



Ricerca di Sistema elettrico

Ottimizzazione economico – exergetica delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale: applicazione ad un caso studio reale

M. Di Somma, I. Bertini, Ma. Caliano, G. Graditi,
L. Mongibello, G. Puglisi

OTTIMIZZAZIONE ECONOMICO – EXERGETICA DELLE PRESTAZIONI DI RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE SU
SCALA DISTRETTUALE: APPLICAZIONE AD UN CASO STUDIO REALE

Marialaura Di Somma, Ilaria Bertini, Martina Caliano, Giorgio Graditi, Luigi Mongibello, Giovanni Puglisi
(ENEA)

Settembre 2018

Rapporto Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

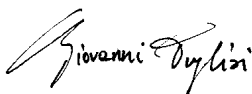
Piano Annuale di Realizzazione 2017

Area: Efficienza energetica e risparmio di energia negli usi finali elettrici e interazione con altri vettori energetici

Progetto: D.1 Tecnologie per costruire gli edifici del futuro

Obiettivo: B. Reti termiche distribuite

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA



Indice

SOMMARIO.....	4
1 NOMENCLATURA	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	7
3 APPLICAZIONE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO ALLA RETE ENERGETICA DISTRIBUITA REALE ...	10
3.1 DESCRIZIONE DELLA RETE ENERGETICA DISTRIBUITA	10
3.2 <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE DELLE PRESTAZIONI ECONOMICO-EXERGETICHE DELLA RETE ENERGETICA DISTRIBUITA	11
3.2.1. FUNZIONI OBIETTIVO ECONOMICA ED EXERGETICA.....	11
3.2.2. VINCOLI DEL MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE	13
3.2.3. METODO DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO	14
3.3 RISULTATI DELL'IMPLEMENTAZIONE DEL <i>TOOL</i> AL CASO REALE.....	15
3.3.1. DATI DI INPUT	15
3.3.2. FRONTE DI PARETO E STRATEGIE DI FUNZIONAMENTO OTTIMIZZATE DELLA RETE	16
3.3.3. CONFRONTO CON LE ATTUALI STRATEGIE DI FUNZIONAMENTO DELLA RETE	17
4 ANALISI DEGLI EFFETTI DEL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DEI TEE SU SULLE PERFORMANCE ECONOMICO/EXERGETICHE DELLA RETE.....	19
4.1 CONFRONTO TRA I CASI OTTIMIZZATI IN ASSENZA E PRESENZA DEL MECCANISMO DI INCENTIVAZIONE DEI TEE	19
4.2 RISULTATI DELL'IMPLEMENTAZIONE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE IN PRESENZA DI INCENTIVI TEE E CONSIDERANDO UN INTERO ANNO	21
5 ANALISI DI SENSITIVITÀ.....	24
5.1 PRESTAZIONI ECONOMICO-EXERGETICHE DELLA RETE OTTENUTE AL VARIARE DELLA SUA CONFIGURAZIONE INIZIALE	24
5.2 PRESTAZIONI ECONOMICO-EXERGETICHE DELLA RETE OTTENUTE AL VARIARE DEI PARAMETRI DI INPUT ALLA RETE	25
6 DEFINIZIONE DI INDICI PRESTAZIONALI CHE MOSTRANO I VANTAGGI DELL'ANALISI EXERGETICA APPLICATA A RETI ENERGETICHE DISTRIBUITE SU SCALA DISTRETTUALE	30
7 VALIDAZIONE SPERIMENTALE DEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE	32
7.1 CARATTERISTICHE DELL'UTENZA E DEL SISTEMA DI COGENERAZIONE SIMULATO	32
7.2 SCHEMA DEL MODELLO DELL'IMPIANTO SPERIMENTALE UTILIZZATO NEL <i>TOOL</i> DI OTTIMIZZAZIONE	33
7.3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO INDOOR E DELLE PROVE SPERIMENTALI	34
7.4 RISULTATI	37
Si riportano di seguito i risultati ottenuti dall'implementazione sperimentale della schedula oraria ottimizzata dal punto di vista economico, e quelli ottenuti implementando un funzionamento ON/OFF di tipo convenzionale. Infine, si riporta il confronto tra i risultati ottenuti nei due casi simulati sperimentalmente.	37
7.4.1. RISULTATI OTTENUTI CON LA SCHEDULA ORARIA OTTIMIZZATA	37
7.4.2. RISULTATI OTTENUTI IMPLEMENTANDO UNA LOGICA ON/OFF CONVENZIONALE	41
7.4.3. CONFRONTO TRA I RISULTATI OTTENUTI NEI DUE CASI SIMULATI SPERIMENTALMENTE	44
8 CONCLUSIONI.....	45
APPENDICE: MODELLO DELLO SCHEMA DI INCENTIVAZIONE DEI TEE	47
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	48

Sommario

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte da ENEA nell'ambito della terza annualità dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA, piano di realizzazione 2017, Progetto D1, obiettivo B: reti termiche distribuite. Tale attività si è focalizzata sull'implementazione, ad una rete energetica distribuita reale, del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato nel corso dell'annualità precedente (Report RdS /PAR 2016 "Sviluppo ed implementazione di un tool di ottimizzazione per la determinazione di soluzioni progettuali mediante approccio multi-obiettivo di reti energetiche distribuite a servizio di distretti"), che, opportunamente modificato in base al caso studio in esame, ha consentito di individuare le prestazioni ottimali della rete secondo criteri economici ed exergetici. La rete energetica in esame, localizzata nel comune di Torino, consta di un cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale, una caldaia a condensazione e due caldaie tradizionali, anch'esse alimentate a gas naturale, e un assorbitore ed un chiller elettrico. Le utenze della rete energetica sono una palazzina uffici di proprietà del gestore della rete, una sala cinema e un cluster di edifici residenziali, connesso alla rete in esame mediante rete di teleriscaldamento (TLR).

Il *tool* di ottimizzazione sviluppato si basa su un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*), che, formulato tenendo conto dei vincoli reali delle tecnologie della rete energetica e della rete TLR e, implementato considerando i dati sperimentali relativi ai carichi elettrici e termici orari delle utenze, ha consentito di individuare le strategie di funzionamento ottimali della rete sul fronte di Pareto che massimizzano il profitto del gestore e l'efficienza exergetica totale del sistema. Dall'analisi dei risultati ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione al caso studio reale, è emerso che la rete in esame, mediante le strategie di funzionamento ottimizzate, mostra prestazioni economico/exergetiche significativamente migliori rispetto a quelle relative alle strategie di funzionamento attuali, consentendo di ottenere un notevole incremento sia del profitto del gestore che dell'efficienza exergetica del sistema. Inoltre, è stata effettuata un'analisi degli effetti del meccanismo di incentivazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sulle performance economico/exergetiche della rete ed è stata condotta un'analisi di sensitività per analizzare l'influenza di alcuni parametri chiave della rete sulle sue prestazioni economico/exergetiche. Con specifico riferimento all'analisi exergetica, sono stati anche identificati degli indici prestazionali per la rete energetica distribuita oggetto dello studio, che prendono in esame i vantaggi relativi alla grandezza exergica in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico. Infine, è stata effettuata la validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione proposto mediante l'utilizzo di uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici.

1 Nomenclatura

c	Costante nell'Eq. (19) (kWh/€)
C^{Energy}	Costo totale dei vettori energetici in input alla rete (€)
C_t	Potenza frigorifera (kW)
COP	Coefficiente di prestazione
D_t	Time-step (h)
E_t	Potenza elettrica (kW)
EX	Exergia (kWh)
EX_t	Exergia per unità di tempo (kW)
FO	Funzione obiettivo
G_t	Portata volumetrica di gas naturale (Nm ³ /h)
H_t	Potenza termica (kW)
K	Coefficiente nell'Eq. (A2)
LHV_{NGas}	Potere calorifico inferiore del gas naturale (kWh/Nm ³)
$Prof$	Profitto totale del gestore della rete (€)
R	Ricavo totale del gestore della rete (€)
x_t	Variabile decisionale binaria

Simboli Alfabeto Greco

ε_{gen}	Efficienza exergetica della generazione elettrica
ζ_{NGas}	Fattore exergetico del gas naturale
η	Efficienza di conversione
Π	Prezzo del vettore energetico (€/kWh) - (€/Nm ³)
ω	Fattore di peso nell'Eq. (19)

Apici/Pedici

$AChil$	Assorbitore
buy	Acquistata
$cogeneratore$	Cogeneratore
$CondBoil$	Caldaia a condensazione
$Cool$	Raffrescamento ambiente
DA	Mercato del giorno prima
dem	Domanda
DHN	Rete TLR
e	Elettrico
$EChil$	Chiller elettrico
gas	Gas naturale
$grid$	Rete elettrica
$heat$	Calore
i	Indice della tecnologia
in	Input
j	Indice vettore energetico in input

<i>max</i>	Massimo
<i>min</i>	Minimo
<i>net</i>	netta
<i>ref</i>	riferimento
<i>Req</i>	Richiesta
<i>Self</i>	Auto-consumo
<i>Sell</i>	Venduta
<i>th</i>	Termico
<i>u</i>	Indice dell'utente
<i>users</i>	Utenze della rete energetica
<i>WC</i>	Certificati bianchi o Titoli di efficienza energetica

2 Descrizione delle attività svolte

L'attività di ricerca della corrente annualità, volta all'implementazione del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato nel corso dell'annualità precedente ad una rete energetica reale, allo scopo di individuare le prestazioni ottimali della rete secondo criteri economici ed exergetici, è stata articolata in cinque macro-fasi, di seguito descritte.

- I. Durante la fase I della corrente annualità, è stato definito il *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo economico/exergetica sulla base di quello generale sviluppato durante l'annualità precedente e opportunamente modificato considerando il caso studio in esame. Obiettivo del modello è di determinare le strategie di funzionamento ottimali orarie della rete sul fronte di Pareto, ovvero le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed exergetico. La funzione obiettivo economica è stata formulata come il profitto totale giornaliero del gestore della rete da massimizzare, tenendo conto dei ricavi ottenuti dalla vendita in rete della quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore e dalla vendita dell'energia termica agli utenti e considerando i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete e del gas naturale per l'alimentazione del cogeneratore e delle caldaie. L'obiettivo exergetico consiste nella massimizzazione dell'efficienza exergetica totale del sistema, ottenuta mediante la minimizzazione dell'exergia primaria totale netta giornaliera in input alla rete che è stata definita come la differenza tra l'exergia primaria totale in input alla rete e l'exergia associata alla quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete. I vincoli del modello sono stati definiti tenendo conto dei vincoli reali delle tecnologie e della rete TLR, nonché dei bilanci energetici da rispettare per il soddisfacimento dei carichi orari elettrici e termici delle utenze. Il fronte di Pareto, che comprende le possibili soluzioni di compromesso tra l'obiettivo economico e quello exergetico, è stato ottenuto mediante il metodo della somma pesata e il problema di ottimizzazione del tipo MILP è stato risolto utilizzando l'algoritmo del *branch-and-cut*. Il *tool* sviluppato è stato implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Versione 12.6, considerando un giorno ferialo del mese Dicembre e utilizzando i dati sperimentali relativi ai carichi orari elettrici e termici delle utenze. È stata poi effettuata un'analisi critica dei risultati ottenuti. In particolare, una volta ottenuto il fronte di Pareto, sono state analizzate le strategie di funzionamento della rete in alcuni suoi punti rappresentativi. I risultati ottenuti hanno mostrato che quando il peso della funzione obiettivo economica è maggiore rispetto a quello della funzione obiettivo exergetica, le strategie di funzionamento della rete risultano molto sensibili alla variazione del prezzo di vendita e di acquisto dell'energia elettrica, in quanto l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene immessa in rete quando il prezzo del mercato è elevato, mentre viene prelevata dalla rete nelle fasce orarie in cui il prezzo di acquisto è più basso. Al contrario, in corrispondenza dell'ottimizzazione exergetica, gran parte del carico elettrico delle utenze viene soddisfatto dal cogeneratore, indipendentemente dal prezzo di acquisto dell'energia elettrica, evidenziando l'importanza di questa tecnologia per l'obiettivo exergetico. Inoltre, è stato effettuato un confronto tra le prestazioni della rete ottenute dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione, e quelle relative alle attuali strategie di funzionamento. Da tale confronto, è emerso che, sia il profitto del gestore che l'efficienza exergetica del sistema, mediante le strategie di funzionamento ottimizzate della rete, migliorano, in maniera significativa, rispetto ai valori ottenuti con le attuali strategie di funzionamento, dimostrando, di fatto, l'efficacia del *tool* proposto per la pianificazione operativa delle reti energetiche distribuite su scala distrettuale.
- II. Durante la fase II della corrente annualità, è stata effettuata un'analisi degli effetti del meccanismo di incentivazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) sulle performance economico/exergetiche della rete oggetto dello studio. In dettaglio, tale schema di incentivazione è stato implementato nel *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo definito nella fase I, al fine di quantificare i relativi benefici apportati in termini di profitto del gestore e di riduzione dell'exergia primaria in input alla rete. È stato pertanto effettuato un confronto con il caso analizzato nella fase I, che prevedeva l'assenza di incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento. Il confronto tra i fronti di Pareto ottenuti nei due casi, in presenza e assenza di incentivi, ha mostrato i sostanziali benefici apportati dall'introduzione del meccanismo dei

TEE sulle prestazioni economiche ottimizzate della rete. In dettaglio, i risultati hanno mostrato che, nel caso dell'ottimizzazione economica, in presenza di incentivi, il profitto giornaliero del gestore aumenta significativamente rispetto al caso analizzato nella fase I in assenza di incentivi. Un sostanziale aumento del profitto del gestore è stato riscontrato anche in tutti gli altri punti del fronte di Pareto ottenuto in presenza di incentivi. L'incidenza degli incentivi sulle prestazioni exergetiche della rete è risultata invece nulla nel caso di ottimizzazione exergetica. Inoltre, dall'analisi delle strategie di funzionamento ottenute nel caso di ottimizzazione economica in presenza di incentivi, è emerso che le ore di funzionamento del cogeneratore e l'energia elettrica prodotta aumentano rispetto al caso in assenza di incentivi e che tale tecnologia risulta essere sempre più conveniente dell'energia elettrica prelevata dalla rete, anche nelle fasce orarie caratterizzate da prezzi di acquisto bassi.

L'attività condotta durante la fase II ha anche riguardato l'implementazione del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo alla rete energetica in esame in presenza di incentivi, considerando un intero anno. In dettaglio, sulla base dei dati sperimentali a disposizione e di altri dati in letteratura, sono stati identificati i profili di carico elettrico e termico orari relativi alle utenze della rete con riferimento a 12 giornate rappresentative dei 12 mesi dell'anno. Dall'analisi delle strategie di funzionamento della rete ottimizzate con riferimento all'intero anno, è emerso che, nel caso di ottimizzazione economica, gran parte dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene immessa in rete al fine di massimizzare il profitto del gestore della rete. Nel caso di ottimizzazione exergetica, invece, è emerso che il cogeneratore viene principalmente utilizzato per l'autoconsumo e che, per la copertura dei carichi termici delle utenze, la caldaia a condensazione è preferita alle caldaie tradizionali, grazie alla sua maggiore efficienza di conversione.

- III. Durante la fase III della corrente annualità, è stata condotta un'analisi di sensitività al fine di identificare gli effetti di alcuni parametri chiave influenti sulle prestazioni della rete. In particolare, tale analisi è stata condotta considerando delle variazioni sia nella configurazione della rete che nei parametri di input alla rete. Con riferimento alle variazioni nella configurazione della rete, i risultati ottenuti hanno mostrato che l'aggiunta di un cogeneratore e di un sistema di accumulo termico consente di ottenere un notevole miglioramento delle prestazioni economiche della rete. Al contrario, i miglioramenti ottenuti nelle prestazioni exergetiche nel caso di ottimizzazione exergetica risultano essere trascurabili. Con riferimento alle variazioni analizzate nei parametri di input alla rete, i risultati dell'analisi di sensitività hanno mostrato che gli effetti di tali variazioni sulle strategie di funzionamento ottimizzate della rete risultano essere massimi nel caso di ottimizzazione economica e nulli nel caso di ottimizzazione exergetica, dato che, in questo caso, il funzionamento non è sensibile a fattori di carattere economico. Inoltre, i risultati hanno mostrato che, tra tutti i parametri di input analizzati, il prezzo del gas naturale è il parametro che presenta il maggiore impatto sulle prestazioni sia economiche che exergetiche della rete.
- IV. La fase IV della corrente annualità è stata dedicata all'identificazione di indici prestazionali che, con riferimento alla rete energetica in esame e ai risultati ottenuti nelle precedenti fasi, prendono in esame i vantaggi relativi alla grandezza exergia in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico. I risultati ottenuti hanno dimostrato che l'analisi exergetica, applicata alle reti energetiche distribuite su scala distrettuale, contribuisce ad ottenere un uso più razionale delle risorse energetiche e una riduzione del consumo delle fonti fossili, prendendo in considerazione i diversi livelli di qualità dell'energia (exergia) sia sul lato fornitura, che sul lato domanda. Inoltre, sono state proposte anche delle soluzioni relative a possibili interventi progettuali da effettuare al fine di migliorare gli indici prestazionali identificati.
- V. Infine, la fase V della corrente annualità è stata dedicata alla validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione proposto, mediante l'utilizzo di uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici.

