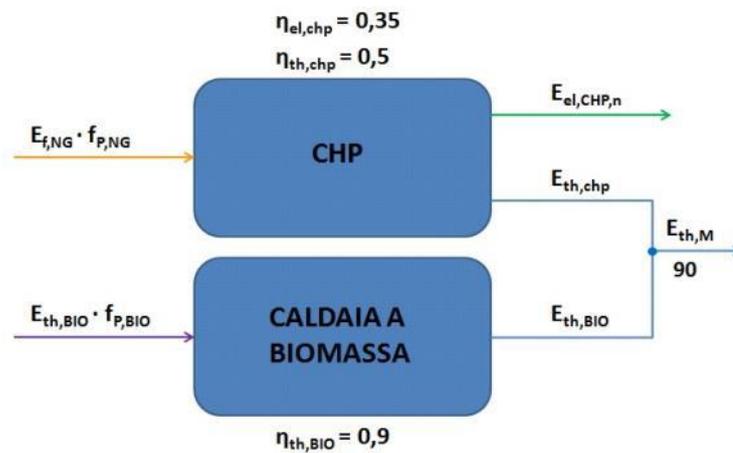


Figura 31 - Generazione tramite CHP e caldaia a biomassa

Si ottengono i seguenti risultati:

$$PEF_{10} = \frac{162 \cdot 1 + 11,25 \cdot 1 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,541$$

$$PEF_{NR,10} = \frac{162 \cdot 1 - 56,7 \cdot 2,174}{90} = 0,430$$

$$PEF_{20} = 0,605; \quad PEF_{NR,20} = 0,383;$$

$$PEF_{30} = 0,668; \quad PEF_{NR,30} = 0,335.$$

Si propone in Tabella 7 una sintesi comparativa tra i casi considerati. Per ciascun caso è stato calcolato anche il rendimento globale del sistema, definito come:

$$\eta_G = \frac{\text{Energia complessivamente uscente dal sistema}}{\text{Energia entrante nel sistema}}$$

14

Tabella 7 - Confronto tra i casi esempio considerati

caso	configurazione		PEF	PEF _{NR}	η _G
1	caldaia GN		1,111	1,111	0,9
2	CHP		0,478	0,478	0,850
3	Waste Heat		1,050	0	0,952
4	caldaia GN + Waste Heat	10% rinn	1,105	1	0,909
		20% rinn	1,099	0,889	0,918
		30% rinn	1,093	0,778	0,928
5	CHP + Waste Heat	10% rinn	0,535	0,430	0,526
		20% rinn	0,593	0,383	0,556
		30% rinn	0,650	0,335	0,588
6	Solare termico		1	0	1
7	Caldaia biomassa		1,111	0	0,9
8	Caldaia GN + Solare termico	10% rinn	1,100	1	0,909
		20% rinn	1,089	0,889	0,918
		30% rinn	1,078	0,778	0,928
9	CHP + Solare termico	10% rinn	0,530	0,430	0,858
		20% rinn	0,583	0,383	0,867
		30% rinn	0,635	0,335	0,876
10	Caldaia GN + Caldaia biomassa	10% rinn	1,111	1	0,9
		20% rinn	1,111	0,889	0,9
		30% rinn	1,111	0,778	0,9
11	CHP + Caldaia biomassa	10% rinn	0,541	0,430	0,853
		20% rinn	0,605	0,383	0,856
		30% rinn	0,668	0,335	0,860

3.2.4 Commenti sui risultati

In base ai risultati ottenuti, riportati in Tabella 7, è possibile effettuare le seguenti considerazioni:



- La normativa UNI EN 15316-4-5:2007 considera equivalente l'utilizzo di una caldaia a gas e di una caldaia a biomassa. L'utilizzo della biomassa, convenzionalmente considerata fonte rinnovabile di energia, implica lo stesso dispendio di energia primaria che si ha per il gas naturale (i fattori di conversione in energia primaria sono uguali). Per questo motivo, il caso in cui si ha generazione combinata con caldaia a gas e caldaia a biomassa corrisponde, sotto l'aspetto del PEF, al caso in cui tutta la domanda sia soddisfatta tramite caldaia a gas;
- Dall'analisi dei trend del PEF nel caso di generazione combinata tramite caldaia a gas e impianto solare termico, si evince che l'adduzione da solare termico è vantaggiosa, in quanto, all'aumentare della frazione rinnovabile, il PEF ed il PEF_{NR} diminuiscono. Tale considerazione risulta energeticamente evidente, in quanto l'utilizzo di energia solare permette un minor utilizzo di energia primaria fossile, a parità di domanda termica;
- Nei casi di generazione combinata in cui si utilizzi un gruppo cogenerativo, il valore del PEF aumenta con l'aumentare della frazione rinnovabile. Tale risultato è spiegabile considerando che l'apporto da rinnovabile causa una diminuzione dell'energia primaria fossile in ingresso al sistema. Ciò implica, conseguentemente, una diminuzione della produzione elettrica. La normativa conferisce all'energia elettrica un valore molto alto in termini di energia primaria ($f_{P,el} = 2,174$). Per questo motivo, una diminuzione dell'energia elettrica prodotta provoca un aumento del PEF non trascurabile. Al contrario, il PEF_{NR} diminuisce: con l'adduzione da fonti rinnovabili l'energia primaria fossile utilizzata dal CHP diminuisce, mentre il sistema produce globalmente la stessa quantità di energia termica;
- Nei casi in cui non si ha apporto da fonti rinnovabili il PEF coincide con il PEF_{NR} ;
- Nei casi in cui si ha apporto da fonti rinnovabili, si ha invece che il PEF_{NR} è sempre minore del PEF: tale risultato è dovuto al fatto che il PEF_{NR} , a differenza del PEF, tiene conto del dispendio di sola energia primaria fossile la quale, nel caso di apporti da rinnovabile, è solo una parte dell'energia primaria totale utilizzata;
- In condizioni di generazione da fonti esclusivamente rinnovabili, il PEF_{NR} risulta nullo. Tale indice è infatti concepito per caratterizzare il sistema sotto il punto di vista dello sfruttamento di fonti di energia esclusivamente fossili;
- Nonostante l'utilizzo di calore di scarto da processi industriali sia indubbiamente una buona pratica per il risparmio energetico, tale adduzione termica non è considerata all'interno delle normative in corso di validità consultate. Per questo motivo, ai fini di calcolo dei casi relativi a questa fonte energetica, sono stati considerati i fattori di energia primaria contenuti nella bozza di normativa TC 228 WI 00228 027:2004, redatta dal comitato tecnico 228 del CEN, e attualmente ritirata. L'impiego di calore di scarto industriale, in combinazione con altre tecnologie tradizionali per la produzione di calore, risulta energeticamente vantaggioso: il PEF_{NR} diminuisce all'aumentare della frazione di domanda soddisfatta tramite tale vettore energetico.

Il grafico di Figura 32 riporta i risultati di Tabella 7, ordinati secondo valori del PEF crescenti.

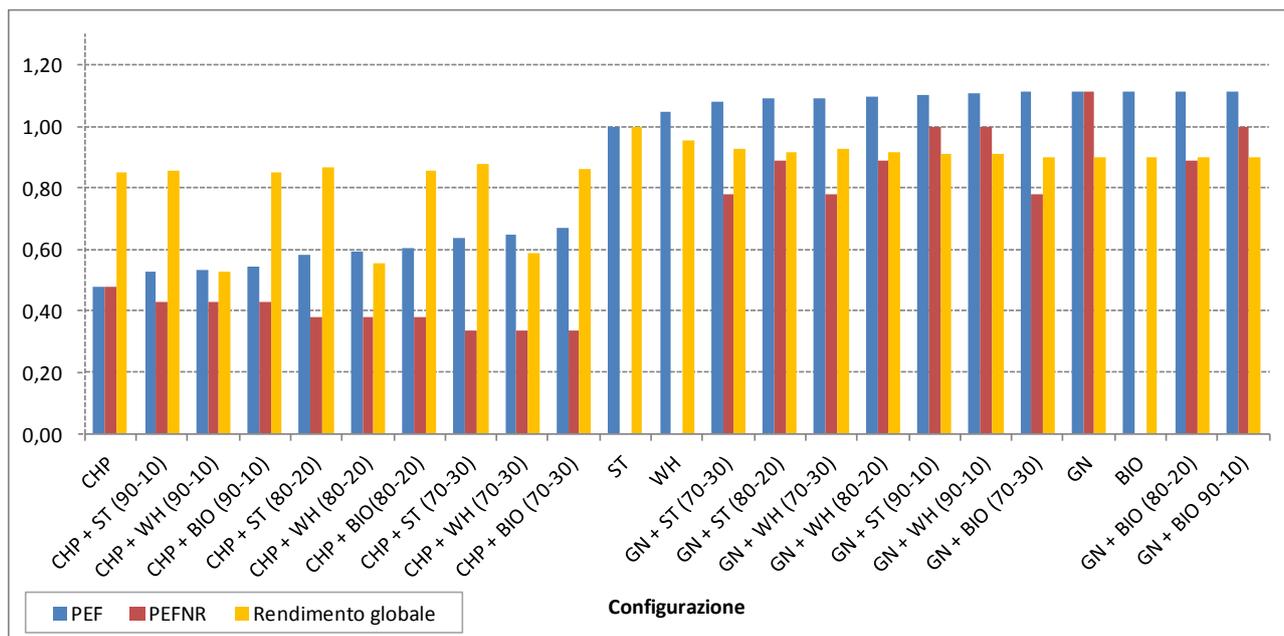


Figura 32 - Ranking in base al PEF delle configurazioni analizzate

Nella figura sono stati utilizzati i seguenti acronimi:

- CHP = impianto di cogenerazione (Combined Heat and Power);
- ST = impianto solare termico;
- WH = calore di scarto industriale (waste heat);
- BIO = caldaia a biomassa;
- GN = caldaia a gas naturale.

Nelle configurazioni che prevedono l'impiego simultaneo di più tecnologie, è riportata tra parentesi la percentuale di domanda soddisfatta dalle rispettive tecnologie utilizzate.

Si nota come l'assetto normativo tenda ad assegnare i valori minori del PEF ogni qual volta sia impiegato calore prodotto tramite cogenerazione. Le configurazioni con CHP sono caratterizzate, infatti, dai valori del PEF più bassi; anche i valori del PEF_{NR} relativi a questi casi sono tra i più bassi: minori PEF_{NR} si hanno solo nei casi in cui si utilizzino esclusivamente fonti rinnovabili ($PEF_{NR} = 0$).

Andando verso valori crescenti del PEF sono presenti poi le tecnologie che sfruttano esclusivamente energia alternativa (solare termico e calore di scarto) e quelle che utilizzano la caldaia tradizionale a gas naturale o a biomassa. Come già accennato, la normativa non considera in alcun modo diverso, a livello di PEF, l'utilizzo della biomassa rispetto al gas naturale, nonostante la prima sia convenzionalmente considerata una fonte energetica rinnovabile.

3.3 Indici di prestazione in letteratura scientifica

Negli Atti del Congresso "International Conference CISBAT 2011 - Clean Tech for sustainable buildings - From Nano to urban scale", è presente una memoria scritta da Pacot e Reiter, dal titolo "Quality indicators

for district heating networks” in cui sono definiti, oltre al PEF, anche alcuni altri indici utili alla caratterizzazione delle performance energetiche di impianti di teleriscaldamento.