Parte dell'attività di ricerca condotta durante la corrente annualità è stata oggetto della seguente pubblicazione scientifica:

M. Di Somma, I. Bertini, G. Graditi, L. Mongibello, G. Puglisi. *“Trade-off solutions between economy and CO₂ emissions for the daily operation of a distributed energy system: a real case study in Italy”*, In: *Proceedings of “IEEE 18th International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2nd Industrial and Commercial Power Systems – EEEIC 2018”*, Palermo, 12-15 Giugno 2018.

3 Applicazione del tool di ottimizzazione multi-obiettivo alla rete energetica distribuita reale

Durante la fase I della corrente annualità, è stato definito il tool di ottimizzazione multi-obiettivo economico/exergetica sulla base di quello generale sviluppato durante l'annualità precedente e opportunamente modificato considerando il caso studio in esame.

3.1 Descrizione della rete energetica distribuita

La rete energetica in esame, schematizzata in Figura 1, è localizzata nel comune di Torino e consta di un cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas naturale, una caldaia a condensazione e due caldaie tradizionali, anch'esse alimentate a gas naturale, e un assorbitore ed un chiller elettrico, con i dati tecnici riportati in Tabella 1.

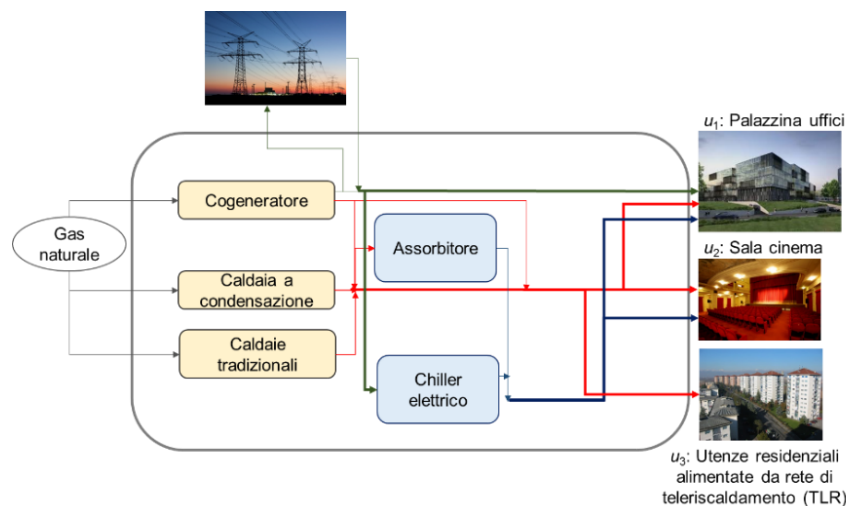


Figura 1. Schema della rete energetica utilizzato nel modello di ottimizzazione

Tabella 1. Dati tecnici delle tecnologie della rete energetica

Tecnologia	Taglia	Efficienza	
		Elettrica	Termica
Cogeneratore con motore a combustione interna <i>DEUTZ TCG 2020K</i>	970 kW _e	0,386	0,463
Caldaia a condensazione <i>Viessmann Vitocrossal 300</i>	895 kW _t	-	0,930
Caldaie tradizionali (2) <i>Viessman Vitomax 200</i>	2600 kW _t (2)	-	0,90 (2)
Assorbitore monostadio <i>BROAD BDH20</i>	195 kW _f	-	4,4
Chiller elettrico <i>TRANE RTWB 214</i>	435 kW _f	-	0,75

Le utenze della rete energetica sono una palazzina uffici di proprietà del gestore della rete, una sala cinema e un cluster di 31 edifici residenziali (640 alloggi), connesso alla rete in esame mediante rete di teleriscaldamento (TLR). La rete TLR è di tipo magliato/ramificato diretto ed è connessa alla rete energetica oggetto dello studio mediante una stazione di scambio termico. Si mostra, in Figura 2 [1], la planimetria del distretto, in cui sono indicati in blu gli stabili con allacciamento diretto, in verde quelli con sottostazione di scambio indiretto e in rosso la palazzina uffici del gestore.



Figura 2. Planimetria del distretto in esame [1]

Come mostrato in Figura 1, il carico elettrico della palazzina uffici di proprietà del gestore può essere soddisfatto dal cogeneratore e dall'elettricità di rete, mentre sia la sala cinema che gli edifici residenziali non sono serviti elettricamente dalla rete. Il carico termico della palazzina uffici e della sala cinema può essere soddisfatto dal cogeneratore e dalle caldaie, mentre il carico di raffrescamento può essere soddisfatto dall'assorbitore e dal chiller elettrico. Con riferimento al *cluster* di edifici residenziali, il carico termico può essere soddisfatto dal cogeneratore e dalle caldaie attraverso la rete TLR, mentre, durante il periodo estivo, tali utenze non sono servite dalla rete. Inoltre, l'elettricità prodotta dal cogeneratore può anche essere immessa in rete, rappresentando, di fatto, una fonte di ricavo per il gestore della rete energetica. Secondo la relazione di progetto, la potenza massima complessivamente trasportabile nella rete TLR, 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 13,10 MW_t [1].

3.2 *Tool di ottimizzazione delle prestazioni economico-exergetiche della rete energetica distribuita*

Il *tool* di ottimizzazione sviluppato si basa su un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*), formulato tenendo conto dei vincoli reali delle tecnologie della rete energetica e della rete TLR, allo scopo di ottenere le strategie di funzionamento orarie ottimali considerando criteri economici ed exergetici.

Le variabili decisionali del problema di ottimizzazione comprendono sia variabili decisionali binarie che continue e sono di seguito elencate:

- Stato di accensione/spegnimento di ciascuna tecnologia;
- Potenza elettrica, termica e frigorifera fornita da ciascuna tecnologia;
- Elettricità acquistata dalla rete;
- Elettricità immessa in rete.

Lo stato di accensione/spegnimento di ciascuna tecnologia rappresenta una variabile decisionale binaria, mentre tutte le altre variabili decisionali elencate sono continue.

3.2.1. *Funzioni obiettivo economica ed exergetica*

La funzione obiettivo economica è stata formulata come il profitto totale giornaliero del gestore della rete, *Prof*, da massimizzare, tenendo conto dei ricavi ottenuti dalla vendita in rete della quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore, $R^{Sell,grid}$, e dalla vendita dell'energia termica agli utenti, $R^{Sell,users}$, e considerando i

costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete e del gas naturale per l'alimentazione del cogeneratore e delle caldaie, C^{Energy} . Tale funzione obiettivo è stata formulata come:

$$Prof = R^{Sell,grid} + R^{Sell,users} - C^{Energy}, \quad (1)$$

che può essere equivalentemente espressa come:

$$Prof = \sum_t \{ E_{CHP,t}^{Sell} \Pi_t^{DA} + \sum_{u^1, u_1} \hat{a} (H_{u,t}^{Dem} \Pi_{heat}^{Dem}) - [E_t^{Buy} \Pi_t^{Grid} + \sum_i \hat{a} (G_{i,t}^{Buy} \Pi^{Gas})] \} Dt, \quad (2)$$

$$i \hat{I} \{ CHP, CondBoil, ConvBoil_1, ConvBoil_2 \}$$

Nell'Eq.(2), $E_{CHP,t}^{Sell}$ rappresenta la quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete al tempo t e al prezzo di mercato del giorno prima, Π_t^{DA} ; $H_{u,t}^{Dem}$ è la potenza termica richiesta dall'utente u al tempo t per il soddisfacimento del carico termico; Π_{heat}^{Dem} è il prezzo di vendita del kWh_t alle utenze; E_t^{Buy} è la quota di energia elettrica acquistata dalla rete al tempo t e al prezzo Π_t^{Grid} ; $G_{i,t}^{Buy}$ è la quantità totale di gas naturale acquistata al tempo t e al prezzo Π^{Gas} ; e D_t è il *time-step* orario. L'energia termica prodotta dalla rete viene venduta solo agli utenti 2 e 3 (sala cinema e utenze residenziali), considerato che l'utente 1, ovvero la palazzina uffici, è di proprietà del gestore. Inoltre, il carico termico degli utenti 1 e 2 rappresenta la potenza termica finale richiesta al netto delle perdite termiche di rete assunte pari al 20%.

Come discusso nel report relativo all'annualità precedente [2], l'ottimizzazione exergetica, applicata a reti energetiche a servizio di distretti, basandosi sul bilanciamento dei livelli exergetici tra fornitura e domanda, consente di minimizzare la quantità di exergia in input al sistema, minimizzando, pertanto, anche il consumo delle fonti fossili, a parità di fabbisogno energetico delle utenze della rete da soddisfare. Ciò, di fatto, comporta un incremento della sostenibilità del sistema di approvvigionamento energetico, attraverso un uso razionale delle risorse energetiche in input al sistema. Coerentemente al modello di ottimizzazione proposto nell'ambito dell'annualità precedente [2], l'obiettivo exergetico è di massimizzare l'efficienza exergetica totale del sistema, definita come il rapporto tra l'exergia totale richiesta per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici delle utenze della rete e l'exergia primaria totale in input al sistema. L'exergia totale richiesta per il soddisfacimento di tali carichi è nota sulla base dei dati sperimentali disponibili per la rete energetica in esame. Pertanto, la massimizzazione dell'efficienza exergetica totale del sistema è stata ottenuta mediante la minimizzazione dell'exergia primaria totale giornaliera netta in input alla rete, $Ex_{net,in}$, che è stata definita come la differenza tra l'exergia primaria totale in input alla rete, Ex^{in} , e l'exergia associata alla quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete, $Ex^{Sell,grid}$. La funzione obiettivo exergetica è stata quindi formulata come:

$$Ex_{net,in} = Ex^{in} - Ex^{Sell,grid}, \quad (3)$$

che può essere equivalentemente espressa come:

$$Ex_{net,in} = \sum_t (Ex_{j,t} - Ex_{CHP,e,t}^{Sell}) Dt, j \in \{ Grid, NGas \} \quad (4)$$

dove $Ex_{j,t}$ rappresenta l'exergia relativa al vettore energetico j , mentre $Ex_{CHP,e,t}^{Sell}$ rappresenta l'exergia associata alla quota di energia elettrica fornita dal cogeneratore immessa in rete.

Sul lato fornitura, i vettori energetici in input alla rete energetica in esame sono l'energia elettrica di rete e il gas naturale. In dettaglio, l'exergia associata all'energia elettrica prelevata dalla rete è stata formulata come [2]:

$$Ex_{Grid,t} = E_t^{Buy} / \varepsilon_{gen} \quad (5)$$

Infatti, l'elettricità di rete può essere vista come un vettore energetico fornito dagli impianti di generazione elettrica e la relativa exergia dipende, pertanto, dall'efficienza exergetica di tali impianti, ε_{gen} .

L'exergia associata al gas naturale dipende, invece, dall'exergia chimica specifica del combustibile [2]:

$$Ex_{NGas,t} = G_{i,t}^{Buy} \zeta_{NGas} LHV_{Gas} \quad (6)$$

dove ζ_{NGas} e LHV_{NGas} sono rispettivamente il fattore exergetico e il potere calorifico inferiore del gas naturale.

L'exergia associata alla quota di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete è stata formulata come [2]:

$$Ex_{CHP,e,t}^{Sell} = E_{CHP,t}^{Sell} \quad (7)$$

3.2.2. Vincoli del modello di ottimizzazione

I vincoli del modello di ottimizzazione constano di:

- Vincoli di funzionamento delle tecnologie della rete;
- Vincoli relativi alla rete TLR;
- Vincoli di bilancio energetico per il soddisfacimento dei carichi orari elettrici e termici delle utenze.

Con riferimento ai vincoli di funzionamento delle tecnologie della rete, allo scopo di mantenere la linearità del modello di ottimizzazione, è stata fatta l'ipotesi di efficienza costante per ciascuna tecnologia, assumendo quindi, che essa non varia al variare del carico [3 - 8].

Il vincolo comune a tutte le tecnologie della rete è il vincolo di capacità, formulato di seguito per il cogeneratore con motore a combustione interna:

$$E_{CHP,t}^{min} x_{CHP,t} \leq E_{CHP,t} \leq E_{CHP,t}^{max} x_{CHP,t}, \quad " t \quad (8)$$

La potenza elettrica erogata, $E_{cogeneratore,tr}$ è quindi limitata dal carico minimo e la massima potenza erogabile, se la tecnologia è in uso, ovvero se la variabile decisionale binaria, $x_{cogeneratore,tr}$ è pari ad 1. Per il cogeneratore, è stato anche formulato il vincolo di rampa, che limita la variazione della potenza elettrica totale erogata tra due *time-step* successivi, entro i rispettivi *Ramp-Down* e *Ramp-Up* [2]. La potenza elettrica totale erogata è pari alla somma della potenza elettrica utilizzata per l'autoconsumo e quella immessa in rete:

$$E_{CHP,t} = E_{CHP,t}^{Self} + E_{CHP,t}^{Sell}, \quad " t \quad (9)$$

La quantità di gas naturale necessaria al cogeneratore, è stata formulata come:

$$G_{CHP,t}^{Buy} = E_{CHP,t} / (\eta_{CHP,e} LHV_{gas}), \quad " t \quad (10)$$

dove $\eta_{cogeneratore,e}$ è l'efficienza elettrica del prime mover e LHV_{gas} è il potere calorifico inferiore del combustibile.

La potenza termica recuperata può essere formulata come:

$$H_{CHP,t} = E_{CHP,t} \eta_{CHP,th} / \eta_{CHP,e}, \quad " t \quad (11)$$

dove $\eta_{cogeneratore,th}$ rappresenta l'efficienza termica del cogeneratore.

Durante il periodo invernale, l'energia termica fornita dal cogeneratore può essere utilizzata per soddisfare il fabbisogno termico della palazzina uffici, della sala cinema e delle utenze residenziali alimentate dalla rete TLR, mentre durante il periodo estivo, essa può essere utilizzata per alimentare l'assorbitore per la produzione di energia frigorifera.

Con riferimento alla caldaia a condensazione, la quantità di gas naturale necessaria per fornire la potenza termica $H_{CondBoil,t}$ può essere formulata come:

$$G_{CondBoil,t}^{Buy} = H_{CondBoil,t} / (\eta_{CondBoil,th} LHV_{gas}), \quad " t \quad (12)$$

dove $\eta_{CondBoil,th}$ rappresenta l'efficienza della caldaia. L'eq. (12) è valida anche per le caldaie tradizionali.

Anche per le caldaie, durante il periodo invernale, l'energia termica fornita può essere utilizzata per soddisfare il fabbisogno termico della palazzina uffici, della sala cinema e delle utenze residenziali alimentate dalla rete TLR, mentre durante il periodo estivo, esse possono essere utilizzate per alimentare l'assorbitore per la produzione di energia frigorifera. Con riferimento all'assorbitore, la potenza frigorifera fornita è stata formulata come:

$$C_{ACHil,t} = COP_{ACHil} \mathring{a}_i H_{i,t}^{Cool}, i \hat{I} \{CHP, CondBoil, ConvBoil_1, ConvBoil_2\}, "t \quad (13)$$

dove COP_{ACHil} rappresenta il coefficiente di prestazione dell'assorbitore, mentre $H_{i,t}^{Cool}$ rappresenta l'aliquota di potenza termica fornita dalla tecnologia *i-sima* per la copertura del carico di raffrescamento delle utenze.

Infine, con riferimento al chiller elettrico, la potenza elettrica necessaria per fornire la potenza frigorifera $C_{EChil,tr}$ è stata formulata come:

$$E_{EChil,t}^{Req} = C_{EChil,t} / COP_{EChil}, "t \quad (14)$$

Come già menzionato in precedenza, la rete TLR è utilizzata per soddisfare la il carico termico delle utenze residenziali. Il vincolo relativo alla rete TLR è stato formulato come:

$$\mathring{a}_i H_{i,u,t} \leq H_{DHN}^{max}, u = u_3, i \hat{I} \{CHP, CondBoil, ConvBoil_1, ConvBoil_2\}, "t \quad (15)$$

dove $H_{i,u,t}$ rappresenta l'aliquota di potenza termica fornita dalla tecnologia *i-sima* per l'utente 3, ovvero la rete TLR. Tale vincolo, valido durante il periodo invernale, assicura che la somma delle potenze termiche fornite dal cogeneratore e le caldaie non superi la potenza termica massima complessivamente trasportabile dalla rete TLR. Durante il periodo estivo, le utenze residenziali non sono servite dalla rete energetica in esame.