Per comprendere la definizione di tali indici, si faccia riferimento allo schema di impianto riportato in Figura 33 ed ai relativi volumi di controllo evidenziati.

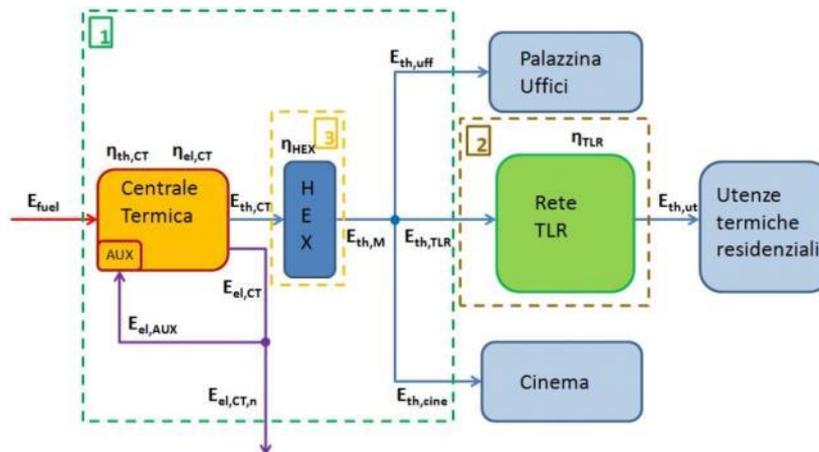
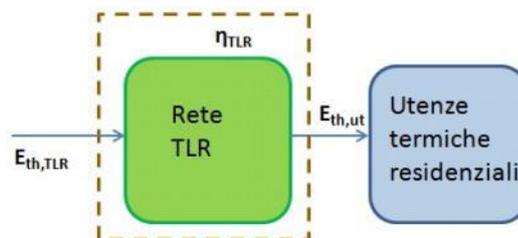


Figura 33 - Schema semplificato di impianto

3.3.1 District heating global efficiency (η_{DH})

Questo indice corrisponde all’efficienza della sola rete di teleriscaldamento. Il volume di controllo considerato per questo indice è il numero 2 di Figura 33, riportato di seguito per comodità di lettura.



L’indice è definito come il rapporto tra l’energia termica alla mandata della centrale termica, dedicata al solo uso per teleriscaldamento, e l’energia termica totale prelevata dalle utenze. In riferimento alla figura precedente, l’efficienza della rete è esprimibile secondo la seguente equazione:

$$\eta_{DH} = \frac{\text{Energia termica alle utenze residenziali}}{\text{Energia termica alla mandata della rete TLR}} = \frac{E_{th,ut}}{E_{th,TLR}} \quad 15$$

3.3.2 Relative importance of losses (RiL)

L’indice “Relative importance of losses” esprime l’incidenza delle perdite di energia termica della rete di teleriscaldamento sull’energia complessivamente prelevata dalle utenze. Il volume di controllo considerato è il numero 2.

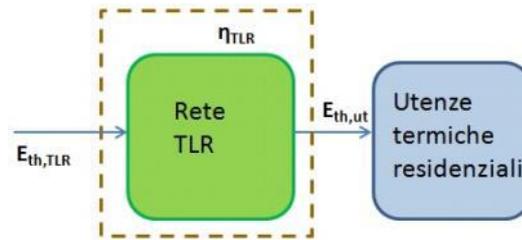


Figura 34 - Volume di controllo 2

Le perdite sono da calcolare come la differenza tra l'energia termica inviata alla rete di teleriscaldamento e la totalità dell'energia termica prelevata dalle utenze. In riferimento alla Figura 34, il RiL è definito dalla:

$$\text{RiL} = \frac{\text{Perdite sulla rete di TLR}}{\text{Energia termica alle utenze residenziali}} = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}} \quad 16$$

Si dimostra facilmente che il RiL, essendo un indice basato sulle perdite della rete, è strettamente legato all'efficienza della rete di teleriscaldamento. Infatti, posto il rendimento di distribuzione pari a:

$$\eta_{TLR} = \frac{E_{th,ut}}{E_{th,TLR}} \quad 17$$

in cui:

- $E_{th,ut}$ = totalità dell'energia termica prelevata dalle utenze residenziali allacciate alla rete;
- $E_{th,TLR}$ = energia termica alla mandata della rete di teleriscaldamento.

Si può pertanto scrivere la relazione di calcolo del RiL come:

$$\text{RiL} = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}} = \frac{E_{th,TLR}}{E_{th,ut}} - \frac{E_{th,ut}}{E_{th,ut}} = \frac{1}{\eta_{DH}} - 1 \quad 18$$

La definizione del rendimento di distribuzione della rete di teleriscaldamento sarà approfondita nel paragrafo successivo.

3.3.3 Primary energy efficiency (ϵ)

Il "Primary Energy Efficiency" è definito come il rapporto tra tutta l'energia in uscita (compresa quella elettrica) e tutta l'energia primaria da fonte fossile utilizzata. Tale indice esprime l'efficienza complessiva della centrale termica e della sezione scambio termico, in termini di energia primaria utilizzata.

Il volume di controllo per questo indice è il numero 1, e comprende la sezione scambio termico:

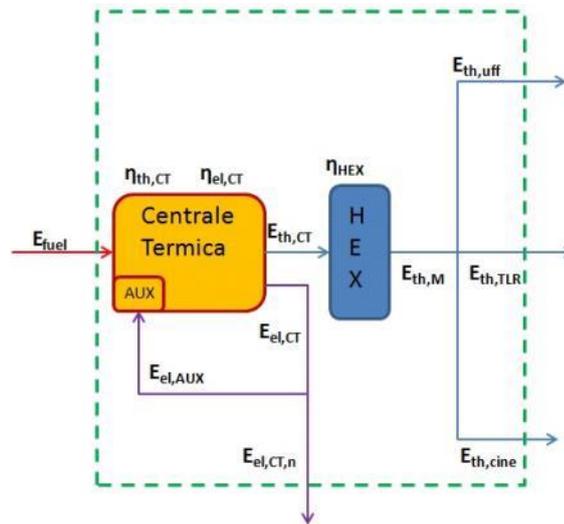


Figura 35 - Volume di controllo 1

$$\varepsilon = \frac{\text{Energia termica ed elettrica prodotte}}{\text{Energia primaria utilizzata}} = \frac{E_{del} + E_{el,CT,n}}{E_{fuel} f_{P,NG}} \quad 19$$

in cui, come si evince dallo schema di Figura 35:

$$E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine} \quad 20$$

dunque:

$$\varepsilon = \frac{E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{el,CT,n}}{E_{fuel} f_{P,NG}} \quad 21$$

3.3.4 Equivalent to nominal power duration (H_{eq})

L'indice "Equivalent to nominal power duration" esprime il numero di ore di esercizio equivalenti a pieno carico. Indica il periodo di tempo per il quale l'impianto dovrebbe essere esercito al massimo delle sue potenzialità affinché il fabbisogno di tutte le utenze sia soddisfatto. Esso è definito come:

$$h_{eq} = \frac{\text{Energia termica annuale richiesta dalle utenze}}{\text{Potenza termica installata in centrale}} = \frac{E_{del}}{P_{th,CT}} \quad 22$$

in cui:

- E_{del} è pari ad $E_{th,M} = E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{th,TLR}$;
- $P_{th,CT}$ è la potenza termica installata in centrale termica, pari alla somma delle potenze termiche installate del gruppo CHP ($P_{th,CHP}$) e delle caldaie ausiliarie ($P_{th,B}$).

La eq. 22 si può quindi riscrivere come:

$$h_{eq} = \frac{E_{th,uff} + E_{th,cine} + E_{th,TLR}}{P_{th,CT}}$$

23

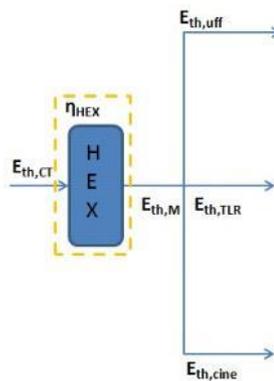
Essendo dipendente dalla potenza installata in centrale e dal fabbisogno energetico dell'utenza, il numero di ore equivalenti è un parametro che mette in relazione la taglia del sistema con il fabbisogno energetico per cui esso è stato progettato. Esprime pertanto l'adeguatezza del dimensionamento dell'impianto.

3.3.5 Efficienza di scambio termico primario/secondario

L'acqua calda prodotta in centrale termica, proveniente dall'unità cogenerativa e dalle caldaie ausiliarie, viene inviata alla sezione scambio termico dell'impianto, composta da scambiatori di calore a piastre. Ogni utenza ha uno scambiatore dedicato. Si può definire una efficienza media di scambio termico in centrale termica, che è il rapporto tra la produzione totale di energia termica in centrale e l'energia termica complessivamente inviata alle utenze. Con riferimento al volume di controllo 3 della Figura 33, riportato di seguito per comodità, l'efficienza di scambio tra primario e secondario è definita come:

$$\eta_{HEX} = \frac{E_{th,M}}{E_{th,CT}}$$

24



Come si vede dallo schema semplificato:

$$E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine}$$

25

Dunque la eq. 24 diventa:

$$\eta_{HEX} = \frac{E_{th,TLR} + E_{th,uff} + E_{th,cine}}{E_{th,CT}}$$

26

3.4 Calcolo degli indici sulla rete oggetto di studio

Nel presente capitolo è presentato il calcolo degli indici precedentemente definiti sulla rete di teleriscaldamento oggetto di studio. Il gestore dell'impianto ha fornito i dati relativi ai rilevamenti a consuntivo delle grandezze utili durante l'esercizio relativi al biennio 2009 – 2010.

Il calcolo su base annuale verrà illustrato a titolo di esempio per l'anno 2009; la procedura di calcolo per il 2010 è analoga e quindi, al fine di non appesantire eccessivamente la trattazione, verranno esposti solo i risultati.



- PEF e PEF_{NR}

Per il 2009 il valore annuale delle grandezze oggetto di interesse è:

Delivered Energy: $E_{del} = E_{th,M} = E_{th,TLR} + E_{uff} + E_{cine}$ 6977 MWh

Total Fuel Energy (100% gas naturale): E_{fuel} 14184 MWh

Energia elettrica prodotta dal gruppo cogenerativo: $E_{el,CT}$ 3347 MWh

Il valore dei fattori f_p è ottenuto dalla Tabella 5.

Si ipotizza di trascurare l'energia elettrica ad uso degli ausiliari, non essendo stata rilevata sperimentalmente dal gestore dell'impianto. Si ottiene:

$$PEF = \frac{E_{fuel}f_{p,GN} - E_{el,CT,n}f_{p,el}}{E_{del}} = \frac{14184 \cdot 1 - 3347 \cdot 2,174}{6977} \cong 0,990$$

Essendo l'impianto esercito utilizzando esclusivamente gas naturale, e quindi essendo l'alimentazione della centrale termica completamente fossile, il valore del PEF_{NR} coincide con il PEF.

I risultati relativi agli anni 2009 e 2010 sono mostrati in Tabella 8.