Infine, i vincoli di bilancio sono necessari per assicurare che i carichi assegnati delle utenze siano soddisfatti. Con riferimento al bilancio elettrico, durante il periodo invernale, il carico elettrico della palazzina uffici deve essere soddisfatto dall'elettricità fornita dal cogeneratore e l'elettricità di rete:

$$E_{u,t}^{Dem} = E_{CHP,u,t}^{Self} + E_{u,t}^{Buy}, u = u_1, "t \quad (16)$$

Sia la sala cinema che le utenze residenziali non sono invece servite elettricamente dalla rete in esame. Il vincolo all'Eq. (16) vale anche per il periodo estivo, con l'aggiunta della potenza elettrica richiesta dal chiller elettrico che rappresenta un carico per la rete.

Con riferimento al bilancio termico, i carichi di tutte le utenze della rete devono essere soddisfatti dal cogeneratore e dalle caldaie, ovvero:

$$H_{u,t}^{Dem} = \mathring{a}_i H_{i,u,t}, i \hat{I} \{CHP, CondBoil, ConvBoil_1, ConvBoil_2\}, "u, "t \quad (17)$$

dove il carico termico dell'utente 3 si riferisce alla potenza termica richiesta al lato secondario dello scambiatore tra la rete energetica distribuita e la rete TLR. Tale carico termico tiene conto delle perdite nelle tubazioni della rete TLR.

Infine, durante il periodo estivo, il carico di raffrescamento ambiente della palazzina uffici e della sala cinema deve essere soddisfatto dall'assorbitore e dal chiller elettrico:

$$C_{u,t}^{Dem} = \mathring{a}_i C_{i,u,t}, i \hat{I} \{ACHil, EChil\}, u \hat{I} \{u_1, u_2\}, "t \quad (18)$$

3.2.3. Metodo di ottimizzazione multi-obiettivo

Il problema di ottimizzazione proposto è composto di due funzioni obiettivo, ovvero il profitto totale giornaliero del gestore da massimizzare e l'exergia primaria totale netta giornaliera in input alla rete da minimizzare. Al fine di utilizzare il metodo sella somma pesata, che, come ampliamento discusso nei report relativi alle due annualità precedente [2], [9], risulta essere di facile implementazione e consente di trovare tutte le soluzioni appartenenti al fronte di Pareto nel caso di problemi convessi in presenza di due sole

funzioni obiettivo, l'obiettivo economico è stata formulato come l'opposto della funzione obiettivo economica ($-Prof$) da minimizzare:

$$FO = c\omega(-Prof) + (1 - \omega)Ex_{net,in} \quad (19)$$

dove il peso ω indica la relativa importanza di ciascuna delle due funzioni obiettivo, mentre la costante c è un fattore di scala che consente di rendere le due funzioni obiettivo dello stesso ordine di grandezza.

Imponendo $\omega = 1$, è possibile trovare la soluzione che minimizza l'opposto del profitto, ovvero massimizza il profitto del gestore, mentre, imponendo $\omega = 0$, è possibile trovare la soluzione che minimizza l'exergia primaria totale netta in input alla rete. Facendo, invece, variare il peso ω nell'intervallo $0 - 1$, è possibile trovare il fronte di Pareto, che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed exergetico. Il problema di ottimizzazione è lineare ed include sia variabili binarie che continue ed è stato risolto mediante l'algoritmo del *branch-and-cut*, che è particolarmente efficiente per modelli di tipo MILP.

3.3 Risultati dell'implementazione del tool al caso reale

Il tool proposto al paragrafo precedente è stato implementato considerando un giorno feriale del mese Dicembre e utilizzando i dati sperimentali relativi ai carichi orari elettrici e termici delle utenze.

3.3.1. Dati di input

Con riferimento al carico elettrico della palazzina uffici, dall'analisi dei consumi mensili, è stato ricostruito il profilo di carico elettrico orario, sulla base dei profili orari tipici degli uffici del settore terziario nella zona climatica E [10]. Per i carichi termici delle utenze, sono stati invece utilizzati i dati sperimentali a disposizione. Si mostrano in Fig. 3, i profili orari di carico elettrico e termico delle utenze della rete energetica con riferimento ad un giorno feriale di Dicembre.

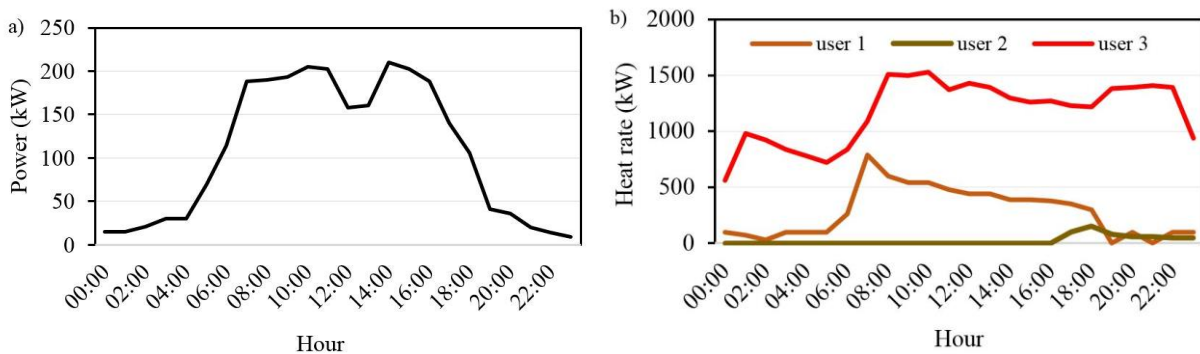


Figura 3. Profili orari di a) carico elettrico dell'utente 1 e b) carico termico di tutte le utenze per un giorno feriale del mese di Dicembre

Per l'acquisto di energia elettrica dalla rete, è stata considerata la tariffa BTA6 per usi industriali del tipo *Time-of-Use* (TOU) [11] (tariffa trioraria), secondo la quale il prezzo dell'energia elettrica varia nel range 0,074-0,096 €/kWh. Anche per il gas naturale, è stata considerata la tariffa per usi industriali, assumendo un prezzo di acquisto pari a 0,343 €/Nm³. In entrambi i casi, è stata considerata solo la quota energia. Il prezzo del mercato del giorno prima, ricavato dalle statistiche disponibili su [12], considerando il periodo in esame, varia nel range 0,044-0,072€/kWh. Infine, il prezzo di vendita dell'energia termica alle utenze è stato assunto pari a 0,089 €/kWh (tariffa monoraria), sulla base dei dati delle tariffe di teleriscaldamento disponibili in letteratura per la zona di Torino [13].

L'efficienza exergetica degli impianti di generazione elettrica è stata assunta pari a 0,40, con riferimento alla situazione Italiana relativa al mix energetico per la generazione elettrica e all'efficienza media degli impianti alimentati a fonti fossili [14, 15], mentre il fattore exergetico del gas naturale è stato assunto pari a 1,04 [16].

3.3.2. Fronte di Pareto e strategie di funzionamento ottimizzate della rete

Il tool di ottimizzazione è stato implementato utilizzando il software di ottimizzazione IBM ILOG CPLEX Optimization Studio Versione 12.6. Il problema di ottimizzazione è stato risolto in pochi minuti utilizzando un PC con 2.60 GHz (2 processori multi-core) Intel® Xeon® E5 CPU con 32G di RAM. Si mostra in Fig. 4, il fronte di Pareto ottenuto.

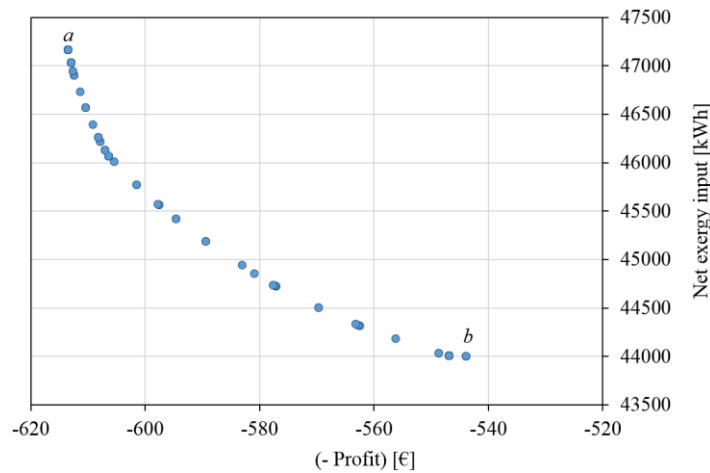


Figura 4. Fronte di Pareto per un giorno feriale del mese di Dicembre

Il punto *a* è stato ottenuto mediante l’ottimizzazione economica ($\omega=1$), e, in corrispondenza di tale punto, la funzione obiettivo economica (-Prof) è minima, corrispondendo, pertanto, al massimo profitto giornaliero per il gestore pari a 613,39 €, mentre l’exergia primaria totale netta giornaliera in input è massima (efficienza exergetica totale minima) e pari a 47.162,4 kWh. Il punto *b*, invece, è stato ottenuto mediante l’ottimizzazione exergetica, e, in corrispondenza di tale punto, la funzione obiettivo economica (-Prof) è massima, corrispondendo, pertanto, al minimo profitto giornaliero per il gestore pari a 543,43 €, mentre l’exergia primaria totale netta giornaliera in input è minima (efficienza exergetica totale massima) e pari a 43.997,4 kWh. I punti interni del fronte di Pareto, sono stati ottenuti variando il peso ω nella funzione obiettivo nell’intervallo 0 – 1 con uno step pari a 0,01.

Ciascun punto del fronte di Pareto corrisponde ad una diversa strategia operativa per la rete energetica in esame. Si mostrano in Fig. 5, le strategie operative elettriche orarie ottenute per i punti estremi del fronte.

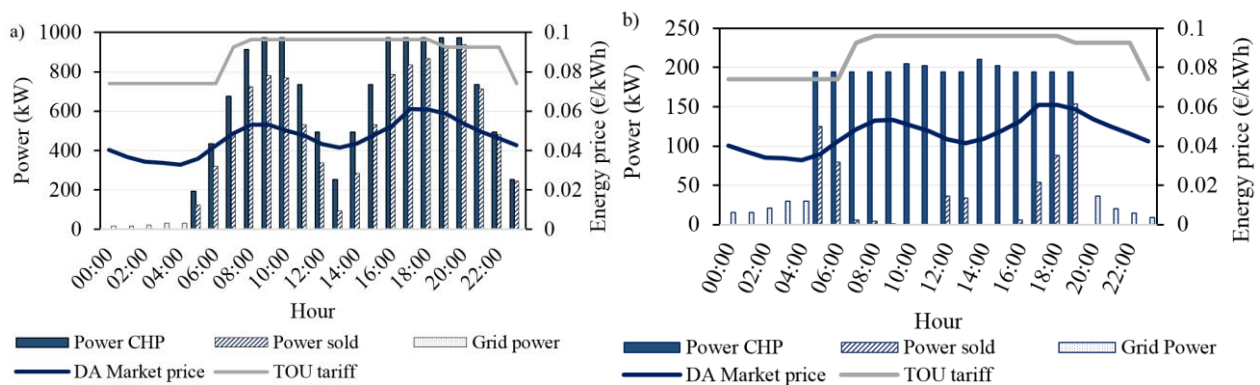


Figura 5. Strategie operative elettriche orarie della rete nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica

Si nota che nel caso di ottimizzazione economica (Fig. 5a), le strategie operazionali elettriche orarie della rete risultano molto sensibili alla variazione del prezzo di vendita e di acquisto dell'energia elettrica, in quanto l'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene immessa in rete quando il prezzo del mercato è elevato, mentre viene prelevata dalla rete nelle fasce orarie in cui il prezzo di acquisto è più basso. Ciò, di fatto, consente di massimizzare il profitto del gestore della rete. Nel caso di ottimizzazione exergetica (Fig. 5b), invece, le strategie di funzionamento non mostrano alcuna sensibilità ai prezzi dell'energia elettrica. Si nota innanzitutto che l'energia elettrica totale erogata dal cogeneratore è significativamente più bassa rispetto al caso dell'ottimizzazione economica. Inoltre, l'energia elettrica erogata dal cogeneratore è principalmente utilizzata per l'autoconsumo, indipendentemente dal prezzo di acquisto dell'energia elettrica. Tale risultato evidenzia l'importanza di questa tecnologia per l'obiettivo exergetico, grazie alla possibilità di recupero dell'energia termica per il soddisfacimento dei carichi termici delle utenze, consentendo, di fatto, un uso efficiente della risorsa energetica in input. Inoltre, dal confronto tra le due figure, si nota che la quantità di energia elettrica immessa in rete è nettamente nel caso di ottimizzazione exergetica è nettamente inferiore rispetto al caso di ottimizzazione economica. Tale risultato evidenzia che, al fine di massimizzare l'efficienza exergetica totale del sistema, il cogeneratore va impiegato principalmente per l'autoconsumo.

Si mostrano, in Fig. 6, i bilanci termici per le utenze residenziali alimentate dalla rete TLR, ottenuti ai punti estremi del fronte di Pareto. Si nota che la quantità di energia termica fornita dal cogeneratore per le utenze residenziali, è maggiore nel caso di ottimizzazione economica rispetto al caso di ottimizzazione exergetica, coerentemente con le strategie operazionali elettriche discusse in precedenza, che mostrano un maggiore utilizzo del cogeneratore per la massimizzazione del profitto del gestore. La caldaia a condensazione è sempre preferita alle caldaie tradizionali, grazie alla maggiore efficienza di conversione. In particolare, nel caso di ottimizzazione exergetica, si nota che la caldaia a condensazione funziona a pieno carico per gran parte del giorno, in quanto l'energia termica fornita dal cogeneratore non è sufficiente a coprire il carico termico delle utenze in esame.

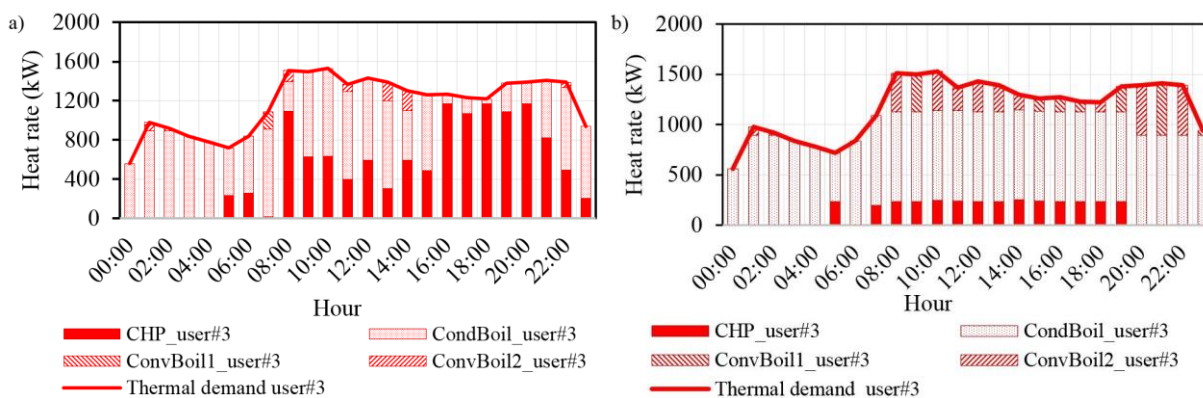


Figura 6. Bilancio termico per le utenze residenziali alimentate dalla rete TLR nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica

3.3.3. Confronto con le attuali strategie di funzionamento della rete

Si mostrano in Fig. 7, le attuali strategie operazionali elettriche della rete energetica in esame durante un giorno ferialo del mese di Dicembre. L'attuale schema di funzionamento elettrico utilizzato dal gestore della rete prevede l'accensione del cogeneratore durante le ore in cui il prezzo di vendita dell'energia elettrica è maggiore, ovvero dalle 7:00 alle 23:00. Gran parte dell'energia elettrica del cogeneratore viene infatti immessa in rete durante questa fascia oraria. Al contrario, l'energia elettrica viene prelevata dalla rete nelle fasce orarie in cui il prezzo di acquisto dell'energia elettrica è minore (dalle 0:00 alle 6:00 e alle 23:00).