Tabella 8 – PEF e PEF_{NR} anni 2009 - 2010

	PEF	PEF _{NR}
2009	0,990	0,990
2010	0,996	0,996

- District heating global efficiency

Si procede al calcolo dell'efficienza di distribuzione dell'energia termica relativa alla rete di teleriscaldamento.

Per l'anno 2009:

Energia termica alle utenze residenziali = $E_{th,ut}$ 5653 MWh

Energia termica alla mandata della rete di TLR = $E_{th,TLR}$ 5995 MWh

$$\eta_{DH} = \frac{E_{th,ut}}{E_{th,TLR}} = \frac{5653}{5995} = 0,94$$

Per il 2010 si ottiene il risultato seguente:

$$\eta_{DH} = 0,87$$

- Relative importance of losses

La formula per il calcolo del RiL è la seguente:



$$RiL = \frac{E_{th,TLR} - E_{th,ut}}{E_{th,ut}}$$

I termini presenti nella formula sono già stati calcolati al punto precedente. I risultati che si ottengono per gli anni 2009 – 2010 sono i seguenti:

$$RiL_{2009} = 6\%;$$

$$RiL_{2010} = 14,4\%;$$

Quindi nel 2009 il 6% dell'energia termica giunta fino alle utenze è stata dissipata attraverso l'isolamento della rete fisica di distribuzione. Nel 2010 tali perdite sono state pari al 14,4%. Si ricorda che tali valori possono essere ottenuti direttamente conoscendo η_{DH} (si veda l'eq(18)).

- Efficienza di scambio termico primario/secondario

Per l'anno 2009 si ha:

Energia termica totale prodotta in centrale termica = $E_{th,CT}$	8263 MWh
Energia termica complessivamente inviata alle utenze = $E_{th,M}$	6977 MWh

Dunque:

$$\eta_{HEX} = \frac{E_{th,M}}{E_{th,CT}} = 0,84$$

Per il 2010 si ottiene il seguente risultato:

$$\eta_{HEX} = 0,89$$

Come si può constatare dai risultati, lo scambio termico tra circuito di centrale e circuito delle utenze è una importante fonte di perdita. Essendo la sezione scambio termico a monte di tutta la distribuzione alle utenze, un miglioramento nei rendimenti migliorerebbe l'efficienza di tutto l'impianto.

- Primary energy efficiency

Per l'anno 2009 il valore delle grandezze di interesse per il calcolo di questo indice sono:

Energia termica inviata alla totalità delle utenze = $E_{th,M}$	6977 MWh
Energia elettrica prodotta tramite il gruppo cogenerativo = $E_{el,n,CT}$	3348 MWh
Energia primaria da gas naturale = E_{fuel}	14184 MWh

Il dato relativo all'energia utilizzata dagli ausiliari di centrale non è stato fornito dal gestore. Verrà perciò trascurato.

Il fattore di energia primaria relativo al gas naturale è ricavato da Tabella 5.



Si ottiene:

$$\varepsilon_{CT} = \frac{E_{th,M} + E_{el,CT,n}}{E_{fuel} f_{P,NG}} = \frac{6997 + 3347}{14184 \cdot 1} = 0,728$$

Per il 2010 risulta:

$$\varepsilon_{CT} = 0,72$$

L'efficienza energetica primaria media annuale si attesta, nel 2009, attorno al 73%. Questo indice è particolarmente significativo se calcolato su base mensile e se si pensa alla struttura della centrale termica. Sono presenti infatti una unità di cogenerazione, con rendimento termico circa pari al 40% (dato fornito dal gestore) ed il gruppo caldaie, con rendimento termico complessivo nel range 88-90%. Quando la domanda di energia termica è alta, ovvero nei mesi invernali, la produzione avviene utilizzando l'unità CHP unitamente alle caldaie, mentre nei mesi estivi il fabbisogno è relativo alla sola produzione di acqua calda sanitaria, e per la maggior parte del tempo l'unità CHP è in grado di far fronte alla domanda. Il rendimento termico complessivo è quindi maggiore in inverno e minore in estate. Infatti si ha che l'efficienza complessiva su base mensile supera l'80% in inverno mentre scende, sfiorando il 50%, nei mesi estivi.

A supporto delle conclusioni qui tratte si propone la Figura 36, che riporta i risultati del calcolo su base mensile.

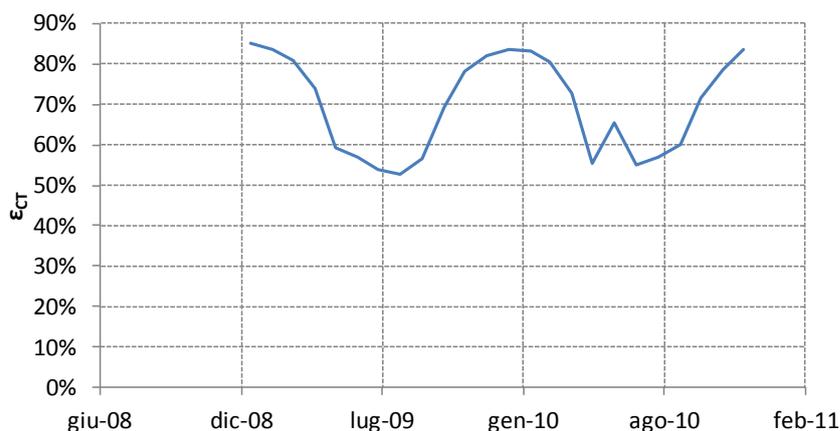


Figura 36 - Efficienza primaria centrale termica

- Equivalent to nominal power duration

Le ore di esercizio equivalenti calcolate su base annuale fanno riferimento all'energia termica complessivamente inviata alle utenze (rilevata alla mandata della sezione di scambio termico primario/secondario).

Per quanto concerne la potenza termica nominale complessiva installata (unità di cogenerazione e caldaie ausiliarie), si ha:

potenza termica nominale gruppo cogenerativo = $P_{th,CHP}$ 1166 kW_{th}

potenza termica caldaia a condensazione = $P_{th,B1}$ 895 kW_{th}

potenza termica di ciascuna delle due caldaie tradizionali = $P_{th,B2}$ 2600 kW_{th}



Potenza termica installata complessiva = $P_{th,CT} = P_{th,CHP} + P_{th,B1} + 2 \cdot P_{th,B2}$
Energia termica su base annuale alla mandata = $E_{th,M,y}$

7261 kW_{th}
6977 MWh

Per l'anno 2009 risulta un numero di ore di esercizio equivalenti pari a:

$$H_{eq,2009} = 961 \text{ h/y;}$$

Per il 2010, invece, risulta:

$$H_{eq,2010} = 1051 \text{ h/y;}$$

Si nota come l'impianto analizzato sia caratterizzato da un valore di ore equivalenti attorno alle 1000 ore all'anno. Il numero di ore equivalenti a pieno carico è una caratteristica di progetto dell'impianto: in ultima istanza essa dipende dalla zona climatica della località in cui l'impianto è attivo e più precisamente dal valore di Gradi-Giorno (GG) annuali caratteristico della località. La città di Torino è classificata in fascia climatica E (2100 – 3000 GG). Impianti attivi in località appartenenti alla medesima fascia climatica sono caratterizzati, tipicamente, da un numero di ore equivalenti a pieno carico che si attesta nel range 2000 – 2500 h/anno.

Di seguito si propone una tabella riassuntiva, in cui sono riportati tutti gli indici calcolati, per il biennio 2009 – 2010.

Tabella 9 - Riepilogo indici

	2009	2010
η_{TLR}	94,3%	87,4%
RiL	6,0%	14,4%
$\eta_{I/II}$	84,4%	88,7%
ϵ_{CT}	72,8%	72,0%
h_{eq}	961	1051

3.5 Sensitività all'impiego di energia rinnovabile

Il rendimento di un sistema di produzione di energia termica è calcolato, come noto, dal rapporto tra l'energia termica complessivamente prodotta e il contenuto energetico delle materie prime in ingresso al sistema (energia primaria). Lo sfruttamento di apporti da fonte rinnovabile, quindi, provoca una diminuzione dell'energia primaria utilizzata, a parità di effetto utile, e quindi un aumento del rendimento globale. Nel caso più estremo, in cui tutta l'energia termica prodotta deriva dall'impiego di fonti rinnovabili di energia, si ha che il rendimento energetico, calcolato nel modo sopra descritto, tenda a valori infiniti.

Scopo del presente paragrafo è parametrizzare il rendimento complessivo del sistema di produzione e distribuzione dell'energia termica alle utenze connesse alla rete, in funzione dell'apporto di energia termica proveniente da fonte rinnovabile.

Lo schema di riferimento per le considerazioni che verranno fatte nel seguito è esposto in Figura 37; il rendimento globale del sistema di produzione e distribuzione del calore illustrato è dato dalla eq. 27

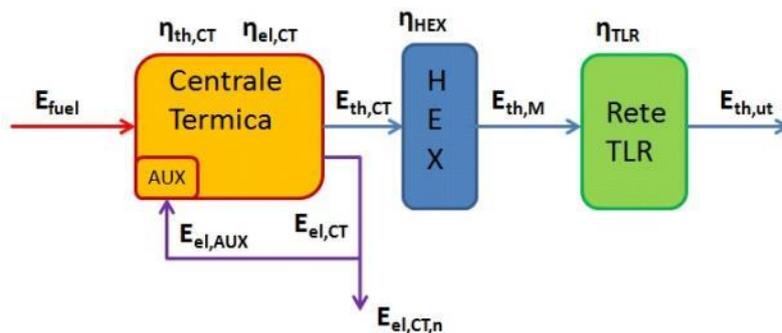


Figura 37 - Schema semplificato impianto teleriscaldamento ad alimentazione esclusivamente fossile

$$\eta = \frac{E_{th,ut}}{E_{fuel}} = \frac{E_{th,M} \cdot \eta_{RETE}}{E_{th,M}/(\eta_{HEX}\eta_{CT})} = \eta_{HEX}\eta_{CT}\eta_{RETE} \quad 27$$

In Figura 38 si riporta invece uno schema semplificato di impianto in cui venga prevista l'adduzione da fonte rinnovabile, a parità di calore consegnato alla rete $E_{th,M}$. Per effetto dell'adduzione da fonte rinnovabile, le quantità E_{fuel} e $E_{th,CT}$ sono cambiate, ed ora sono indicate rispettivamente con E^*_{fuel} e $E^*_{th,CT}$, dove:

$$E^*_{th,M} = E_{th,M} - E_{RINN} \quad 28$$

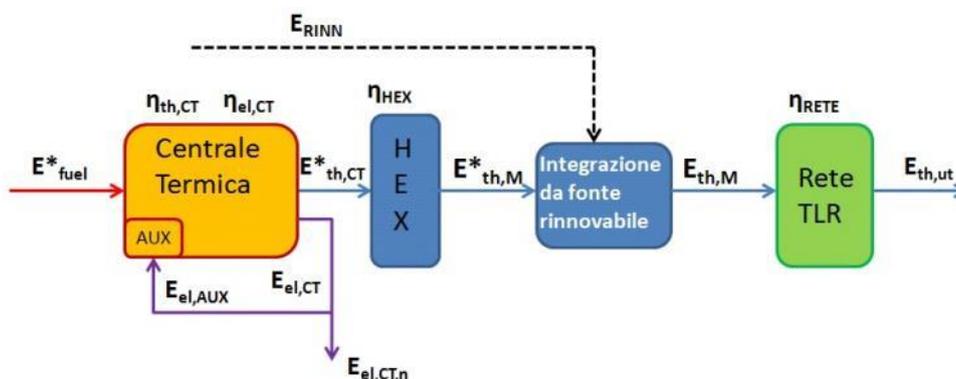


Figura 38 - Schema semplificato impianto di TLR, con adduzione da fonte rinnovabile

Il rendimento globale di impianto η_R sarà calcolato come:

$$\eta_R = \frac{E_{th,ut}}{E^*_{fuel}} = \frac{E_{th,M} \cdot \eta_{RETE}}{E^*_{th,M}/(\eta_{HEX}\eta_{CT})} = \frac{E_{th,M} \cdot \eta_{RETE}}{(E_{th,M} - E_{RINN})/(\eta_{HEX}\eta_{CT})} \quad 29$$

Se si esprime la grandezza E_{RINN} come frazione della domanda $E_{th,M}$, come espresso in Eq.(30):

$$E_{RINN} = S_R \cdot E_{th,M} \quad 30$$

si ha che il fattore S_R è uno *Share da Rinnovabile*. In base alla frazione della domanda soddisfatta tramite rinnovabile, S_R può assumere un valore che va da un minimo di 0 (alimentazione esclusivamente fossile) a un massimo di 1 (tutta l'energia termica inviata alle utenze è prodotta tramite fonti energetiche rinnovabili).