Tale schema di funzionamento prevede inoltre che le caldaie funzionino per l'intera giornata, fornendo un'energia termica totale giornaliera pari a 23,77 MWh. Sulla base delle attuali strategie di funzionamento

messe in atto dal gestore e dei dati di input presentati al Paragrafo 3.3.1, sono stati valutati il profitto giornaliero dell'operatore e l'exergia totale netta giornaliera in input alla rete in esame, risultati rispettivamente pari a 352,28 € e 54.085,7 kWh.

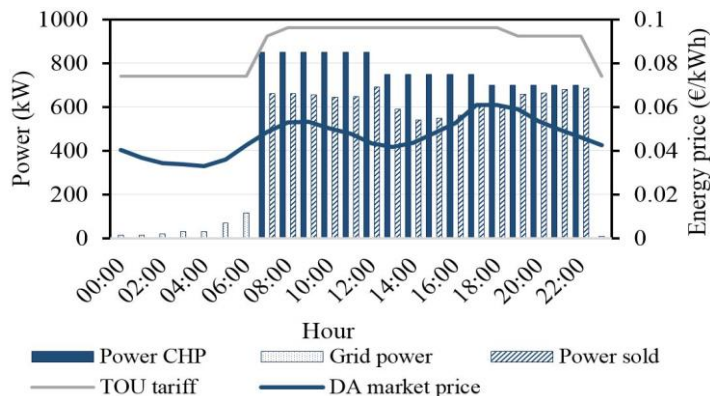


Figura 7. Attuali strategie operative elettriche della rete energetica in esame durante un giorno feriale del mese di Dicembre.

Si mostra in Fig.8, il confronto tra le performance economico/exergetiche della rete ottenute con il funzionamento ottimizzato e con quello attuale. Da tale confronto, si nota che sia il profitto del gestore che l'exergia netta in input alla rete con funzionamento ottimizzato, migliorano, in maniera significativa, rispetto ai valori ottenuti con le attuali strategie di funzionamento.

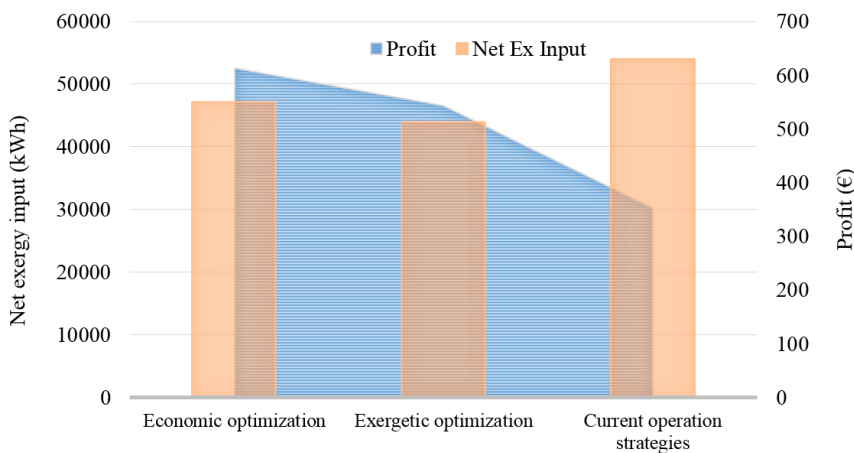


Figura 8. Confronto tra le performance economico/exergetiche per il caso ottimizzato e quello attuale.

In particolare, mediante l'ottimizzazione economica, il profitto giornaliero del gestore aumenta di circa il 43% rispetto a quello ottenuto nel caso attuale, mentre mediante l'ottimizzazione exergetica, l'exergia netta in input giornaliera alla rete diminuisce di circa il 19% rispetto al caso attuale. Inoltre, si nota che le performance economiche della rete con funzionamento ottimizzato dal punto di vista exergetico risultano essere comunque migliori rispetto al caso attuale, in quanto il profitto giornaliero del gestore aumenta di circa il 35% rispetto al caso attuale. Lo stesso avviene per le performance exergetiche ottenute nel caso di ottimizzazione economica. In tal caso, infatti, l'exergia netta giornaliera in input alla rete diminuisce di circa il 13% rispetto al caso attuale. Dall'analisi di tali risultati, evince che le performance economico/exergetiche della rete risultano essere migliori rispetto al caso attuale in tutti i punti interni del fronte di Pareto, dimostrando, di fatto, l'efficacia del tool proposto per la pianificazione operativa delle reti energetiche distribuite su scala distrettuale.

4 Analisi degli effetti del meccanismo di incentivazione dei TEE su sulle performance economico/exergetiche della rete

Durante la fase II della corrente annualità, è stata effettuata un'analisi degli effetti del meccanismo di incentivazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) (o certificati bianchi) sulle performance economico/exergetiche della rete oggetto dello studio. Tale schema di incentivazione, essendo previsto per la cogenerazione ad alto rendimento, riconosciuta per cogeneratori con taglie uguali o inferiori a 1 MW_e e un valore del PES (*Primary Energy Saving*) maggiore di 0, risulta infatti applicabile nel caso in esame. In dettaglio, tale schema di incentivazione è stato implementato nel *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo definito nella fase I, al fine di quantificare i relativi benefici apportati in termini di profitto del gestore e di riduzione dell'exergia primaria in input alla rete. Si riporta in Appendice, la modellazione dello schema dei TEE per il *tool* di ottimizzazione.

4.1 Confronto tra i casi ottimizzati in assenza e presenza del meccanismo di incentivazione dei TEE

Si mostrano in Fig. 9, i fronti di Pareto ottenuti nei casi in assenza e in presenza del meccanismo di incentivazione dei TEE¹, per un giorno feriale del mese di Dicembre. Il caso che prevede l'assenza di incentivi è quello analizzato nella fase I della corrente annualità e presentato al Paragrafo 3.

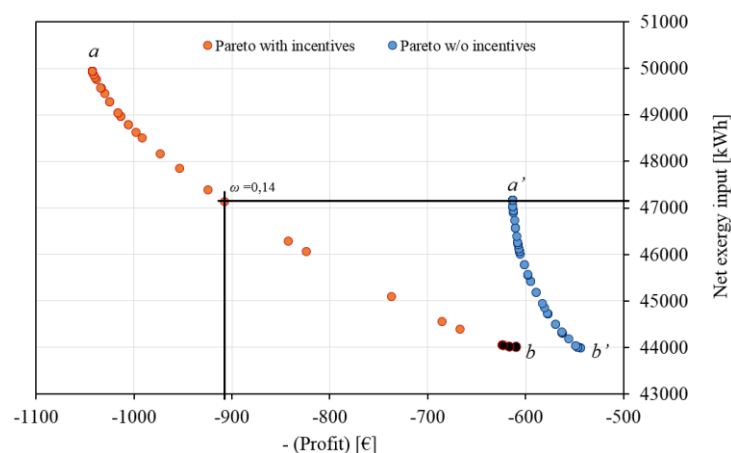


Figura 9. Fronti di Pareto ottenuti con e senza incentivi TEE per un giorno feriale del mese di Dicembre.

I fronti di Pareto a confronto mostrano i sostanziali benefici apportati dall'introduzione del meccanismo di incentivazione dei TEE sulle prestazioni economiche ottimizzate della rete. Nel caso dell'ottimizzazione economica in presenza di incentivi (punto *a*), il profitto giornaliero del gestore è pari a 1.042,7 €, aumentando del 41,2% rispetto al caso analizzato nella fase I in assenza di incentivi (punto *a'*). Un sostanziale aumento del profitto del gestore è riscontrabile anche in tutti gli altri punti del fronte di Pareto ottenuto in presenza di incentivi. Si nota inoltre che, per un valore di ω pari a 0,14 nel caso in presenza di incentivi, a fronte di un valore quasi uguale dell'exergia primaria netta in input tra i due casi analizzati, il profitto del gestore aumenta di circa il 32% rispetto al caso in assenza di incentivi. L'incidenza del meccanismo di incentivazione sulle prestazioni exergetiche della rete è invece nulla nel caso di ottimizzazione exergetica (punto *b*), dato che, in questo caso, il funzionamento non è sensibile a fattori di carattere economico. Tuttavia, a fronte di un valore uguale dell'exergia primaria netta in input tra i due casi (punti *b* e *b'*), il profitto del gestore, in presenza di incentivi, aumenta di circa l'11% rispetto al caso in assenza di incentivi.

¹ Il valore di ciascun certificato è stato assunto pari a 200 €.

Si mostrano in Fig. 10, le strategie operative elettriche orarie della rete in presenza di incentivi nel caso di ottimizzazione economica. Dal confronto con il caso ottimizzato in assenza di incentivi (Fig.5a) si nota che, in presenza di incentivi, sia le ore di funzionamento del cogeneratore che l'energia elettrica prodotta aumentano e che tale tecnologia risulta essere sempre più conveniente dell'energia elettrica prelevata dalla rete, anche nelle fasce orarie caratterizzate da prezzi di acquisto bassi. Inoltre, come mostrato in Fig.9, in presenza di incentivi, si riscontra anche un aumento dell'exergia netta in input alla rete, che comporta, di fatto, una riduzione delle prestazioni exergetiche della rete. Tale effetto, principalmente computabile all'aumento dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete, potrebbe risultare in contrasto con il meccanismo di incentivazione dei TEE che quantifica il risparmio di energia primaria ottenuto mediante la cogenerazione rispetto alla generazione separata di energia elettrica e termica. Tuttavia, tale risultato è dovuto al fatto che l'ottimizzazione exergetica è stata applicata al fine di minimizzare l'exergia primaria in input alla rete nel soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici delle utenze della rete (bilanciamento dei livelli di qualità dell'energia tra fornitura e domanda). L'immissione di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete, risulta pertanto uno spreco di exergia primaria ai fini exergetici. Questo risultato evidenzia quindi che l'utilizzo del cogeneratore per scopi diversi dall'autoconsumo comporta una riduzione dell'efficienza exergetica totale del sistema.

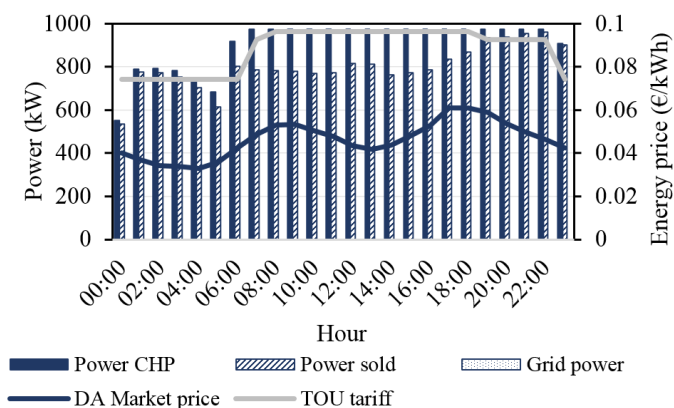


Figura 10. Strategie operative elettriche orarie della rete in presenza di incentivi ottenute nel caso di ottimizzazione economica per un giorno feriale del mese di Dicembre.

Inoltre, è stato effettuato un confronto tra i casi ottimizzati dal punto di vista economico ed exergetico e lo schema di funzionamento attuale praticato dal gestore della rete, in presenza di incentivi. Si mostrano, in Tabella 2, i risultati più rilevanti emersi da tale confronto.

Tabella 2. Risultati del confronto i caso ottimizzato dal punto di vista economico ed exergetico e lo schema di funzionamento attuale, in presenza di incentivi per un giorno feriale di Dicembre.

Caso	Numero Certificati	Profitto (€)	Exergia primaria netta in input (kWh)
Ottimizzazione economica con incentivi	2,4	1.042,7	49.933,5
Ottimizzazione exergetica con incentivi	0,3	608,97	43.997,4
Schema di funzionamento attuale con incentivi	1,3	624,68	54,085,7

Si nota che le prestazioni exergetiche della rete con funzionamento ottimizzato sono sempre migliori rispetto a quelle relative allo schema di funzionamento attuale. Con riferimento al profitto del gestore, si nota che, in presenza di incentivi, nel caso di ottimizzazione economica, esso aumenta del 40% rispetto a quello del caso attuale. Il numero di certificati ottenuti nel caso attuale, è infatti, pari a quasi la metà di quelli ottenuti nel caso ottimizzato dal punto di vista economico. Inoltre, le prestazioni economiche della rete sono migliori rispetto al caso attuale per gran parte dei punti sul fronte di Pareto (punti di *trade-off* tra

obiettivo economico ed exergetico). Come mostrato in Fig.9, infatti, soltanto per i punti indicati in nero, che sono stati ottenuti in prossimità dell’ottimizzazione exergetica, per valori di ω nel range 0 - 0,08, le prestazioni economiche della rete sono peggiori rispetto quelle del caso attuale.

4.2 Risultati dell’implementazione del tool di ottimizzazione in presenza di incentivi TEE e considerando un intero anno

L’attività condotta durante la fase II della corrente annualità, ha anche riguardato l’implementazione del tool di ottimizzazione multi-obiettivo alla rete energetica in esame in presenza di incentivi, considerando un intero anno. In dettaglio, sulla base dei dati sperimentali a disposizione e di altri dati in letteratura [10], [17], [18], sono stati identificati i profili di carico elettrico e termico orari relativi alle utenze della rete con riferimento a 12 giornate rappresentative dei 12 mesi dell’anno. Il numero dei giorni per ciascun mese è stato definito in base alle caratteristiche della zona climatica di riferimento (zona climatica E) e del periodo stabilito per legge in cui è possibile accendere i sistemi di riscaldamento (da metà Aprile a metà Ottobre) in tale zona climatica. Sulla base di tale assunzione, e considerando che dal mese di maggio al mese di settembre, la rete energetica non è in funzione e la centrale frigorifera è spenta, si mostra in Tabella 3, la domanda energetica annua delle utenze della rete, con riferimento a elettricità e riscaldamento ambiente.

Tabella 3. Domanda energetica annua delle utenze servite dalla rete energetica distribuita (GWh)

Utente	Elettricità	Riscaldamento ambiente
Palazzina uffici	0,53	0,99
Sala cinema	-	0,082
Utenze residenziali alimentate dal rete TLR ²	-	4,03

Si mostra in Fig. 11, il fronte di Pareto ottenuto dall’implementazione del tool di ottimizzazione considerando un intero anno. Nel caso di ottimizzazione economica (punto *a*), il profitto annuale del gestore è massimo e pari a 147.493 €, mentre l’exergia primaria totale netta annuale in input alla rete, anch’essa massima, è pari a 7,447 GWh. Nel caso di ottimizzazione exergetica (punto *b*), l’exergia primaria totale netta annuale è minima e pari a 6,543 GWh, mentre il profitto annuale del gestore, anch’esso minimo, è pari a 82.174,5 €.

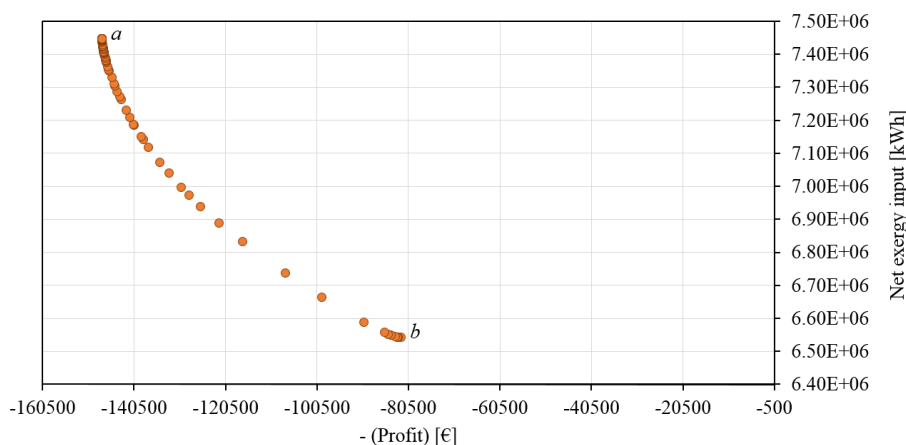


Figura 11. Fronte di Pareto ottenuto considerando un intero anno

² Come già menzionato in precedenza, l’energia termica richiesta dalle utenze residenziali per il soddisfacimento dei carichi di riscaldamento ambiente si riferisce all’energia termica richiesta al lato secondario dello scambiatore tra la rete energetica distribuita e la rete TLR. Tale energia termica tiene conto delle perdite nelle tubazioni della rete TLR.

Si mostrano in Tabella 4, le varie voci di costo, ricavo ed exergia, con riferimento ai punti estremi del fronte di Pareto. Si nota, che nel caso di ottimizzazione economica, il ricavo legato alla vendita dell’energia elettrica in rete ricopre un ruolo fondamentale per la massimizzazione del profitto. Tale ricavo diventa ridottissimo nel caso di ottimizzazione exergetica, in quanto il cogeneratore viene principalmente utilizzato per l’autoconsumo, come dimostrato anche dal valore dell’exergia relativa all’energia elettrica immessa in rete, pari a 0,098 GWh, a fronte dei 10,34 GWh ottenuti nel caso di ottimizzazione economica.