Data la eq. 30 si può scrivere la eq. 29 come:

$$\eta_R = \frac{E_{th,ut}}{E^*_{fuel}} = \frac{E_{th,M} \cdot \eta_{RETE}}{E_{th,M} \cdot (1 - S_R) / (\eta_{HEX} \eta_{CT})} = \frac{\eta_{RETE}}{(1 - S_R) / (\eta_{HEX} \eta_{CT})} = \frac{\eta_{RETE} \eta_{HEX} \eta_{CT}}{(1 - S_R)} \quad 31$$

ovvero, tenendo presente l'eq. 27:

$$\eta_R = \frac{\eta}{(1 - S_R)} \quad 32$$

Si può definire un nuovo fattore, ε , come rapporto tra il rendimento globale nel caso di adduzione da rinnovabile e il rendimento globale in caso di alimentazione da fonte esclusivamente fossile:

$$\varepsilon = \frac{\eta_R}{\eta} = \frac{1}{(1 - S_R)} \quad 33$$

Al fattore espresso dalla eq. 33 si può dare il nome di *Indice di Gratuiticità* in quanto esprime l'aumento del rendimento globale conseguente all'impiego di fonti energetiche rinnovabili per il soddisfacimento di parte della domanda delle utenze allacciate al teleriscaldamento.

Per investigare l'effetto dello sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili sul rendimento globale dell'impianto si è effettuato uno studio parametrico basato sulla eq. 31-33.

E' stato fatto variare il valore dello Share Rinnovabile S_R da un minimo di zero ad un massimo del 50%.

Sono stati fissati i valori dei rendimenti η_{HEX} ed η_{RETE} , rispettivamente pari a:

- $\eta_{HEX} = 80\%$;
- $\eta_{RETE} = 90\%$;

Il valore del rendimento di generazione in centrale termica η_{CT} è stato fatto variare da un valore minimo del 40% (corrispondente al rendimento termico del solo gruppo cogenerativo) fino ad un massimo dell'80% (corrispondente all'utilizzo maggioritario delle caldaie ausiliarie).

Sulla base di queste ipotesi e considerazioni è stato calcolato il valore del rendimento globale η_R in funzione dello Share Rinnovabile. Le curve risultanti sono differenziate in base al valore di η_{CT} .

Il valore di η_R per S_R pari a zero corrisponde al rendimento η espresso dalla eq.27.

Nel grafico di Figura 39 sono riportati i risultati ottenuti. E' stato diagrammato anche l'andamento dell'indice ε in base ad S_R .

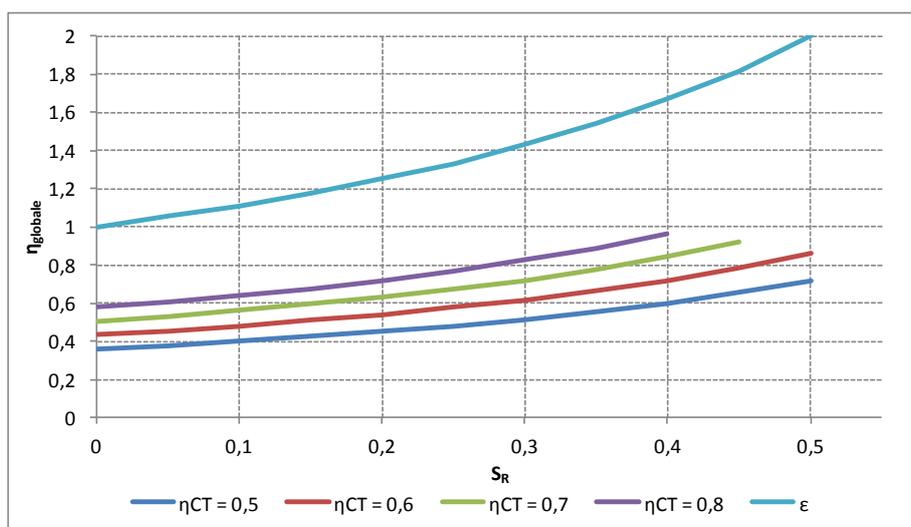


Figura 39 - Rendimento globale impianto

Chiaramente un approccio di questo tipo, essendo basato su un'analisi di primo principio, può portare, al crescere di S_R , a valori di rendimento globale maggiori dell'unità. Per tale ragione si considera questa valutazione prettamente "qualitativa", e utile al fine di poter effettuare analisi comparative fra sistemi di teleriscaldamento dotati di adduzione termica da fonte rinnovabile.



4 Studio di fattibilità di un sistema di monitoraggio energetico dell'impianto e della rete

Il presente Capitolo illustra le attività svolte in merito alla progettazione preliminare di un sistema di monitoraggio energetico dell'impianto di cogenerazione oggetto del presente studio, con annessa rete di teleriscaldamento.

Tale sistema è concepito per monitorare i flussi di energia dell'impianto di teleriscaldamento, ovvero per effettuare la lettura remota dei dati di consumo relativi agli stabili allacciati alla rete e quelli relativi alla centrale termica che alimenta la rete.

Attualmente, la lettura dei contatermie ai diversi piè di stabile è effettuata direttamente dal personale del gestore per mezzo di un addetto che mensilmente si reca di persona presso tutti gli edifici e annota il valore registrato dai contatermie negli appositi registri. E' pertanto particolarmente evidente il grande vantaggio derivante dalla realizzazione di un sistema di monitoraggio remoto, sia in termini di maggiore affidabilità della correttezza dei dati letti, che in relazione alle opportunità di analisi delle performance energetiche dell'intero impianto che possono derivarne, visto il monitoraggio in continuo che viene realizzato.

Si prevede che tale sistema verrà installato nei prossimi mesi e verrà prevedibilmente messo in funzione a partire dal prossimo anno termico, ovvero a Ottobre 2014.

4.1 Architettura del sistema di monitoraggio

La progettazione del sistema di monitoraggio in tempo reale dell'impianto di teleriscaldamento oggetto di studio è partita dall'individuazione delle attrezzature di campo necessarie al rilevamento, all'eventuale elaborazione e alla trasmissione dei dati raccolti dagli strumenti di misura installati lungo la rete, che saranno poi utilizzati dal sistema di supervisione. La soluzione tecnica ottimale che è stata individuata consiste in un sistema di monitoraggio remoto a due livelli:

- Installazione di strumenti di misura in centrale termica (posizionata al piano interrato della palazzina uffici che ospita la direzione tecnica del gestore); tali strumenti verranno cablati in Modbus e collegati via cavo al datalogger centrale;
- Installazione di misuratori di energia termica nei vari pie di stabile lungo la rete; a causa delle difficoltà di cablaggio, e della vetustà di alcuni di essi, tali misuratori verranno collegati ad un sistema di trasmissione dati via onde radio, che permetterà la comunicazione con il datalogger centrale.

Uno schema dell'architettura del sistema che verrà realizzato sull'impianto del gestore è riportato in Figura 40. L'attrezzatura di campo necessaria all'implementazione del sistema di monitoraggio si compone degli elementi riportati in Tabella 10.

Tabella 10 – Apparecchiatura di campo

Quantità	Descrizione
Nr. 2	Apparecchiatura M501 GPRS
Nr. 33	Alimentatore 230 V AC / 24V DC
Nr. 1	Apparecchiatura M104
Nr. 1	Apparecchiatura MPORT
Nr. 1	M400 convertitore Modbus / MBUS
Nr. 33	M400 convertitore Modbus / MBUS TX-RX RADIO

Le due apparecchiature di tipo M501 GPRS sono unità di controllo, o meglio di convogliamento e gestione segnali. Esse permettono di:

- interfacciarsi con strumenti esterni con protocollo ModBus e prelevare le misure effettuate da questi ultimi;
- gestire ingressi sia analogici che digitali;
- effettuare misurazioni dirette;
- inviare informazioni in merito ad eventi di allarme;
- effettuare azionamenti interagendo mediante ModBus con periferiche e PLC;
- interfacciarsi con la rete attraverso USB e porta Ethernet;
- inviare notifiche tramite SMS ed e-mail;
- archiviare dati in merito alle misurazioni ricevute tramite interfaccia di appositi software o in formato testo (.txt).

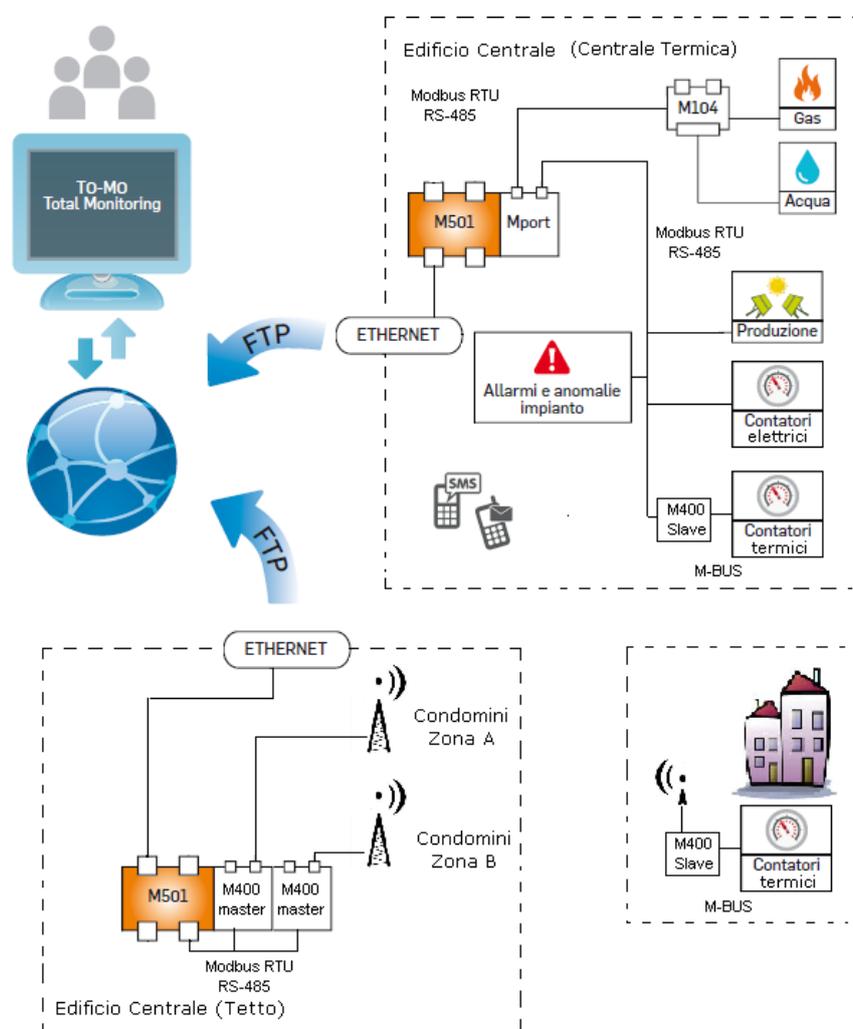


Figura 40 - Architettura sistema di monitoraggio

Le due unità M501 saranno dedicate una alla centrale termica, e l'altra alla raccolta dei dati relativi ai pié di stabile. La prima raccoglierà le misurazioni relative al funzionamento in tempo reale della centrale termica ed invierà i dati, tramite protocollo ethernet (LAN) + FTP/IP, al terminale di post-processing dei dati



(sistema SCADA); la seconda, invece, sarà installata nell'edificio centrale (edificio del gestore) e avrà funzione di DATA HUB, cioè raccoglierà tutte le informazioni inviate tramite segnali radio relative ai piè di stabile e le invierà, tramite protocollo ethernet, allo stesso terminale di post-processing.

I segnali compatibili con l'M501 sono essenzialmente di due tipi: impulsivo, oppure secondo il protocollo ModBus. Mentre i contatori di produzione elettrica installati dal gestore in centrale termica prevedono segnali in uscita di tipo impulsivo, già compatibili con l'M501, La lettura dei contatori di energia termica avviene tramite protocollo Mbus (MeterBus). E' quindi necessario un convertitore Mbus\ModBus che renda i dati in output dal contatore termico compatibili con il modulo M501.

I contatori di gas metano e acqua dell'impianto, similmente ai contatermie, producono segnali digitali che non sono direttamente compatibili con l'M501. E' necessaria pertanto una unità M104 di espansione segnali digitali che gestisca lo stato degli ingressi e renda tali segnali compatibili con l'M501.

4.2 Apparecchiature di campo

4.2.1 Centrale termica

Le unità che saranno installate in centrale termica (piano -2 della sede centrale) sono le seguenti:

- nr.1 quadro modulare 36 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali, denominato Q1;
- nr. 1 apparecchiatura M501 GPRS con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A;
- nr. 1 convertitore Mbus\ModBus;
- nr. 1 apparecchiatura M104;
- nr.1 unità M400 ModBus/Mbus.
- nr. 1 apparecchiatura MPORT;

Tutti i collegamenti saranno di tipo diretto (cablato).

L'unità M501 è collegata fisicamente tramite collegamento I2C (ponte a PIN metallici) con una unità MultiPort, che fornisce due porte aggiuntive all'M501. L'unità M104 aumenta il numero di ingressi digitali gestibili dalla M501 ed inoltre converte gli ingressi in ModBus. E' stata inserita sul ramo anche considerando che in futuro si potrà acquisire la misura di ulteriori grandezze. Il protocollo che la unità M501 utilizza è ModBus, e quindi le informazioni che transitano sui rami collegati all'unità Mport devono essere codificate secondo tale protocollo. Per questo motivo sul secondo ramo, a monte dei contatori termici, è necessario inserire una unità M400, che converte le misure dei contatermie (in protocollo Mbus) in ModBus. La M400 dedicata ai contatermie è in relazione gerarchica di tipo slave nei confronti dell'unità M501, mentre è di tipo master rispetto ai conta termie stessi. Ciò significa che i conta termie, responsabili della lettura dei valori di energia termica, restituiscono i valori rilevati solo su richiesta dell'M400, il quale li converte nel differente protocollo di comunicazione e li immagazzina nella memoria interna fin quando l'unità M501 non manda una richiesta di lettura dati.

In Figura 41 si fornisce la planimetria del piano -2 della sede centrale. Sono indicati i contatori elettrici ed i contatermie che saranno oggetto di lettura da parte del sistema di monitoraggio. Sono riportati anche i cablaggi necessari (percorsi in canalina consigliati in magenta).

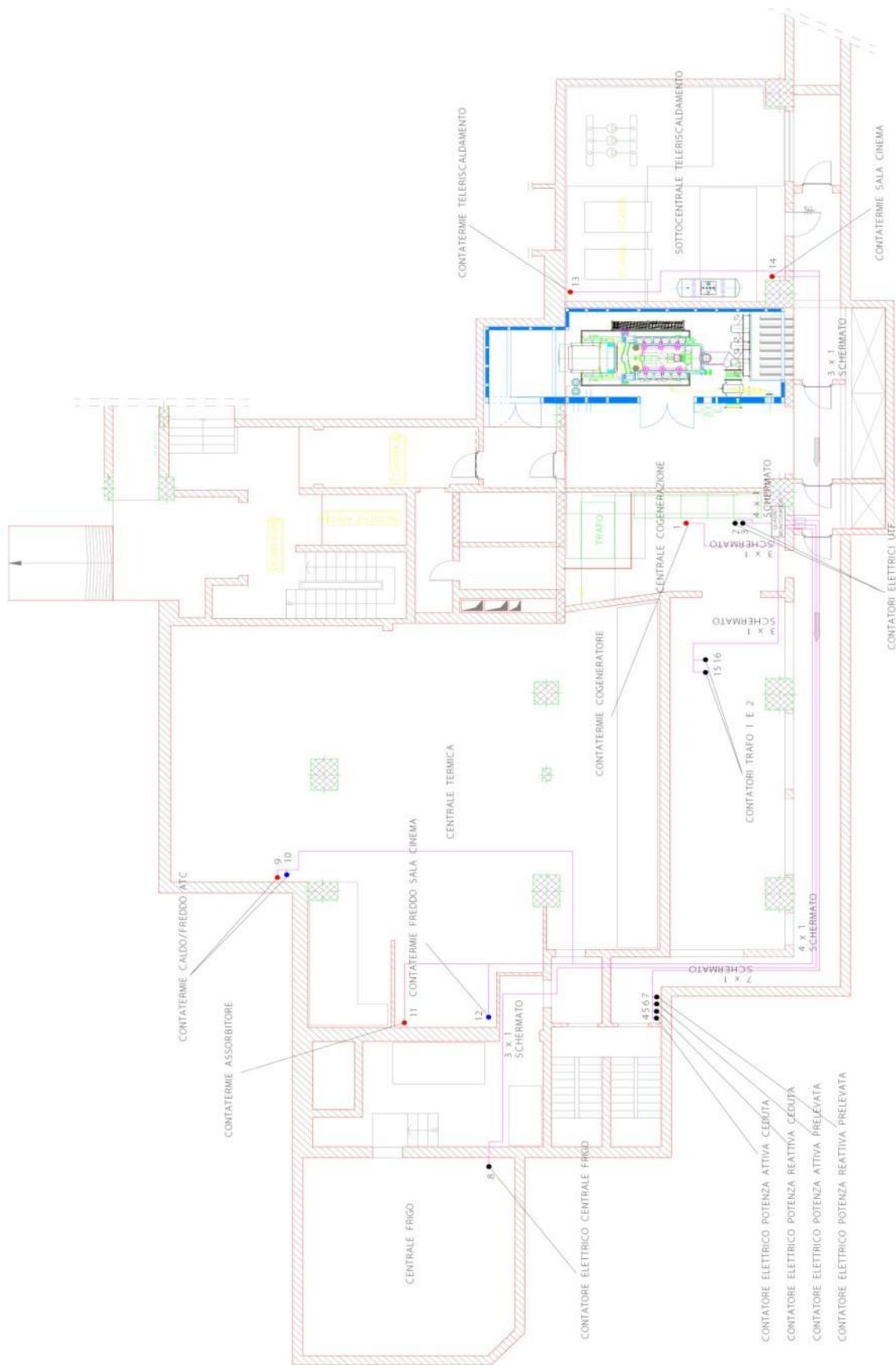


Figura 41 - Planimetria CT e collegamenti cablati

Il quadro Q1 verrà posizionato in centrale di cogenerazione e interconnesso ai misuratori mediante tubature, passerelle e canali adeguate agli ambienti e ai tipi di conduttore da posarsi.

Nella nomenclatura dei cablaggi la prima cifra indica il numero di conduttori interni, mentre la seconda indica la superficie della sezione di ciascun conduttore, espressa in mm².

L'apparecchiatura posizionata nel quadro monitoraggio con i relativi collegamenti elettrici e indicazione dei contatori è illustrata in Figura 42. Per la numerazione dei contatori indicati in Figura 42 fare riferimento alla Figura 41.

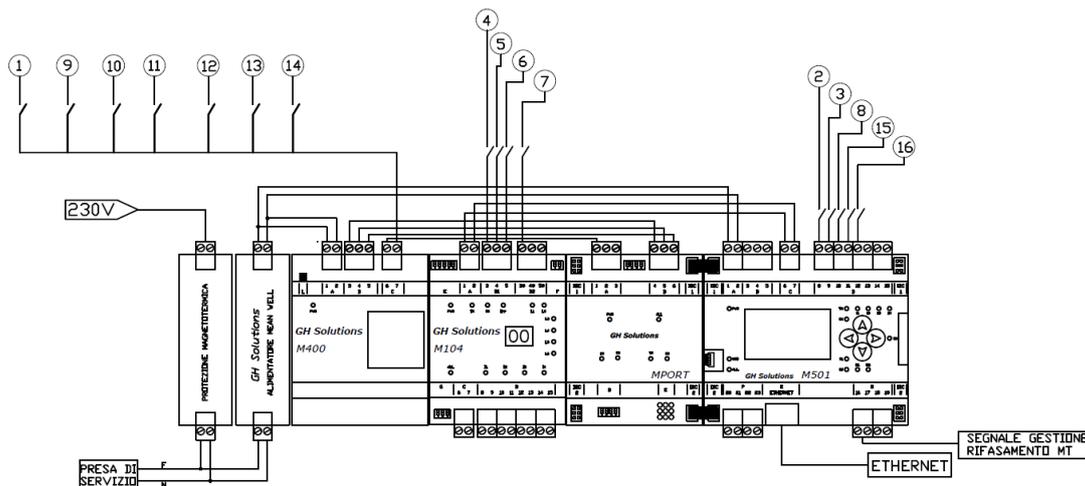


Figura 42 - Apparato in quadro monitoraggio Q1

4.2.2 Piè di stabile utenze termiche

A livello di ciascun piè di stabile è stato previsto un contatermie che contabilizza l'energia termica utilizzata dall'edificio. Ogni contatermie ha una unità M400 dedicata, a cui è collegata una unità di trasmissione in segnali radio. Le misurazioni sono effettuate secondo protocollo Mbus, convertite in protocollo ModBus e memorizzate. Le attrezzature complessivamente installate a livello di piè di stabile saranno pertanto le seguenti:

- nr. 33 convertitori Mbus\ModBus TX-RX Radio;
- nr. 33 alimentatori 230VAC\24VDC, ognuno relativo a ciascun convertitore;
- nr. 33 unità di protezione elettrica 6 A.