Tabella 4. Voci di costo, ricavo ed exergia annuali ottenuti nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica.

Caso	Ricavi (€)			Costi (€)	Exergia (GWh)	
	$R^{Sell,grid}$	$R^{Sell,users}$	R^{WC}	C^{Energy}	Ex^{in}	$Ex^{Sell,grid}$
Ottimizzazione economica (punto a)	135.976	293.509	75.437,9	357.429	10,34	2,89
Ottimizzazione exergetica (punto b)	4.982,5	293.509	13.037,3	229.354	6,64	0,098

Si mostrano in Fig. 12, le strategie operazionali elettriche della rete ottenute ai punti a e b del fronte di Pareto, per una giornata rappresentativa di ogni mese. I risultati presentati nella tabella precedente trovano conferma nelle strategie operazionali della rete. Si nota infatti, che, nel caso di ottimizzazione economica, gran parte dell’energia elettrica fornita dal cogeneratore viene immessa in rete. Al contrario, nel caso di ottimizzazione exergetica, l’energia elettrica totale prodotta dal cogeneratore si riduce drasticamente e gran parte di essa viene utilizzata per autoconsumo.

Infine, si mostrano in Fig.13, le strategie operazionali termiche della rete per una giornata rappresentativa di ogni mese, agli stessi punti a e b del fronte di Pareto. Si nota che, nel caso di ottimizzazione economica (Fig. 13a), gran parte del fabbisogno termico delle utenze della rete viene soddisfatto dall’energia termica fornita dal cogeneratore, coerentemente con le strategie operazionali elettriche presentate in Fig. 12a. La caldaia a condensazione è preferita alle caldaie convenzionali per la sua maggiore efficienza di conversione.

Nel caso di ottimizzazione exergetica (Fig.13b), al contrario, si nota che gran parte del fabbisogno termico delle utenze viene soddisfatto dalla caldaia a condensazione e non dal cogeneratore. L’utilizzo quasi esclusivo di questa tecnologia per l’autoconsumo elettrico (Fig.12b), comporta che la quantità di energia termica recuperata non è sufficiente per la copertura dei carichi. Le caldaie convenzionali sono invece utilizzate esclusivamente quando l’energia termica fornita dal cogeneratore e quella fornita dalla caldaia a condensazione non è sufficiente per la copertura dei fabbisogno termici delle utenze.

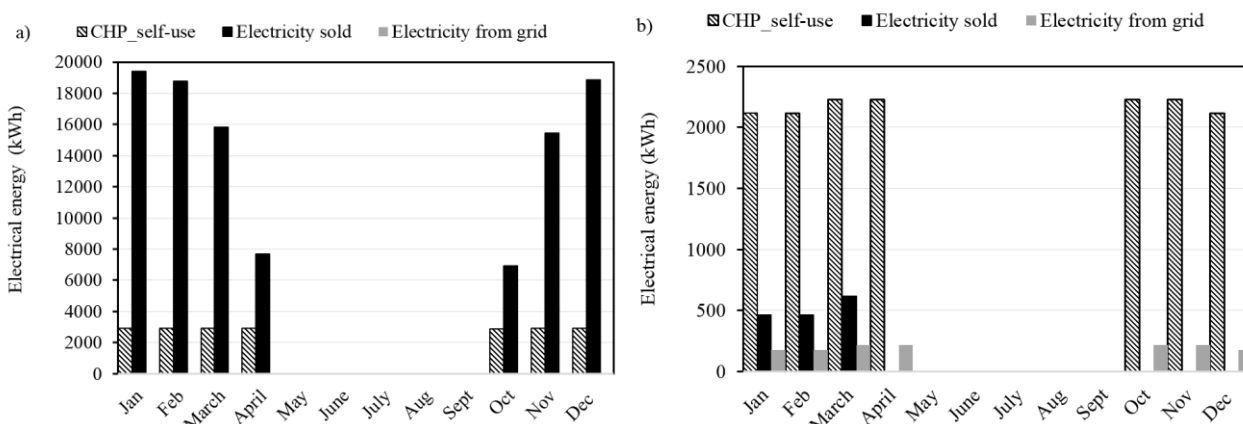


Figura 12. Strategie operazionali elettriche della rete per una giornata rappresentativa di ciascun mese dell’anno nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica

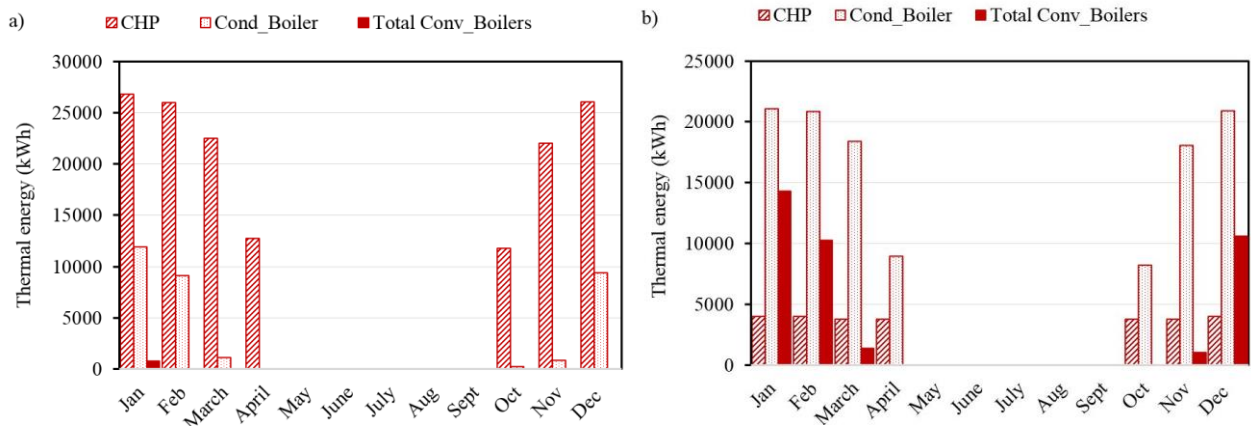


Figura 13. Strategie operative termiche della rete per una giornata rappresentativa di ciascun mese dell'anno nel caso a) ottimizzazione economica e b) ottimizzazione exergetica

5 Analisi di sensitività

Al fine di identificare gli effetti di alcuni parametri chiave della rete sulle sue prestazioni economico/exergetiche, durante la fase III della corrente annualità, è stata condotta un'analisi di sensitività³ considerando delle variazioni sia nella configurazione della rete che nei parametri di input.

5.1 Prestazioni economico-exergetiche della rete ottenute al variare della sua configurazione iniziale

Al fine di comprendere le possibili variazioni apportabili alla configurazione attuale della rete energetica in esame per migliorarne le prestazioni economico/exergetiche, il *tool* di ottimizzazione (in presenza di incentivi TEE) è stato implementato considerando i seguenti casi⁴:

Tabella 5. Casi analizzati nell'analisi di sensitività condotta variando la configurazione attuale della rete

Casi analizzati	Variazione in esame
	Configurazione
Caso c_1	Aggiunta di un sistema di accumulo termico
Caso c_2	Aggiunta di un cogeneratore
Caso c_3	Aggiunta di un cogeneratore e di un sistema di accumulo termico

In particolare, nel Caso c_1, è stata prevista l'aggiunta di un sistema di accumulo termico⁵, nel Caso c_2, è stata prevista l'aggiunta di un cogeneratore della stessa tipologia e taglia di quello già presente nella configurazione attuale, mentre nel Caso c_3, è stata prevista l'aggiunta di entrambe le tecnologie. Si mostrano in Tabella 6, le prestazioni economico/exergetiche della rete ottenute ai punti estremi dei relativi fronti di Pareto.

Tabella 6. Prestazioni economico/exergetiche per le varie configurazioni analizzate e confronto con la configurazione attuale

Caso analizzato	Tipo di ottimizzazione	Profitto annuale (€)	Exergia primaria netta annuale (GWh)	Variazione % profitto rispetto alla configurazione iniziale	Variazione % exergia netta in input rispetto alla configurazione iniziale
Caso c_1	Ottimizzazione economica	152,302 ↑	7,516 ↑	+3,16%	+0,92%
	Ottimizzazione exergetica	82.446 ↑	6,540 ↓	+0,33%	-0,044%
Caso c_2	Ottimizzazione economica	168.351 ↑	7,734 ↑	+12,39%	+3,71%
	Ottimizzazione exergetica	82.174 =	6,543 =	-	-
Caso c_3	Ottimizzazione economica	181.487 ↑	7,780 ↑	+18,73%	+4,25%
	Ottimizzazione exergetica	82.446 ↑	6,540 ↓	+0,33%	-0,044%

³ L'analisi di sensitività è stata effettuata considerando un intero anno per il caso in presenza di incentivi

⁴ Il *tool* di ottimizzazione non tiene conto dei costi di investimento delle tecnologie, in quanto lo scopo dell'analisi di sensitività è di analizzare i possibili benefici apportati dall'aggiunta di sistemi di accumulo e di cogenerazione per il profitto del gestore, che è stato formulato in dipendenza dei costi/ricavi relativi ai vettori energetici in input/output alla/dalla rete energetica.

⁵ Il modello del sistema di accumulo utilizzato nel *tool* di ottimizzazione è quello presentato nel report relativo all'annualità precedente [2].

Con riferimento alle prestazioni economiche della rete ottenute al variare della configurazione attuale, si nota che esse migliorano in tutti e tre i casi analizzati. Ciò, di fatto, mostra che l'aggiunta sia di sistemi di accumulo che di sistemi di cogenerazione comportano un incremento del profitto del gestore. Il caso migliore risulta essere c_3, che, con l'aggiunta di un cogeneratore della stessa tipologia e taglia di quello presente nella configurazione attuale e di un sistema di accumulo termico, consente di ottenere, nel caso di ottimizzazione economica, un incremento del profitto annuale del gestore pari al 18,73% rispetto a quello relativo alla configurazione attuale.

In particolare, il maggior beneficio apportato dal sistema di accumulo termico alle prestazioni economiche della rete (Caso c_1), risiede nella possibilità di sfruttare una maggiore quantità di energia termica recuperata dal cogeneratore per il soddisfacimento dei fabbisogni termici delle utenze della rete, riducendo anche l'utilizzo delle caldaie. Ciò, di fatto, comporta un aumento, sia della quantità di energia elettrica venduta in rete, che della quantità di energia elettrica totale prodotta dal cogeneratore e, conseguentemente, del numero di certificati bianchi ottenuti. Tale fattore diventa più significativo nel Caso c_2 che prevede l'aggiunta di un cogeneratore, e raggiunge i massimi effetti nel Caso c_3 in presenza di entrambe le tecnologie.

Per quanto riguarda le prestazioni exergetiche della rete, si nota invece che, nel caso di ottimizzazione exergetica, i miglioramenti ottenuti mediante l'aggiunta di queste tecnologie risultano essere quasi trascurabili nei Casi c_1 e c_3 e nulli nel Caso c_2. Si nota inoltre che le prestazioni economico/exergetiche della rete, nel caso di ottimizzazione exergetica, risultano essere uguali per i Casi c_1 e c_3. Tale risultato mostra che solo l'aggiunta del sistema di accumulo comporta un incremento delle prestazioni exergetiche della rete. La lieve riduzione, pari allo 0,044%, dell'exergia primaria netta in input alla rete è principalmente dovuta alla possibilità di sfruttare meglio l'energia termica recuperata dal cogeneratore per il soddisfacimento dei fabbisogni termici delle utenze della rete, comportando, di fatto, una riduzione dell'utilizzo delle caldaie e quindi della quantità di gas naturale utilizzato. Al contrario, l'aggiunta di un ulteriore cogeneratore non ha alcun effetto sulle prestazioni economico/exergetiche della rete ottenute con l'ottimizzazione exergetica. Tale risultato, pienamente coerente con i risultati presentati al Paragrafo 3.3.2, evidenzia che, al fine della massimizzazione dell'efficienza exergetica totale del sistema, il cogeneratore va impiegato principalmente per l'autoconsumo. Nel Caso c_2, quindi, risulta essere inutile l'aggiunta di un secondo cogeneratore, in quanto il fabbisogno elettrico della palazzina uffici è già completamente coperto dal primo cogeneratore.

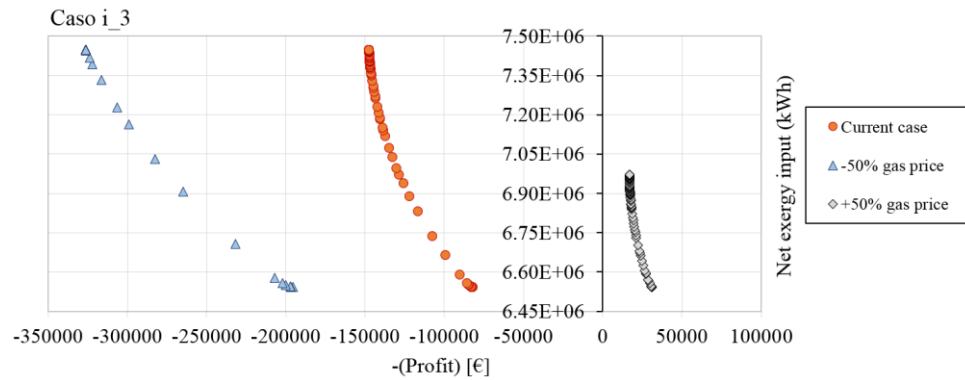
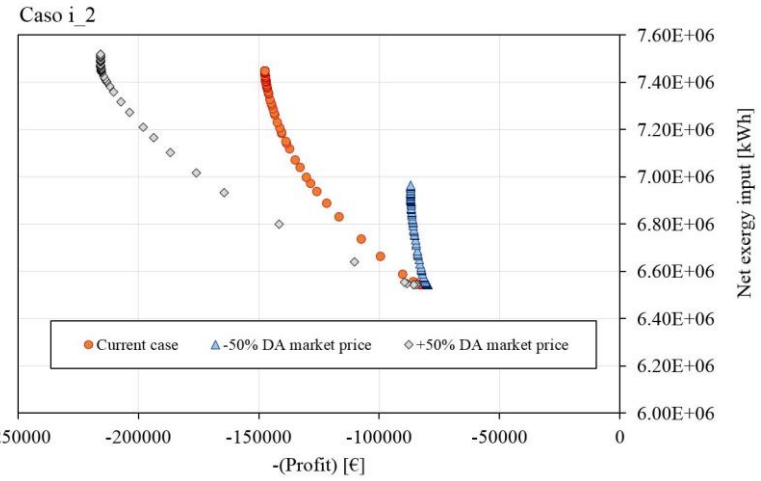
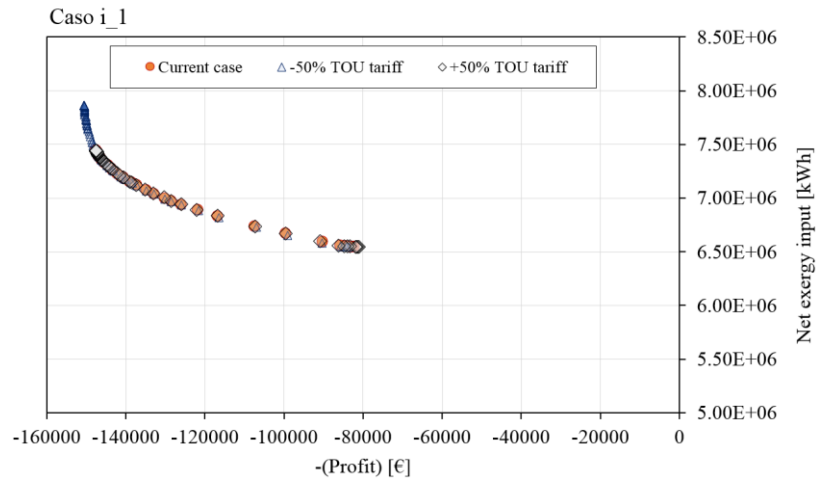
5.2 Prestazioni economico-exergetiche della rete ottenute al variare dei parametri di input alla rete

Al fine di comprendere gli effetti di alcuni parametri chiave in input alla rete sulle sue prestazioni economico-exergetiche, il *tool* di ottimizzazione (in presenza di incentivi TEE) è stato implementato considerando i seguenti casi:

Tabella 7. Casi analizzati nell'analisi di sensitività condotta variando i parametri di input alla rete

Casi analizzati	Variazione in esame
	Parametri di input
Caso i_1	±50% del prezzo di acquisto dell'energia elettrica
Caso i_2	±50% del prezzo di vendita dell'energia elettrica
Caso i_3	±50% del prezzo del gas naturale
Caso i_4	±50% del valore dei TEE
Caso i_5	±50% del prezzo di vendita del kWh _t

Si mostrano in Figura 14, i fronti di Pareto ottenuti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione nei vari casi analizzati.