Nel dettaglio, per ogni piè di stabile l'attrezzatura da installare consiste in:

- nr.1 quadro modulare 12 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato (QS_xx) dove xx assume valore da 1 a 33;
- nr.1 unità M400 con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A;
- nr.1 antenna trasmissione radio.

La lettura dei contatori termici a piè di stabile viene effettuata secondo protocollo Mbus, poi convertita in protocollo ModBus ed inviata tramite segnali radio all'unità M501 GPRS, nel momento in cui quest'ultima la richiama.

Tramite protocollo TCP/IP, i dati relativi ai rilevamenti sono inviati dalle due unità M501 al terminale di post processamento, che li utilizzerà per elaborazioni, analisi, monitoraggio e controllo dell'impianto.

La zona degli edifici residenziali sarà divisa in due sotto-zone, A e B. Ciascuna delle due zone avrà un trasmettitore radio dedicato, sulla copertura dell'edificio del gestore. Saranno moduli a ricezione "orientata", ovvero i sensori radio saranno posizionati in modo da gestire segnali radio provenienti/diretti da/verso una direzione precisa. Si è preferita una soluzione a doppia zona per ovviare a problematiche relative alla comunicazione radio: ogni piè di stabile avrà un trasmettitore radio dedicato, che nella pratica sarà posizionato nel cortile. Per ogni isolato c'è un cortile "interno" unico, condiviso da tutti gli stabili dell'isolato. Tali cortili, quindi, sono circondati dalle palazzine dell'isolato cui appartengono. L'urbanistica del quartiere, pertanto, avrebbe potuto creare problemi di schermatura dei segnali radio, con conseguente riduzione del raggio di trasmissione del segnale. A questo problema si è ovviato utilizzando non uno, ma due terminali radio, e suddividendo la zona residenziale in due sotto-zone. I terminali radio nell'edificio centrale (sede del gestore) saranno poi orientati e tarati in modo ottimale, per meglio captare i segnali radio relativi ad una sotto-zona piuttosto che ad un'altra.

Negli stabili con allacciamento diretto sono presenti contatermie con misuratori sulle tubazioni di mandata e ritorno (Figura 43), mentre negli stabili con allacciamento indiretto (scambiatore di calore intermedio - Figura 44) il contatermie è inserito a monte dello scambio termico, sul circuito della rete cittadina, e non quello inerente allo stabile. In Figura 45 si propone la planimetria di quartiere, in cui si evidenzia la sede centrale (campita in rosso), in cui è ubicata la centrale termica, gli stabili residenziali provvisti di sottostazione di scambio termico (campiti in verde) e gli stabili con allacciamento diretto alla rete di teleriscaldamento (campiti in blu).



Figura 43 - Piè di stabile con allacciamento diretto



Figura 44 - Piè di stabile con sottostazione di scambio



Figura 45 - Planimetria quartiere e differenziazione stabili

L'unità M400 con l'alimentazione e la protezione elettrica saranno posizionate nel quadro elettrico nel piano cantine di ciascuno stabile. Per il posizionamento dell'antenna radio si utilizzerà un'uscita dal piano interrato dello stabile tramite un'apertura a bocca di lupo e l'utilizzo di una tubazione metallica di altezza rispetto al piano strada non inferiore ai tre metri, per evitare manomissioni e urti casuali con l'antenna.

Se la bocca di lupo è particolarmente lontana rispetto alla posizione del contatermie, si installerà il quadro elettrico in prossimità dell'uscita (soluzione illustrata in Figura 46), anziché in prossimità del contatermie (soluzione illustrata in Figura 47). Questo accorgimento è voluto per evitare la perdita di potenza di segnale conseguente al transito di tale segnale all'interno dei collegamenti tra l'unità M400 e l'antenna radio, poiché maggiore è la distanza tra questi due componenti, e minore sarà la potenza con cui il segnale radio verrà emesso dall'antenna. Per causa dell'effetto schermante dei palazzi circostanti, di cui si è già accennato in precedenza, occorre evitare che il segnale radio emesso abbia potenza inferiore ad una data soglia.

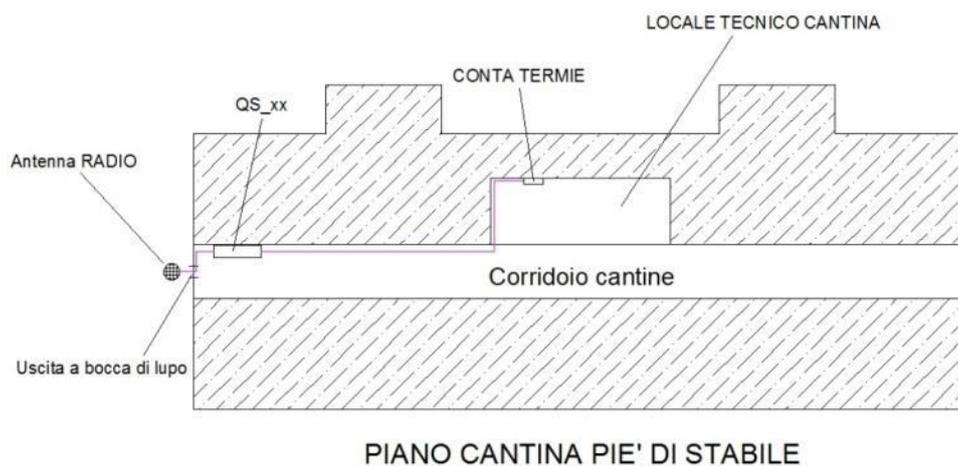


Figura 46 - Ubicazione e collegamenti tipo A quadro piè di stabile

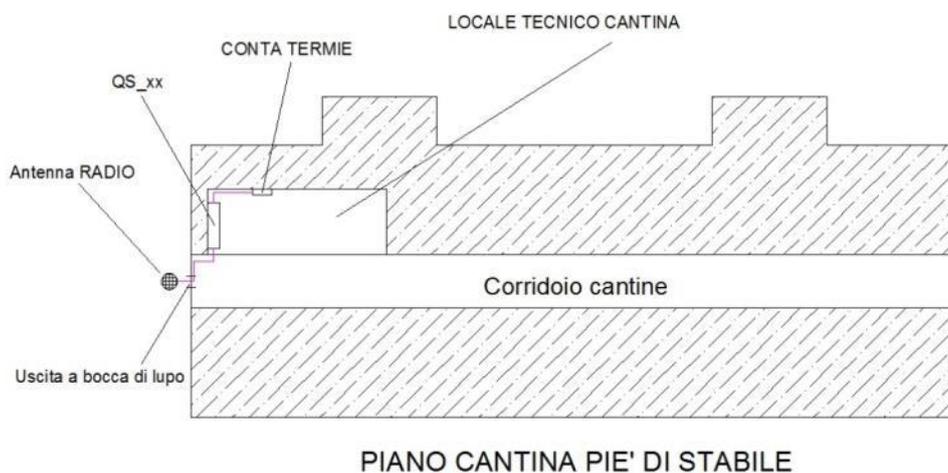


Figura 47 - Ubicazione e collegamenti tipo B quadro piè di stabile

In Figura 48 è visibile l'ubicazione di tutte le antenne di piè di stabile e la copertura radio delle due antenne posizionate sull'edificio della sede centrale. In base all'antenna verso cui trasmettono, le antenne a piè di stabile sono suddivise in due gruppi, identificati con due differenti colori.



Figura 48 - Dislocazione antenne e copertura radio



4.2.3 Edificio del gestore dell'impianto

Nell'edificio del gestore saranno installate due unità M501. Una gestirà le informazioni relative alla centrale termica e l'altra quelle relative ai piè di stabile. Si prevede che le due unità siano collegate tra loro tramite rete locale Ethernet (LAN). Questo perché gli ingressi e periferiche collegate al dispositivo M501 consentono di avere a disposizione un massimo di 68 canali dedicati alle misure che si vuole archiviare o trasmettere. Per ogni piè di stabile le misure di interesse saranno prevedibilmente 4: il valore di portata d'acqua, i valori di temperatura di mandata e ritorno e l'energia termica complessivamente utilizzata dall'utenza. Per i soli piè di stabile allora serviranno 132 canali nell'unità M501. Poiché la M501 dedicata alla centrale termica ha 68 canali a disposizione, e le misure di interesse riguardanti la centrale termica saranno prevedibilmente in numero molto minore, il collegamento delle due unità M501 tramite cablatura in rete locale consente di inviare parte dei segnali radio dei piè di stabile direttamente su canali dell'unità in centrale termica, evitando così l'utilizzo di 3 unità M501, due delle quali completamente dedicate ai piè di stabile e una solo parzialmente sfruttata per i rilevamenti in centrale termica.

L'unità M501 interroga i piè di stabile quando ce n'è la necessità, non mediante un collegamento in continuo. Verrà impostata una frequenza di richiesta e in base a questa si hanno le interrogazioni da parte dell'M501. M501 manda la richiesta, che viene convertita da ModBus a Mbus dal convertitore collegato all'unità. Il convertitore a piè di stabile leggerà lo strumento e poi manderà, riconvertendola in ModBus, la lettura alla M501. I contatermie sono sempre collegati con i convertitori, i quali poi sono collegati (via radio o via cavo) alle unità M501.

La misura della portata si basa sulla lettura cumulativa della portata elaborata. Il valore rilevato dal contatermie è il valore cumulato dei metri cubi gestiti: operativamente, dunque, non è un valore di portata ma di volume. La misura della portata quindi avviene tramite rilevamenti successivi, intervallati da un tempo prestabilito (es.100 ms). Il valore della portata si ottiene poi come rapporto tra la differenza dei valori cumulativi ed il tempo intercorso tra i rilevamenti. Unitamente alla portata, dai contatermie viene rilevata anche la misura delle temperature di mandata/ritorno e dell'energia complessivamente utilizzata dall'utenza (valore cumulato). Tali misurazioni sono effettuate in continua dal convertitore di piè di stabile e tenute in memoria per un dato tempo (dipendente dalla memoria interna del convertitore). In caso poi di richiesta da parte di M501 i valori sono restituiti. Tale metodo velocizza i rilevamenti ed ottimizza la dinamica di conversione dei segnali Mbus/ModBus.

Sul tetto dell'edificio centrale del gestore saranno poste due unità di ricezione radio, collegate ad una unità M501. La M501 manda una richiesta agli M400 cui è collegata, i quali interrogano gli M400 a piè di stabile, che restituiscono il valore più aggiornato letto dai contatermie. Le unità M400 collegate all'unità M501 sono due in quanto i piè di stabile sono 33 e una unità M400 può gestire un massimo di 32 periferiche. Inoltre per ragioni di raggio di trasmissione radio, si preferisce suddividere i piè di stabile in due sotto-zone, A e B, e quindi è necessaria una coppia di emettitori radio con la dedicata unità M400.

Nel locale sottotetto dell'edificio centrale saranno posizionate le seguenti attrezzature:

- nr.1 quadro modulare 24 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato Q2;
- nr.2 unità M400 TX-RX Radio;
- nr.1 unità M501 con relativa alimentazione 230VAC/24VDC e protezione elettrica 6A.