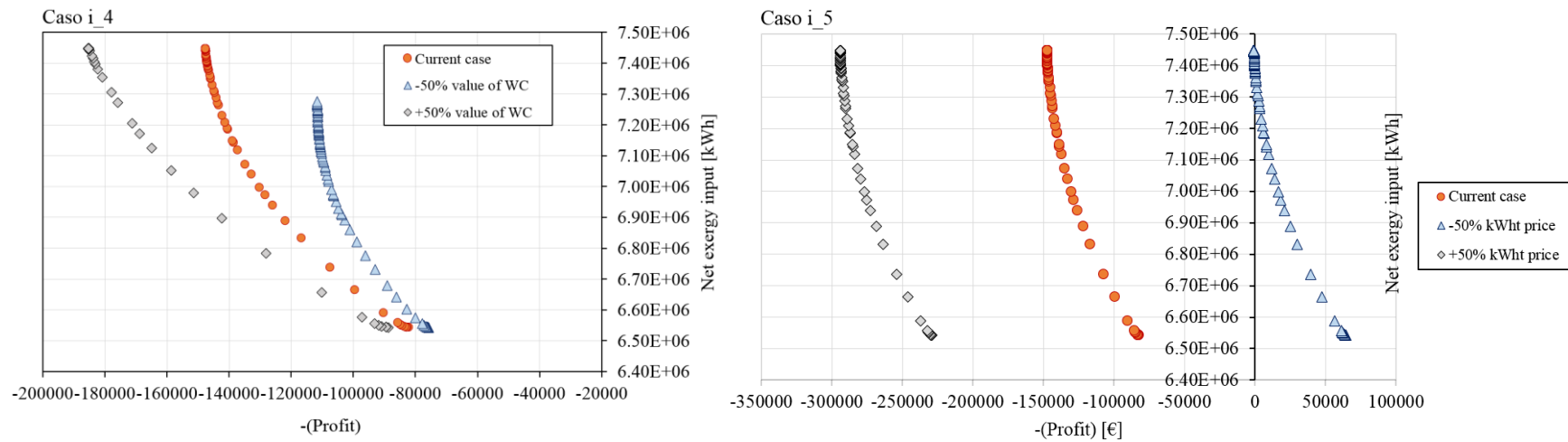


Figura 14. Fronti di Pareto ottenuti nell'analisi di sensitività condotta variando i parametri di input alla rete (Casi da i_1 a i_5)

Si nota innanzitutto che, in tutti i casi analizzati, le prestazioni exergetiche della rete non cambiano nel caso di ottimizzazione exergetica (estremi destri di tutti i fronti di Pareto), in quanto, in questo caso, le strategie di funzionamento della rete non sono sensibili a fattori di carattere economico.

Con riferimento al Caso i_1, si nota che i fronti di Pareto sono quasi del tutto sovrapposti, da cui evince che gli effetti della variazione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica sulle prestazioni economico/exergetiche della rete non sono particolarmente significativi. Tale risultato è dovuto al fatto che, nel modello di ottimizzazione, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica incide sulla quantità di energia elettrica prelevata dalla rete per il soddisfacimento del carico elettrico della palazzina uffici che risulta essere ridotto. In particolare, si nota che per prezzi di acquisto pari alla metà di quelli correnti, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), a fronte di un aumento del profitto del gestore pari a circa il 2% rispetto al caso corrente, l'exergia primaria netta in input alla rete aumenta di circa il 5%, evidenziando gli effetti negativi dell'utilizzo dell'energia elettrica di rete per il soddisfacimento dei carichi elettrici delle utenze ai fini exergetici. Al contrario, si nota che per prezzi di acquisto dell'energia elettrica pari al doppio di quelli correnti, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), sia il profitto del gestore che l'exergia primaria netta in input alla rete si riducono di circa il 2% rispetto al caso corrente.

Gli effetti della variazione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica in rete (Caso i_2) sono invece particolarmente evidenti sia sulle prestazioni economiche della rete che su quelle exergetiche. Ciò è dovuto al fatto che, nel modello di ottimizzazione, tale parametro incide sulla quantità di energia elettrica prodotta dal cogeneratore immessa in rete, che ha un'importanza strategica per entrambi gli obiettivi economico ed exergetico. Si nota che, per prezzi di vendita pari alla metà di quelli correnti, le prestazioni economiche della rete peggiorano in maniera significativa a fronte di un miglioramento non trascurabile delle prestazioni exergetiche. Nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore della rete si riduce di circa il 41% rispetto al caso corrente, mentre l'exergia primaria netta in input alla rete si riduce di circa il 6%. Per valori più bassi dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, diventa meno conveniente utilizzare il cogeneratore per vendere l'energia elettrica prodotta. Ciò di fatto comporta la riduzione dell'exergia primaria netta in input alla rete, con conseguente miglioramento delle prestazioni exergetiche. Si verifica invece il contrario per prezzi di vendita pari al doppio di quelli correnti. Infatti, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore aumenta di circa il 32% rispetto al caso corrente, mentre l'exergia primaria netta in input alla rete aumenta di circa l'1%.

Tra tutti i parametri di input analizzati, il prezzo del gas naturale è quello ad avere il maggiore impatto sulle prestazioni sia economiche che exergetiche della rete (Caso i_3). Tale parametro, infatti, incide in maniera diretta sulle strategie di funzionamento del cogeneratore e delle caldaie, che, a loro volta, svolgono un ruolo fondamentale per la massimizzazione del profitto del gestore della rete e la minimizzazione dell'exergia primaria netta in input alla rete. In particolare, si nota che, per un prezzo del gas naturale pari alla metà di quello corrente, le prestazioni economiche della rete migliorano in maniera significativa rispetto a quelle del caso corrente, mentre le prestazioni exergetiche restano pressoché invariate. Nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), si nota infatti che il profitto del gestore aumenta di circa il 55% rispetto a quello del caso corrente, mentre l'exergia primaria netta in input, pari a 7,447 GWh, resta uguale a quella del caso corrente. Tale risultato mostra che le strategie di funzionamento della rete, ottenute nel caso di ottimizzazione economica per un valore del prezzo del gas pari alla metà di quello corrente, non cambiano rispetto a quelle ottenute nel caso corrente e mostrate in Fig. 12a. Al contrario, si nota che, per un prezzo del gas naturale pari al doppio di quello corrente, le prestazioni economiche peggiorano in maniera significativa, a fronte di un evidente miglioramento delle prestazioni exergetiche. Con riferimento alle prestazioni economiche della rete, si nota che in tutti i punti del fronte di Pareto, la funzione obiettivo *-Prof* risulta essere positiva. Ciò significa che il profitto è sempre negativo, ovvero che i costi superano i ricavi, rappresentando quindi una soluzione assurda per il gestore della rete, che non ottiene utili per la sua attività. Nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto dell'operatore peggiora di circa 110 pp rispetto al caso corrente. Tuttavia, l'exergia primaria netta in input alla rete si riduce di circa

7 pp rispetto al caso corrente. Tale risultato è dovuto al funzionamento del cogeneratore che, nella strategia di funzionamento ottimizzata dal punto di vista economico, viene principalmente utilizzato per l'autoconsumo, avvicinandosi pertanto all'ottimo exergetico.

Gli effetti della variazione del valore dei certificati bianchi (Caso i_4) sono invece particolarmente evidenti sulle prestazioni economiche della rete. Si nota infatti, che per un valore dei certificati bianchi pari alla metà di quello corrente, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore si riduce di circa il 24% rispetto al caso corrente, a fronte di una riduzione dell'exergia primaria netta in input alla rete pari a circa il 2%. Al contrario, per un valore dei certificati bianchi pari al doppio di quello corrente, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore aumenta di circa il 20% rispetto al caso corrente, a fronte di un valore uguale dell'exergia primaria netta in input alla rete (7,447 GWh). Tale risultato mostra che le strategie di funzionamento della rete, ottenute nel caso di ottimizzazione economica per un valore dei certificati bianchi pari al doppio di quello corrente, non cambiano rispetto a quelle ottenute nel caso corrente (Fig. 12a).

Infine, il Caso i_5 analizza gli effetti della variazione del prezzo di vendita del kWh_t alle utenze sulle prestazioni economico/exergetiche della rete. Si nota che i fronti di Pareto risultano essere solo traslati lungo l'asse delle ascisse, ma invariati in forma e punti di *trade-off* economico/exergetico e che le prestazioni exergetiche non cambiano al variare di tale parametro. Tale risultato è dovuto al fatto che, come mostrato nell'Eq. (2) al Paragrafo 3.2.1, il ricavo ottenuto dalla vendita di energia termica alle utenze non dipende da nessuna variabile decisionale del problema di ottimizzazione, e, pertanto, non incide sulle strategie di funzionamento della rete. Tuttavia, tale parametro incide, in maniera diretta su questa voce di ricavo. In particolare, si nota che, per un valore del prezzo di vendita del kWh_t pari alla metà di quello corrente, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore è massimo e risulta pari a 738,78 €. Inoltre si nota che il profitto del gestore resta positivo solo nella parte sinistra del fronte di Pareto, ovvero per valori del peso ω appartenenti al range [0,38 - 1] in prossimità dell'ottimizzazione economica. Al contrario, in prossimità dell'ottimizzazione exergetica, per valori del peso ω appartenenti al range [0 - 0,37], il profitto del gestore diventa negativo, rappresentando quindi una soluzione assurda che non genera utili. Si nota invece che, per un valore del prezzo di vendita del kWh_t pari alla metà di quello corrente, le prestazioni economiche della rete sono sempre migliori di quelle del caso corrente e, nel caso di ottimizzazione economica (estremo sinistro del fronte di Pareto), il profitto del gestore della rete è massimo e risulta pari a 294.248 €.

6 Definizione di indici prestazionali che mostrano i vantaggi dell'analisi exergetica applicata a reti energetiche distribuite su scala distrettuale

La fase IV della corrente annualità è stata dedicata all'identificazione di indici prestazionali che, con riferimento alla rete energetica oggetto dell'applicazione del *tool* e ai risultati ottenuti nelle precedenti fasi, prendono in esame i vantaggi relativi alla grandezza exergia in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico.

Come ampiamente discusso nel report relativo all'annualità precedente [2], l'analisi exergetica, applicata a reti energetiche distribuite su scala distrettuale, consente di ottenere un uso più razionale delle risorse energetiche, prendendo in considerazione i diversi livelli di qualità dell'energia (exergia) sia sul lato fornitura, che sul lato domanda. Nell'ambito degli edifici, infatti, la domanda energetica è caratterizzata da diversi livelli di qualità dell'energia, dati i diversi livelli di temperatura associati alla domanda di energia termica. Dato che le temperature richieste per il riscaldamento/raffrescamento degli ambienti sono basse (20 - 26 °C), la qualità dell'energia richiesta per queste applicazioni è anch'essa bassa. La qualità dell'energia necessaria per la produzione di acqua calda sanitaria è leggermente più alta, dato il livello di temperatura da assicurare, generalmente pari a 55°C – 60 °C. Per le applicazioni elettriche è richiesta invece la massima qualità dell'energia. Sul lato fornitura, anche i vettori energetici in input ad una rete energetica sono caratterizzati da diversi livelli di qualità dell'energia. L'analisi exergetica applicata a reti energetiche su scala distrettuale, basandosi sul bilanciamento dei livelli exergetici tra fornitura e domanda, consente l'incremento della sostenibilità di tali sistemi, attraverso l'uso più efficiente delle risorse energetiche in input. Promuovendo infatti l'utilizzo di risorse a bassa exergia, quali il solare termico o il calore recuperato da processi di generazione elettrica, per il soddisfacimento di fabbisogni termici a bassa temperatura, si riduce lo spreco di risorse ad elevato contenuto exergetico, quali elettricità o combustibili fossili.

Nell'ambito dell'annualità precedente [2], è stato sviluppato un tool per la determinazione di soluzioni progettuali ottimali di reti energetiche distribuite su scala distrettuale, mediante un approccio multi-obiettivo economico/exergetico, al fine di garantire la sostenibilità a breve e a lungo termine di tali sistemi. I risultati ottenuti hanno mostrato che l'analisi exergetica consente di individuare soluzioni progettuali basate sull'utilizzo delle fonti rinnovabili e di sorgenti a bassa temperatura per usi termici negli edifici, garantendo, di fatto, un uso più razionale delle risorse energetiche in input e una riduzione del consumo delle fonti fossili.

La rete energetica reale oggetto del presente studio, consta di tecnologie alimentate esclusivamente da fonti fossili. Pertanto, l'ottimizzazione exergetica, volta alla minimizzazione dell'exergia primaria netta in input alla rete, ha riguardato solo le strategie di funzionamento di tali tecnologie al fine di ridurre al minimo lo spreco delle risorse ad elevato contenuto exergetico, quali l'elettricità di rete e il gas naturale, nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici delle utenze servite dalla rete.

Si riportano di seguito alcuni indici prestazionali della rete in esame che evidenziano i vantaggi apportati dall'ottimizzazione exergetica in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico. In particolare, la Tabella 8 mostra i valori annuali dell'energia primaria e dell'exergia primaria in input alla rete utilizzate per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici delle utenze della rete, ottenute nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica⁶. Si nota che, mediante l'ottimizzazione exergetica, a parità di fabbisogni energetici da soddisfare, si riduce non solo la quantità di exergia primaria in input alla rete, ma anche la quantità di energia primaria utilizzata per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici delle utenze, comportando un risparmio pari a circa il 36% rispetto al caso dell'ottimizzazione economica. Come mostrato in Tabella 9, tale risparmio di energia primaria ottenibile mediante l'ottimizzazione

⁶ L'ottimizzazione fa riferimento all'intero anno per il caso in presenza di incentivi TEE.

exergetica comporta anche una riduzione del 36% della quantità di CO₂ emessa dalla rete per il soddisfacimento dei fabbisogni delle utenze⁷.

Tabella 8. Energia primaria annuale ed exergia primaria annuale in input alla rete energetica utilizzate per soddisfare i fabbisogni elettrici e termici delle utenze nel caso di ottimizzazione economica ed exergetica

Caso	Fabbisogno energetico	Energia primaria [GWh]	Exergia primaria [GWh]
Ottimizzazione economica	Fabbisogno elettrico	1,37	1,42
	Fabbisogno termico per riscaldamento ambiente	8,57	8,91
Ottimizzazione exergetica	Fabbisogno elettrico	1,35	1,41
	Fabbisogno termico per riscaldamento ambiente	5,02	5,22

Tabella 9. Quantità di CO₂ emessa dalla rete energetica per il soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici nel caso dell'ottimizzazione economica ed exergetica

Caso	Fabbisogno energetico	Emissioni di CO ₂ [ton]
Ottimizzazione economica	Fabbisogno elettrico	276,6
	Fabbisogno termico per riscaldamento ambiente	1.731,5
Ottimizzazione exergetica	Fabbisogno elettrico	270,7
	Fabbisogno termico per riscaldamento ambiente	1.014,6

Con riferimento all'analisi exergetica e sulla base dei risultati ottenuti nell'ambito dell'annualità precedente, tali indici prestazionali potrebbero migliorare in maniera significativa, mediante interventi progettuali che prevedono l'introduzione di tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, pompe di calore ad alta efficienza e sistemi di accumulo termico. Promuovendo infatti l'utilizzo di risorse a bassa exergia, quali il solare termico per il soddisfacimento di fabbisogni termici a bassa temperatura e di tecnologie di conversione più efficienti, si ridurrebbe ulteriormente lo spreco di risorse ad elevato contenuto exergetico, quali elettricità e combustibili fossili.

⁷ Le emissioni di CO₂ relative alla combustione del gas naturale sono state calcolate considerando un valore di intensità carbonica per il gas pari a 0,202 kgCO₂/kWh [19]. Le emissioni di CO₂ relative alla quantità di energia elettrica prelevata dalla rete sono state calcolate considerando un indice di intensità carbonica di rete pari a 0.354 kgCO₂/kWh [20].

7 Validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione

La fase V della corrente annualità è stata dedicata alla validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione proposto. Per tale validazione, è stato considerato come caso studio un sistema cogenerativo con accumulo termico per una casa monofamiliare, ed è stato utilizzato uno degli impianti del laboratorio prova sistemi di accumulo termico (LPSAT) del CR ENEA Portici per i test sperimentali. Il lavoro effettuato può essere schematizzato nei seguenti step:

1. Ottimizzazione economica della schedula oraria di funzionamento del cogeneratore mediante l'implementazione del *tool* di ottimizzazione al caso studio sperimentale;
2. Simulazione sperimentale del cogeneratore implementando la schedula oraria ottimizzata;
3. Simulazione sperimentale del cogeneratore implementando una logica convenzionale del tipo ON/OFF;
4. Confronto tra i risultati sperimentali ottenuti agli step 2 e 3.

7.1 Caratteristiche dell'utenza e del sistema di cogenerazione simulato

L'utenza considerata è stata selezionata al fine di simulare sperimentalmente carichi termici reali e non in scala ridotta, tenendo conto ovviamente dei vincoli economici del progetto. Pertanto, è stata considerata l'utenza domestica rappresentata da una casa monofamiliare, caratterizzata da una superficie utile di 200 m², da un fattore di forma di 0,9 m⁻¹, e situata nella zona climatica E.

I profili orari dei carichi termici ed elettrici impiegati per le simulazioni sono relativi ad una giornata tipo del mese di marzo, e sono stati calcolati mediante lo stesso approccio utilizzato nel lavoro di Mongibello et al. [21]. In particolare, i profili orari dei carichi sono stati ricavati considerando una domanda termica annuale per il riscaldamento ambientale pari a 68 kWh/m²/anno, una domanda termica annuale di acqua calda sanitaria di 15 kWh/m²/anno, e una domanda elettrica annuale, relativa ai consumi elettrici di tipo domestico ad esclusione di quelli per il condizionamento estivo, pari a 18 kWh/m²/anno. Essi sono mostrati in Fig. 15.

Il sistema di cogenerazione simulato consiste in un *prime mover* rappresentato da motore a combustione interna alimentato a gas naturale, una caldaia ausiliaria alimentata a gas naturale, e un sistema di accumulo termico. La Tabella 10 mostra le caratteristiche tecniche dei dispositivi simulati.

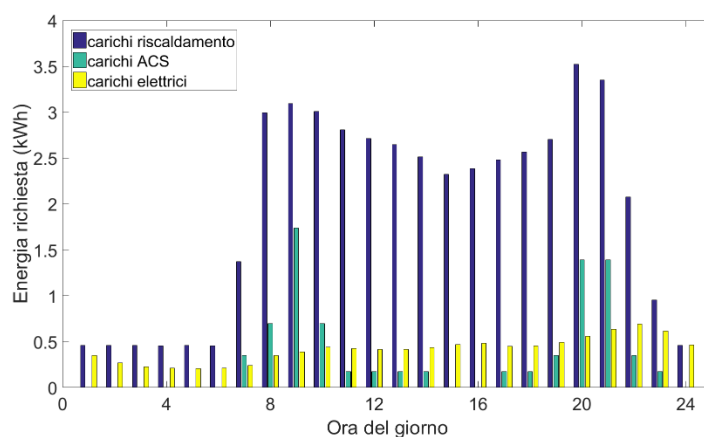


Figura 15. Carichi termici ed elettrici orari della casa monofamiliare per una giornata tipo del mese di marzo

Tabella 10. Caratteristiche dei dispositivi simulati

Tecnologia	Taglia	Efficienza	
		Elettrica	Termica
Cogeneratore	5.4 kW _t ; 2,275 kW _e	0,286	0,679
Caldaia a gas	5.4 kW		0,80
Sistema di accumulo	9.5 kWh		

Per quanto riguarda i costi dei vettori energetici, il costo del gas naturale è stato fissato pari a 0,85 €/Sm³, ovvero 0,77 €/Sm³ se consumato in assetto cogenerativo per effetto dello sconto sull'accisa, ed il prezzo d'acquisto dell'elettricità di rete pari a 0,17 €/kWh. Il valore economico dell'elettricità prodotta e immessa in rete è stato considerato variabile durante la giornata. La Fig. 16 mostra l'andamento orario del prezzo di vendita dell'elettricità, calcolato utilizzando i dati del mercato del giorno prima del 2014, e mediando i dati relativi alle stesse ore del giorno per tutto il mese di marzo.

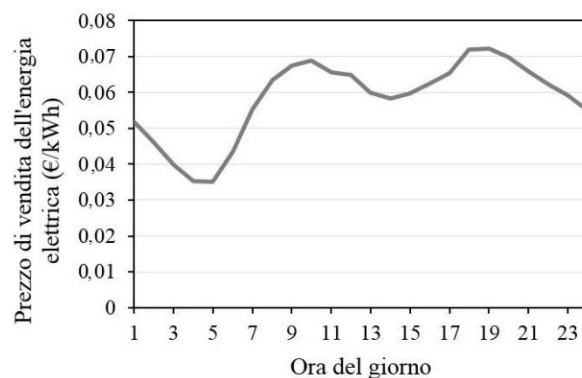


Figura 16. Andamento orario del prezzo di vendita dell'energia elettrica

7.2 Schema del modello dell'impianto sperimentale utilizzato nel tool di ottimizzazione

La Fig. 17 mostra lo schema rappresentativo del modello dell'impianto sperimentale utilizzato nel tool di ottimizzazione⁸, con riferimento al caso simulato sperimentalmente.

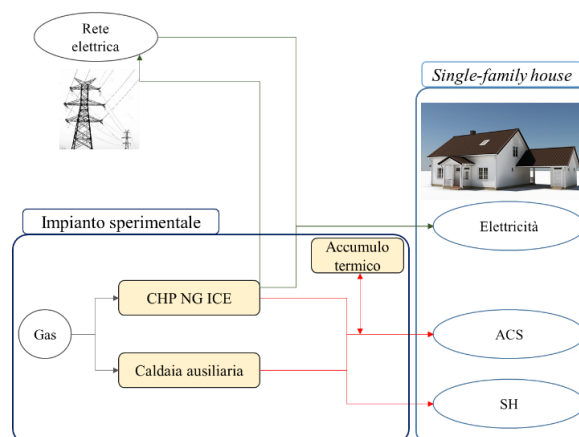


Figura 17. Schema del modello dell'impianto sperimentale utilizzato nel tool di ottimizzazione

⁸ Il caso implementato e simulato sperimentalmente non prevede la presenza del meccanismo di incentivazione dei TEE.

Nello schema in esame, il cogeneratore e l'elettricità di rete sono utilizzati per soddisfare il carico elettrico dell'utenza, considerando che l'elettricità fornita dal cogeneratore può essere sia utilizzata per l'autoconsumo che immessa in rete. Per soddisfare il carico termico di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente, possono essere utilizzati il cogeneratore, la caldaia a gas ausiliaria e l'accumulo termico⁹. L'ottimizzazione della schedula di funzionamento è giornaliera ed è stata condotta su più giorni consecutivi, caratterizzati dagli stessi dati di input, al fine di trovare una soluzione periodica da validare sperimentalmente. Pertanto, la funzione obiettivo economica è stata formulata come la somma delle funzioni obiettivo giornaliere¹⁰.

I dati in input al *tool* di ottimizzazione sono i carichi elettrici e termici dell'utenza, le caratteristiche dei dispositivi, i costi dei vettori energetici ed il prezzo di vendita dell'energia elettrica immessa in rete, mentre l'output è rappresentato dalla schedula oraria di funzionamento dell'impianto ottimizzata dal punto di vista economico, e dai vari termini che compongono il bilancio energetico termico, quello elettrico, ed il bilancio economico relativi alla schedula oraria ottimizzata.

7.3 Descrizione dell'impianto indoor e delle prove sperimentali

La Fig. 18 mostra una foto dell'impianto utilizzato per l'implementazione sperimentale della schedula ottimizzata risultante dal *tool* di ottimizzazione e della una strategia convenzionale di tipo ON/OFF, entrambe applicate al caso studio sperimentale descritto precedentemente. Tale impianto è stato progettato e realizzato per la validazione sperimentale di modelli per la simulazione numerica di sistemi di accumulo termico innovativi basati sull'utilizzo di acqua e PCM (*Phase Change Materials*) come materiali di accumulo termico.

La Fig. 19 mostra il sistema di accumulo termico, che consiste in un serbatoio commerciale cilindrico isolato termicamente alto 1,27 m, con un diametro interno di 0,65 m, e una capacità totale di circa 420 litri, comprensiva del volume occupato dai due scambiatori di calore a serpentina da 1" con cui è equipaggiato, ognuno con un'area di scambio termico di circa 2 m². Inoltre, il serbatoio è equipaggiato con 9 termocoppie con le giunzioni calde uniformemente distribuite lungo l'asse. Nella presente applicazione, si è usata soltanto l'acqua come materiale di accumulo termico. La serpentina inferiore del serbatoio di accumulo è collegata al circuito termico in cui è presente il generatore di calore, mentre la serpentina superiore è collegata al circuito dell'utilizzatore, ovvero al circuito in cui è presente uno scambiatore di calore che consente di simulare i carichi termici per il riscaldamento ambientale. Per entrambi i circuiti, il fluido termovettore utilizzato è l'acqua.

⁹ Il modello del sistema di accumulo termico utilizzato nel *tool* di ottimizzazione è quello presentato nel report relativo all'annualità precedente [2].

¹⁰ La funzione obiettivo economica è rappresentata dal costo totale giornaliero netto da minimizzare, che consiste nella somma dei costi da sostenere per l'acquisto dell'energia elettrica e del gas naturale, a cui è sottratto il ricavo relativo alla vendita dell'energia elettrica in rete. Tale funzione obiettivo non contiene il ricavo relativo alla vendita di energia termica all'utenza.



Figura 18. Impianto sperimentale utilizzato per l'implementazione del tool di ottimizzazione



Figura 19. Serbatoio di accumulo termico

Le Fig. 20 e 21 mostrano, rispettivamente, il layout del circuito del generatore e quello dell'utilizzatore. Relativamente al circuito del generatore, il componente principale è rappresentato dal riscaldatore elettrico (*heater*), in grado di trasferire al fluido termovettore fino a 24 kW @ 420 V (15 kW @ 380 V) di potenza termica. Le Fig. 22 e 23 mostrano rispettivamente il riscaldatore elettrico, ed il termoregolatore utilizzato per la regolazione della temperatura all'uscita del riscaldatore elettrico, ovvero della potenza termica trasferita al fluido termovettore. La pompa del circuito del generatore è collegata ad un inverter per la regolazione della portata. Per quanto riguarda il circuito dell'utilizzatore, il componente principale è rappresentato dallo scambiatore di calore aria-acqua a tubi alettati, in grado di dissipare fino a 15 kW di potenza termica, di cui la Fig. 24 mostra una foto. La potenza dissipata dallo scambiatore è controllata

variando la velocità di rotazione della ventola. Anche la pompa del circuito dell'utente è collegata ad un inverter per la regolazione della portata. Per quanto concerne la simulazione del carico relativo alle utenze di acqua calda sanitaria, questa viene effettuata variando la portata di scaricamento del serbatoio di accumulo termico tramite la valvola modulante VM1. Le portate del fluido termovettore nei due circuiti e quella di scaricamento del serbatoio sono misurate tramite sensori a pressione differenziale con un'accuratezza pari al $\pm 5\%$ del valore misurato, mentre tutte le temperature sono misurate con termocoppie di tipo T classe 1, con un'accuratezza pari a $\pm 0,5^\circ\text{C}$. L'acquisizione delle misure e la variazione dei parametri controllati sono state effettuate con moduli NI montati su un controller NI cRIO. All'uopo sono state sviluppati due applicativi software, uno sviluppato in ambiente Labview ed installato sul controller, e con il compito di comunicare con il controller, l'altro sviluppato in ambiente Matlab ed installato su una *workstation client*, utilizzato per l'analisi *real-time* dei dati sperimentali ed il calcolo dei valori di set-point dei parametri controllati. I due applicativi comunicano tra di loro mediante un protocollo TCP/IP. I valori di set-point di tutti i parametri controllati e variabili sono calcolati mediante controllori PID.

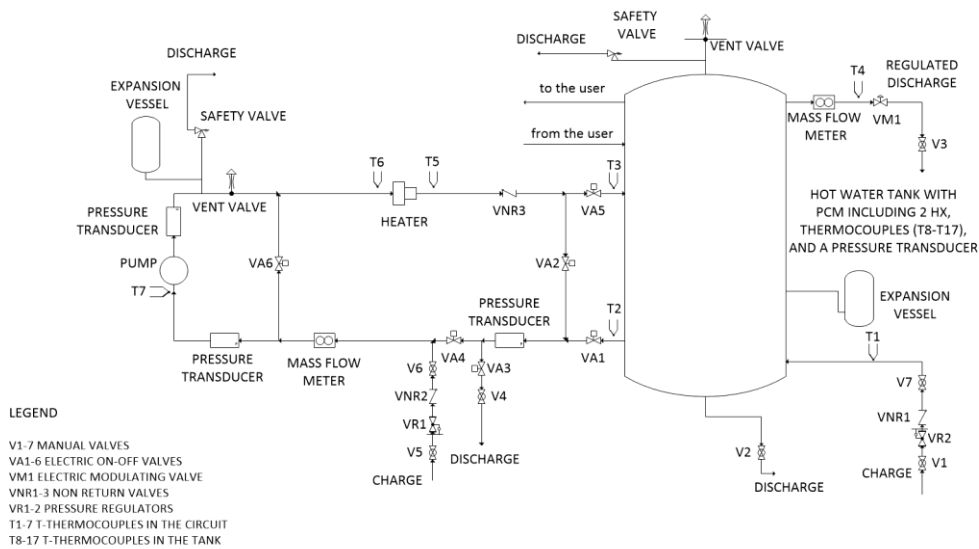


Figura 20. Layout del circuito del generatore di calore

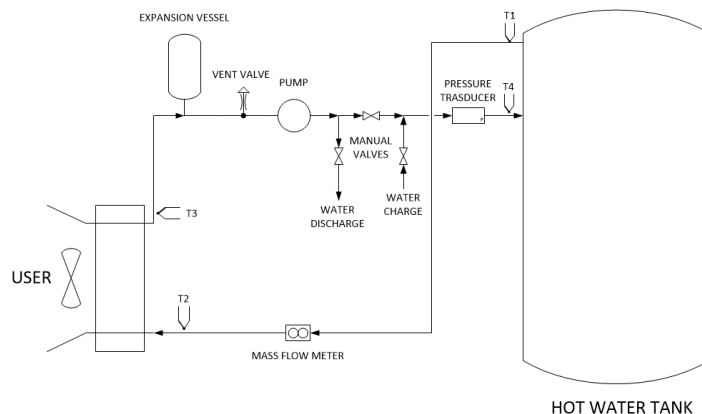


Figura 21. Layout del circuito dell'utente

Infine, relativamente al *prime mover*, in entrambe le simulazioni sperimentali effettuate è stato implementato un funzionamento di tipo ON/OFF, senza parzializzazione del carico, su base oraria. La produzione termica del *prime mover* ed i carichi termici sono stati simulati sperimentalmente, mentre la

produzione termica della caldaia ausiliaria, la produzione elettrica del *prime mover*, ed i carichi elettrici sono stati simulati al computer utilizzando i dati riportati in Fig. 15 e Tabella 10.



Figura 22. Riscaldatore elettrico



Figura 23. Termoregolatore



Figura 24. Scambiatore di calore

7.4 Risultati

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dall'implementazione sperimentale della schedula oraria ottimizzata dal punto di vista economico, e quelli ottenuti implementando un funzionamento ON/OFF di tipo convenzionale. Infine, si riporta il confronto tra i risultati ottenuti nei due casi simulati sperimentalmente.

7.4.1. Risultati ottenuti con la schedula oraria ottimizzata

La schedula oraria risultante dall'applicazione del *tool* di ottimizzazione al caso studio della casa monofamiliare prescrive che il cogeneratore, nella giornata standard simulata, deve funzionare dall'ora 8 all'ora 12, nell'ora 15, e dall'ora 17 alla 22. Nelle rimanenti ore, il cogeneratore deve essere spento. Questa schedula è stata applicata all'impianto sperimentale utilizzando la seguente configurazione dei parametri sperimentali non controllati: la portata del fluido termovettore nel circuito del generatore è pari a 0,4 kg/s; la portata del fluido termovettore nel circuito dell'utilizzatore è pari a 0,15 kg/s. Per quanto concerne la portata di scaricamento dell'acqua calda sanitaria dal serbatoio di accumulo, questa può variare linearmente tra 0,1 e 0,2 kg/s, in funzione della temperatura di scaricamento. Nelle ore in cui è previsto il funzionamento del cogeneratore, esso (riscaldatore elettrico) viene spento nel caso in cui la temperatura all'uscita del riscaldatore elettrico supera i 95°C, oppure se la temperatura massima nel serbatoio di accumulo supera gli 85°C. Nel caso si presenti una delle suddette condizioni, il riscaldatore

elettrico viene successivamente riattivato quando la temperatura media all'interno del serbatoio scende al di sotto di 80°C, a condizione che nell'istante in cui questo avviene, la schedula ottimizzata prescriba che il cogeneratore sia in funzione, altrimenti il riscaldatore elettrico resta spento. La stessa schedula e gli stessi carichi sono stati simulati per più giorni consecutivi al fine di ottenere risultati sperimentali che si ripetano tal quali giorno dopo giorno. Tale condizione è stata raggiunta al secondo giorno di simulazione, di cui nel seguito si riportano i risultati.