Sul tetto dell'edificio centrale saranno posizionate:

- nr.1 quadro modulare 12 Moduli DIN con grado di protezione adeguata al tipo di posa e ai locali denominato Q3
- nr.2 antenne trasmissione radio.

Per il collegamento tra le apparecchiature in sottotetto e sul tetto è previsto una tubazione in PVC di diametro 25 mm, all'interno della quale andranno posizionati i cablaggi necessari.

La Figura 49 mostra gli apparati posizionati sul tetto e nel sottotetto con i relativi collegamenti.

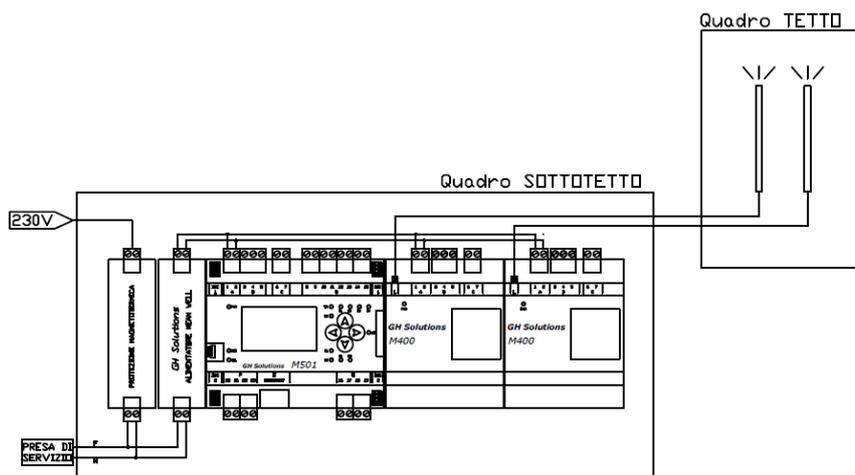


Figura 49 - Apparati tetto sede centrale (quadri Q2 e Q3)



5 Conclusioni

Oggetto del presente studio è stato quello di definire un possibile set di indici per la valutazione delle performance energetiche di reti di teleriscaldamento, con particolare focus su reti di piccola taglia. Inoltre, si è cercato di investigare l'adeguatezza di tali indici nel descrivere l'eventuale apporto di energia termica in rete, proveniente da fonti rinnovabili.

A tal fine, sono state analizzate le principali norme e studi presenti nella letteratura scientifica di settore, fra cui in particolare le seguenti:

- **Norma UNI EN 15316-4-5:2007** – Impianti di riscaldamento degli edifici - Metodo per il calcolo dei requisiti energetici e dei rendimenti di impianto. Parte 4-5: Sistemi di generazione per il riscaldamento degli ambienti, prestazione e qualità delle reti di riscaldamento urbane e dei sistemi per ampie volumetrie;
- **Raccomandazione CTI 14: 2013** – Prestazioni energetiche degli edifici – Determinazione della prestazione energetica per la classificazione dell'edificio;
- Pacot, P. E., & Reiter, S. (2011). *Quality indicators for district heating networks*. Proceedings of the International Conference CISBAT 2011 - Clean Tech for sustainable buildings - From Nano to urban scale. <http://hdl.handle.net/2268/96467>;

Lo studio della Norma UNI EN 15316-4-5:2007 ha evidenziato che esistono diversi indici applicabili alla valutazione energetica degli impianti di teleriscaldamento, fra cui in particolare i Primary Energy Factors (PEF), che si propongono di mettere in relazione l'energia primaria associata ai flussi energetici legati alla generazione termica, con l'energia termica prodotta dall'impianto stesso e inviata alla rete di teleriscaldamento. Tali indici consentono di tenere in conto anche l'eventuale apporto di energia termica da fonte rinnovabile, per cui sono stati presentati diversi scenari di generazione termica che, a parità di apporto termico alle utenze finali, prevedessero rispettivamente integrazione termica da solare termico, caldaie a biomassa, calore di scarto da processo industriale, calore proveniente da impianto di cogenerazione. Le principali conclusioni che possono essere tratte sono di seguito elencate:

- la cogenerazione rappresenta la tecnologia che ottiene i valori migliori dell'indice PEF, pertanto risulta sempre preferibile, rispetto ad altre soluzioni tecnologiche, dal punto di vista di tale indicatore;
- l'adduzione di energia termica in rete da impianti solari è sempre vantaggiosa, in quanto, ovviamente, l'utilizzo di energia solare permette un minor utilizzo di energia primaria fossile, a parità di domanda da soddisfare;
- se ad un impianto di cogenerazione si abbina un impianto solare termico, l'indice PEF peggiora. Tale risultato è spiegabile considerando che l'apporto da rinnovabile implica un minor impiego del cogeneratore, a parità di domanda termica. Conseguentemente, si ha anche una diminuzione della produzione elettrica, alla quale la norma conferisce un valore energetico molto alto nel calcolo del PEF;
- l'utilizzo di una caldaia a gas naturale risulta energeticamente equivalente a quello di una caldaia a biomassa. L'utilizzo della biomassa, convenzionalmente considerata fonte rinnovabile di energia, implica lo stesso dispendio di energia primaria che si ha per il gas naturale (i fattori di conversione in energia primaria sono uguali);



- nonostante l'impiego di calore di scarto da processi industriali sia indubbiamente una buona pratica per l'efficienza energetica delle reti di teleriscaldamento, tale caso non è previsto all'interno delle normative in corso di validità consultate. E' stato trovato un riferimento a tale possibilità unicamente all'interno della bozza di normativa TC 228 WI 00228 027:2004, redatta dal comitato tecnico 228 del CEN, attualmente ritirata. Ipotizzando di applicare l'indice PEF con i valori di fattori di conversione dell'energia primaria previsti dalla TC 228, si ha che l'impiego di calore di scarto industriale, in combinazione con altre tecnologie tradizionali per la produzione di calore, risulta energeticamente sempre vantaggioso.

Nel complesso, si può ritenere che gli indici Primary Energy Factors siano per lo più validi al fine di poter effettuare analisi *qualitativamente* comparative delle performance energetiche di impianti differenti, poiché non sono formulati con l'approccio del rendimento energetico di un sistema di produzione, ma tendono a comparare l'impiego globale di energia primaria, a parità di effetto utile, per le soluzioni individuate. Sono indici pertanto che possono essere inferiori o maggiori dell'unità.

Diverso è l'approccio che si è riscontrato negli indici presentati nella memoria di Pacot, P. E., & Reiter, in cui vengono introdotti indici di performance sia lato generazione che lato distribuzione del calore, valutati quali rendimenti, ovvero dal rapporto dell'effetto utile rispetto alla spesa energetica complessiva. Tali indici si possono pertanto considerare anche *quantitativamente* significativi nella valutazione delle prestazioni del sistema impianto – rete, e sono sempre inferiori all'unità.

Infine, l'ultima parte delle attività è stata dedicata alla progettazione preliminare di un sistema di monitoraggio energetico remoto, in tempo reale, dell'impianto di cogenerazione e della rete di teleriscaldamento di quartiere di Torino oggetto di analisi. La natura della rete, oltre che la tipologia degli strumenti di misura già esistenti al momento dell'analisi, hanno portato a valutare l'adozione di un sistema di monitoraggio basato su strumenti in grado di comunicare *via onde radio* con i concentratori dati che verranno installati. Questa soluzione ha permesso di ottimizzare notevolmente la flessibilità d'uso del sistema, contenendone sensibilmente i costi di realizzazione.

Si prevede che tale sistema verrà presumibilmente messo in funzione a partire dall'anno termico 2014-2015, consentendo la validazione sperimentale delle analisi di performance presentate nella parte iniziale del presente studio.



6 Appendice – Curriculum Vitae del gruppo di lavoro

Prof. Marco Badami

Nato a Torino l'11/01/1963

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904516

E-mail: marco.badami@polito.it

Posizione attuale

Professore Associato del SSD ING/IND-08 "Macchine a Fluido" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), "Sistemi Energetici" (Laurea magistrale in Ingegneria Elettrica), "Manutenzione delle macchine a fluido" (Master).

Carriera Universitaria

1990 Ricercatore Universitario presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

1999 Professore Associato presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

1988 Laurea in Ingegneria Meccanica con indirizzo Strutturistico presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

1988 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

1999 Master of Science in Management presso la London School of Economics.

Corsi e Stages

1999 Visiting Researcher presso l'Imperial College di Londra.

1997 Corso di "International Business Strategy" presso la London School of Economics.

1995 Stage di approfondimento presso l'Università di Grenoble sugli impianti idraulici per la produzione di energia elettrica.

Attività scientifica

E' stato responsabile di numerosi contratti sia con enti pubblici sia con società private. Fra le varie attività si ricordano a titolo di esempio le seguenti:

Responsabilità dell'Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto "HEGEL - High Efficiency polyGEneratiOn appLication" finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del VI programma quadro (Coordinatore: Centro Ricerche FIAT).

Responsabile di una Unità Operativa del Politecnico di Torino per il progetto Regionale GREAT 2020 (coordinatore da AVIO) su "Combustibili alternativi per la propulsione aeronautica".

Responsabile di alcuni progetti MSE-ENEA sulla Microgenerazione nel settore residenziale e sulle reti di teleriscaldamento di piccola taglia.

Direzione del laboratorio di sistemi energetici (EcoEner.lab) per lo studio teorico-sperimentale di sistemi energetici a basso impatto ambientale che comprende attualmente due impianti ed in particolare quello citato al punto precedente e un secondo impianto costituito da una microturbina da 100 kWe e da un gruppo ad assorbimento che sfrutta il calore della microturbina per la produzione di energia frigorifera.



E' stato Tutor di 5 Tesi di Dottorato su argomenti riguardanti lo studio teorico-sperimentale di impianti di cogenerazione-trigenerazione di piccola taglia.

E' stato Referee di 3 Tesi di Dottorato Europeo per l'Università Rovira i Virgili di Tarragona (Spagna).

Pubblicazioni

E' autore di circa 100 pubblicazioni scientifiche di cui 60 presentate su riviste o a congressi internazionali. Si riportano di seguito alcune delle pubblicazioni effettuate negli ultimi anni.

Badami M., Portoraro A., Ruscica G. (2012). Analysis of trigeneration plants: Engine with liquid desiccant cooling and micro gas turbine with absorption chiller. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, vol. 36, p. 579-589, ISSN: 0363-907X, doi: 10.1002/er.1817

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2012). Experimental tests of a small-scale microturbine with a liquid desiccant cooling system. INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH, ISSN: 1099-114X, doi: 10.1002/er.2914

M. BADAMI, MURA M. (2010). Exergetic analysis of an innovative small scale combined cycle cogeneration system. ENERGY, vol. 35, p. 2535-2543, ISSN: 0360-5442

BADAMI M., PORTORARO A (2009). Performance analysis of an innovative small-scale trigeneration plant with liquid desiccant cooling system. ENERGY AND BUILDINGS, vol. 11, p. 1195-1204, ISSN: 0378-7788

BADAMI M., MURA M (2009). Preliminary design and controlling strategies of a small-scale wood waste Rankine Cycle (RC) with a reciprocating steam engine (SE). ENERGY, vol. 34, p. 1315-1324, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2009.04.031

BADAMI M, MURA M., CAMPANILE P, ANZIOSO F (2008). Design and Performance Evaluation of an Innovative Small Scale Combined Cycle Cogeneration System. ENERGY, vol. 33, p. 1264-1276, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2008.03.001

Badami M., Ferrero M., Portoraro A. (2011). NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT. In: Proceedings of 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Denver, Colorado, USA, November 11-17, 2011

BADAMI M., PORTORARO A, RUSCICA G (2010). Analysis and comparison of performance of two small-scale Trigeneration plants: an ICE with a liquid desiccant cooling system and a MGT with an absorption chiller, Orlando, Florida, USA, November 13-19, 2009., vol. 6, p. 459-467, ASME, ISBN: 9780791843796, doi: 10.1115/IMECE2009-12279

M. BADAMI, J.C. BRUNO, A. CORONAS, J. ORTIGA, PORTORARO A. (2010). PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS. In: -. Proceedings, 9th IIR Gustav Lorentzen Conference., Sidney, Australia, 12-14 April 2010

BADAMI M., PORTORARO A (2009). ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM. In: -. ExHFT-7. Krakow, Poland, 28 June - 03 July 2009, p. 475-482, ISBN: 9788374642354



Ing. Armando Portoraro, Ph.D

Nato a Torino il 27/10/1977

Dipartimento Energia, Politecnico di Torino

C.so Duca degli Abruzzi 24, cap. 10129

Numeri Telefonici: Uff. : 011 0904539

E-mail: armando.portoraro@polito.it

Posizione attuale

Assegnista di Ricerca del SSD ING/IND-09 "Sistemi per l'energia e l'ambiente" presso il Politecnico di Torino. Attività didattica: collaborazione alle lezioni ed esercitazioni del Corso "Impiego industriale dell'energia" (Laurea magistrale in Ingegneria Energetica), focus sui sistemi di cogenerazione e di trigenerazione e sui meccanismi di incentivazione del risparmio energetico previsti dalla Normativa Nazionale (Titoli di Efficienza Energetica, Certificati Verdi).

Carriera Universitaria

2010 Assegnista di Ricerca presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

2007 Dottorando in Energetica presso il Dipartimento di Energetica del Politecnico di Torino

Titoli di Studio

2002 Laurea in Ingegneria Aerospaziale con indirizzo Propulsione presso il Politecnico di Torino con votazione 110/110 e Lode.

2007 Abilitazione all'esercizio della professione di Ingegnere. Iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Torino.

2007 - 2010 Dottorato di Ricerca in Energetica: durante il ciclo di Dottorato, si è occupato dello studio teorico-sperimentale di sistemi di trigenerazione di piccola taglia. In particolare, l'attività si è sviluppata nell'analisi approfondita delle performance energetiche teoriche a punto nominale e a carico parziale, delle problematiche di funzionamento, della redditività d'esercizio, e nella conduzione delle prove sperimentali sui due impianti di trigenerazione installati e gestiti dal Dipartimento Energia del Politecnico di Torino: un cogeneratore con motore a combustione interna a regolazione variabile da 126 kW accoppiato a un sistema desiccant liquido a cloruro di litio, e un impianto con microturbina a gas da 100 kW con assorbitore a bromuro di litio.

Attività scientifica

2009 – 2014: Svolgimento di attività di ricerca per l'ENEA inerente Accordo di Programma MSE-ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico. Analisi dei principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e studio comparativo delle prestazioni a regime parziale per le principali tecnologie di cogeneratori in commercio. Sviluppo di diversi modelli matematici per la simulazione oraria del funzionamento di cogeneratori di piccola e piccolissima taglia, sia con motori a combustione interna che con microturbine a gas. Sviluppo di modelli di simulazione dinamica di impianti di trigenerazione con assorbitori a bromuro di litio, e di unità a pompe di calore a gas. Validazione dei modelli realizzati con dati sperimentali acquisiti da impianti installati sul territorio nazionale. Studi di performance energetica e modellistica di reti termiche di piccola taglia, e analisi di dati sperimentali ottenuti da reti in esercizio sul territorio. Definizione di indici di performance e monitoraggi energetici di reti termiche.

2007 – 2009: Regione Piemonte - Settore Programmazione e Risparmio in Materia Energetica. Progetto di coordinamento delle attività necessarie alla redazione dei bilanci energetici provinciali, al fine di definire un modello di contabilità energetica omogenea e confrontabile su tutto il territorio regionale. Progetto per il portale regionale sull'energia; analisi critica e confronto dei modelli di bilancio energetico in essere presso le diverse province; bilancio energetico della provincia di Novara.



2006 – 2007: Comunità Montana Valsesia. Studio di fattibilità per l'utilizzazione energetica della disponibilità locale di biomasse legnose sul territorio della Comunità Montana.

2006 – 2009: Comunità Europea. Progetto di ricerca internazionale HEGEL (High Efficiency poliGEneration appLIcation) finanziato nell'ambito del 6° Programma Quadro, volto alla progettazione e realizzazione di applicazioni di micro-cogenerazione e micro-trigenerazione per il settore civile e industriale, basati su tecnologie altamente innovative ad alta efficienza.

Pubblicazioni

M Badami, F Camillieri, A Portoraro, E Vigliani. "ENERGETIC AND ECONOMIC ASSESSMENT OF COGENERATION PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION STUDY", *Energy*, Volume 71, 15 July 2014, Pages 255–262.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "DYNAMIC PARSIMONIOUS MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A GAS MICROTURBINE AT PART-LOAD CONDITIONS", *Applied Thermal Engineering*, Elsevier, accepted for publication.

M Badami, G Bocci, F Camillieri, D Pagliarulo, A Portoraro, E Vigliani. "EFFECT OF DIFFERENT ITALIAN REGULATORY FRAMEWORKS ON THE ENERGETIC ASSESSMENT OF CHP PLANTS: A COMPARATIVE DESIGN AND EXPERIMENTAL CONDITION ANALYSIS", 2013 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. San Diego (CA)

M Badami, A Portoraro. "STUDIO E CARATTERIZZAZIONE DI RETI TERMICHE DISTRIBUITE", 2013, Report RdS/2013/105 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/risparmio-energia-settore-civile/2012/rds-2013-105.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, F Margiotta, A Portoraro, G Puglisi. "A MATHEMATICAL MODEL OF A MICRO-COGENERATION SYSTEM COUPLED TO A HEAT PUMP FOR RESIDENTIAL APPLICATIONS: AN ENERGETIC PERFORMANCE ASSESSMENT", 2013, 3rd International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN III. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "EXPERIMENTAL TESTS OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", *International Journal of Energy Research*, vol. 37, pp. 991–1140. DOI 10.1002/er.2914

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "ANALYSIS OF TRIGENERATION PLANTS: ENGINE WITH LIQUID DESICCANT COOLING AND MICRO GAS TURBINE WITH ABSORPTION CHILLER", *International Journal of Energy Research* vol. 36, pp. 579-589. - ISSN 0363-907X. DOI 10.1002/er.1817

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "SIMULATION MODEL AND EXPERIMENTAL VALIDATION OF A CHP PLANT WITH MICRO GAS TURBINE", 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro "ENERGETIC OPERATIONAL ASSESSMENT OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS", 2012 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Houston (TX)

M Badami, A Portoraro. "ANALISI TEORICO –SPERIMENTALE DI SISTEMI DI MICRO-COGENERAZIONE", 2012, Report RdS/2012/076 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/2011/076-rds-pdf

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "NOMINAL AND PARTIAL LOAD OPERATION OF A SMALL-SCALE MICROTURBINE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM: AN EXPERIMENTAL ASSESSMENT", 2011 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Denver (CO).

M Badami, M Ferrero, A Portoraro. "EXPERIMENTAL ASSESSMENT OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A NATURAL GAS MICROTURBINE AND A LIQUID DESICCANT SYSTEM.", 2nd European



Conference on Polygeneration, Tarragona (E), 30th March-1st April, 2011. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro. "MICRO - TRIGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L'UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO DI UN ASSORBITORE A BROMURO DI LITIO", 2011, Report Report RdS/2011/56 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/efficienza-energetica-servizi/rds-56.pdf

M Badami, I Bertini, F Ceravolo, B Di Pietra, A Portoraro, G Puglisi. "A NEW TOOL FOR SIMULATION AND DESIGN OF A SMALL-SCALE INTERNAL COMBUSTION ENGINE COGENERATOR IN ENERGY EFFICIENT BUILDINGS", 2011, 1st International Conference in Microgeneration and Related Technologies in Buildings - MICROGEN I. Glasgow .Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "MICRO-COGENERAZIONE NEL SETTORE RESIDENZIALE CON L'UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA: SVILUPPO DI UN MODELLO MATEMATICO PER LA SIMULAZIONE ORARIA E ANALISI DI UN CASO REALE", 2010, Report RSE/2010/227 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA. http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettrotecnologie/9-rapporto-polito.pdf

J. Ortiga, J.C. Bruno, A. Coronas, A. Portoraro, M. Badami, "PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A SMALLSCALE TRIGENERATION SYSTEM WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", Simposio Internacional sobre energias renovables y sustentabilidad.

M Badami, J C Bruno, A Coronas, J Ortiga, A Portoraro. "PRELIMINARY EXPERIMENTAL RESULTS OF A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND COMPARISON WITH EMPIRICAL CORRELATIONS", 9th IIR Gustav Lorentzen Conference 2010, 12-14 April, Sidney. Pubblicazione negli Atti del Congresso.

M Badami, A Portoraro. "ENERGETIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", 7th World Conference on Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics. 2009. Cracow. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Relatore.

M Badami, A Portoraro, G. Ruscica. "ANALYSIS AND COMPARISON OF PERFORMANCE OF TWO SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANTS: AN ICE WITH A LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM AND A MGT WITH AN ABSORPTION CHILLER", 2009 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition. Pubblicazione negli Atti del Congresso. Orlando (FL).

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, B. Di Pietra. "SUPPORTO ALLO SVILUPPO DI MODELLI PER LA SIMULAZIONE DI IMPIANTI DI MICRO COGENERAZIONE PER APPLICAZIONE RESIDENZIALE E TERZIARIA: PRINCIPALI INDICATORI ENERGETICI DEFINITI DALLA NORMATIVA VIGENTE E PRESTAZIONI A REGIME PARZIALE DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI IN COMMERCIO", 2009 Report RSE/2009/28 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA., http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE28.pdf

G. Ruscica, M. Badami, A. Portoraro, M. Mura, M. Ferrero B. Di Pietra. "CALIBRAZIONE DEL MODELLO DINAMICO DI MICROCOGENERATORE CON TURBINA A GAS SVILUPPATO DA ENEA CON MACCHINA ELLIOT 100 A SERVIZIO DELLA RETE DI TELERISCALDAMENTO DEL POLITECNICO DI TORINO", 2009, Report RSE/2009/29 pubblicato da ENEA in seno all'Accordo di Programma MSE - ENEA., http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Tecnologie_elettriche/RSE29.pdf

M Badami, A Portoraro. "PERFORMANCE ANALYSIS OF AN INNOVATIVE SMALL-SCALE TRIGENERATION PLANT WITH LIQUID DESICCANT COOLING SYSTEM", Energy and Buildings, Elsevier, 2009, 1195-1204, Vol.41, DOI:10.1016/j.enbuild.2009.06.006, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.06.006>.