La Fig. 25 mostra la potenza trasferita dal riscaldatore elettrico all'acqua fluido termovettore, quella dissipata dallo scambiatore che simula il carico per il riscaldamento ambientale, e la potenza scaricata dal serbatoio relativa al consumo di acqua calda sanitaria, mentre la Fig. 26 mostra un confronto tra l'energia termica trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore e quella generata dal cogeneratore risultante dal *tool* di ottimizzazione. La potenza trasferita dal riscaldatore elettrico al fluido termovettore è stata valutata attraverso un bilancio entalpico al riscaldatore elettrico, considerando le temperature misurate all'ingresso e all'uscita, quella dissipata dallo scambiatore è stata calcolata mediante un bilancio entalpico allo scambiatore utilizzando le temperature di ingresso e di uscita misurate, mentre la potenza scaricata dal serbatoio è stata calcolata con un bilancio entalpico al serbatoio utilizzando la temperatura di uscita dell'acqua calda e quella di ingresso dell'acqua di rete. Dalla Fig. 26 si può notare che, nelle ore 8, 15, 17, e 24 la produzione termica sperimentale non corrisponde a quella del *tool* di ottimizzazione. Questo risultato è dovuto al fatto che, all'inizio delle ore 8, 15, e 17, ovvero al passaggio dallo stato OFF allo stato ON del riscaldatore, quest'ultimo impiega un po' di tempo per portare la temperatura di uscita al valore di *set-point* corrispondente alla potenza teorica, e al fatto che, durante l'ora 24, la massima temperatura nel serbatoio raggiunge il massimo valore ammissibile (85°C), ovvero il serbatoio di accumulo arriva alla sua massima capacità, per cui il riscaldatore elettrico viene disattivato.

Le Fig. 27 e 28 mostrano un confronto tra i dati sperimentali e quelli risultanti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione relativi, rispettivamente, al carico termico per il riscaldamento ambientale soddisfatto dal cogeneratore, e quello per il consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal cogeneratore. In entrambe le figure, si può notare che i dati risultanti dall'implementazione del *tool* di ottimizzazione coincidono con i carichi teorici assegnati, ovvero quelli riportati in Fig. 15. Questo implica che il consumo di gas della caldaia ausiliaria risultante dal *tool* di ottimizzazione è pari a zero in tutte le ore del giorno. Ciò non accade nella simulazione sperimentale. Infatti, soltanto per quanto riguarda il soddisfacimento del carico termico per il riscaldamento, i risultati sperimentali indicano che, nell'ora 8, l'energia termica prodotta dal cogeneratore assieme a quella accumulata non sono sufficienti a soddisfare il carico, per cui è richiesta un'integrazione da parte della caldaia ausiliaria. Questo risultato è dovuto al fatto che la temperatura dell'acqua nel serbatoio durante l'ora 8 è piuttosto bassa, come mostrato in Fig. 29, ed al vincolo posto al valore di *set-point* per la temperatura del fluido termovettore in uscita dallo scambiatore di calore, che non può essere inferiore a 40°C. Nel caso in cui il *set-point* calcolato, che dipende dal carico, è inferiore a 40°C, il valore realmente applicato resta fisso a 40°C. La Fig. 30 mostra una stima dell'energia prodotta dalla caldaia ausiliaria durante il giorno relativa al caso sperimentale, calcolata, in ogni ora, come la differenza tra il carico termico teorico e quello realmente soddisfatto dal cogeneratore.

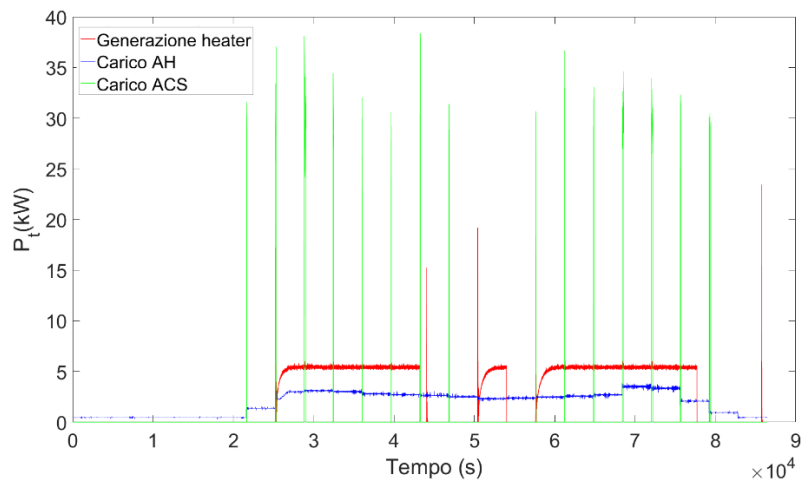


Figura 25. Produzione termica e carichi termici sperimentali

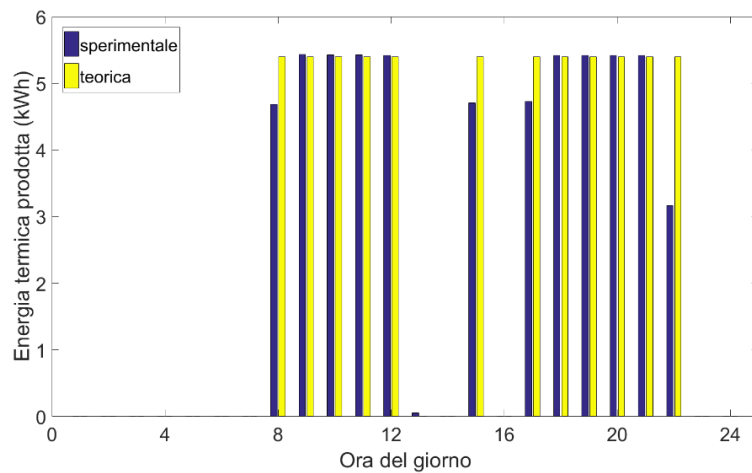


Figura 26. Confronto tra l'energia termica prodotta dal riscaldatore elettrico e quella risultante dal tool di ottimizzazione

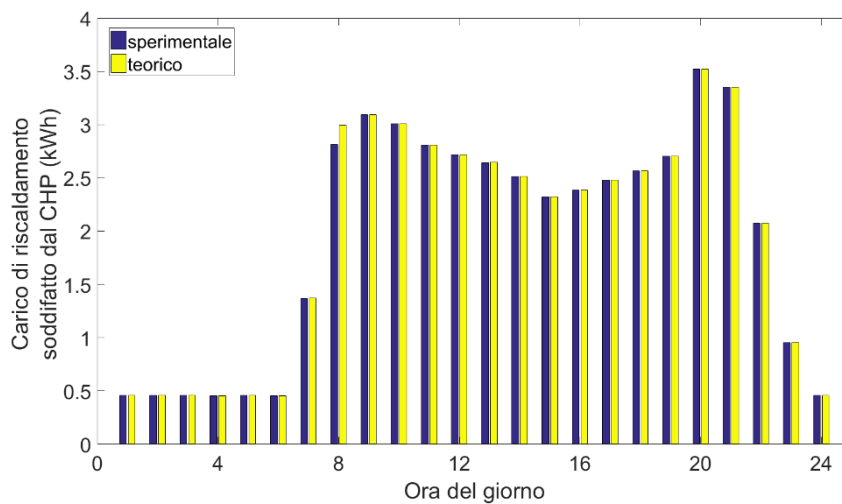


Figura 27. Confronto tra il carico di riscaldamento soddisfatto dal cogeneratore sperimentale e quello risultante dal tool di ottimizzazione

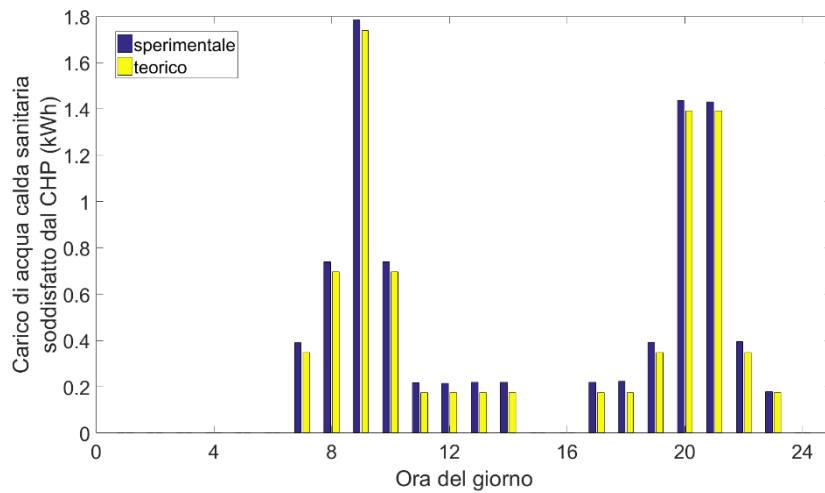


Figura 28. Confronto tra il carico relativo al consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal cogeneratore sperimentale e quello risultante dal tool di ottimizzazione

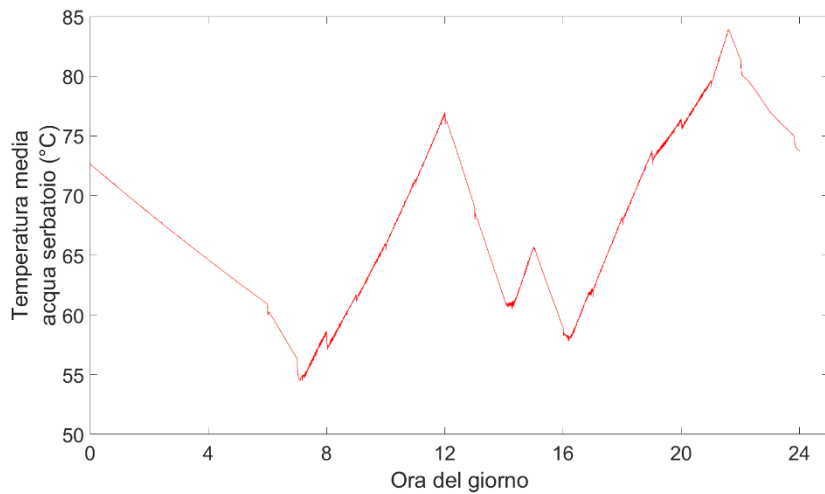


Figura 29. Temperatura media dell'acqua nel serbatoio

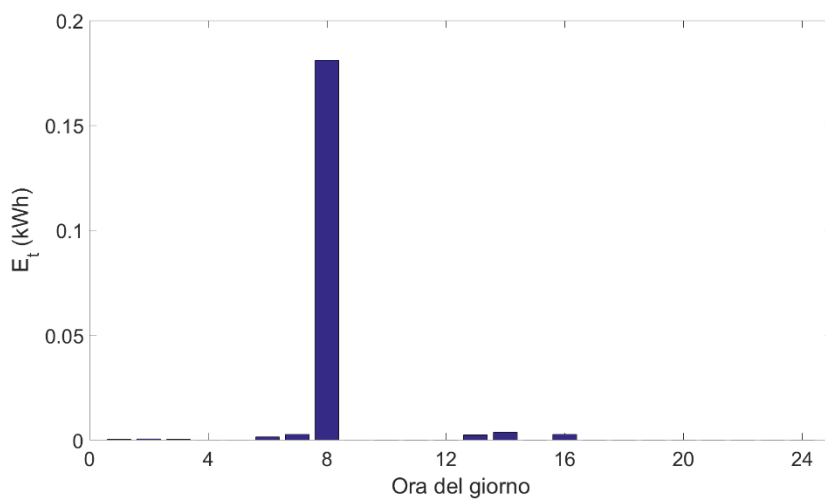


Figura 30. Carico termico soddisfatto dalla caldaia ausiliaria nel caso sperimentale

La Fig. 31 riporta i valori dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore risultanti dalla simulazione sperimentale e dal tool di ottimizzazione. Si ricorda che, nel caso sperimentale, la produzione elettrica è

stata simulata al calcolatore, utilizzando per il calcolo le efficienze del cogeneratore riportate in Tabella 10, ed il periodo in cui il riscaldatore elettrico è attivo.

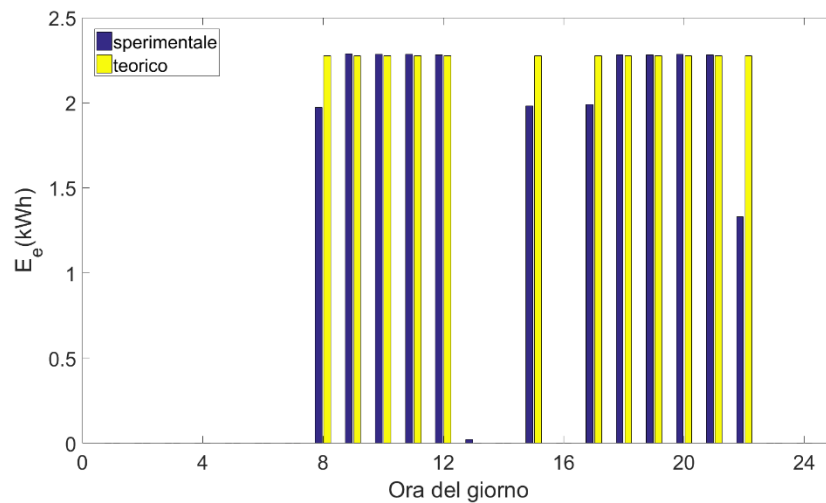


Figura 31. Produzione elettrica del cogeneratore

7.4.2. Risultati ottenuti implementando una logica ON/OFF convenzionale

La logica ON/OFF convenzionale implementata prescrive che il cogeneratore sia nello stato ON in tutte le ore della giornata standard simulata. Il cogeneratore, ovvero il riscaldatore elettrico che ne simula la produzione termica, viene spento nel caso in cui la temperatura all'uscita del riscaldatore elettrico supera i 95°C, oppure se la temperatura massima nel serbatoio di accumulo supera gli 85°C. Nel caso si presenti una delle suddette condizioni, il riscaldatore elettrico viene successivamente riattivato quando la temperatura media all'interno del serbatoio scende al di sotto di 55°C. Questa logica è stata applicata all'impianto sperimentale utilizzando la stessa configurazione dei parametri sperimentali non controllati utilizzata per l'implementazione della schedula ottimizzata, ed anche in questo caso la periodicità del funzionamento del cogeneratore è stata raggiunta al secondo giorno di simulazione, di cui nel seguito si riportano i risultati.

La Fig. 32 mostra la potenza trasferita dal riscaldatore elettrico all'acqua fluido termovettore, quella dissipata dallo scambiatore che simula il carico per il riscaldamento ambientale, e la potenza scaricata dal serbatoio relativa al consumo di acqua calda sanitaria, durante il giorno, mentre la Fig. 33 mostra l'energia termica prodotta dal riscaldatore elettrico nel caso sperimentale con funzionamento ON/OFF convenzionale e in quello con schedula ottimizzata. In Fig. 33 si può notare che la produzione del cogeneratore relativa al caso ottimizzato si concentra maggiormente nelle ore in cui il valore economico dell'elettricità immessa in rete è più alto. Inoltre, la produzione totale del cogeneratore nel caso convenzionale è risultata inferiore rispetto a quella relativa al caso ottimizzato.

Le Fig. 35 e 35 mostrano un confronto tra i dati sperimentali relativi, rispettivamente, al carico termico per il riscaldamento ambientale soddisfatto dal cogeneratore, e quello per il consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal cogeneratore, e quelli teorici. In Fig. 20 si nota che, soltanto per quanto riguarda il soddisfacimento del carico termico per il riscaldamento, nelle ore 8, 9, 18, e 19, l'energia termica prodotta dal cogeneratore assieme a quella accumulata non sono sufficienti a soddisfare il carico, per cui è richiesta un'integrazione da parte della caldaia ausiliaria. Come già spiegato nel paragrafo precedente, questo risultato è dovuto al fatto che la temperatura dell'acqua nel serbatoio durante le suddette ore è piuttosto bassa, come mostrato in Fig. 36, ed al vincolo posto al valore di *set-point* per la temperatura del fluido termovettore in uscita dallo scambiatore di calore, che non può essere inferiore a 40°C. La Fig. 37 mostra una stima dell'energia prodotta dalla caldaia ausiliaria durante il giorno relativa al caso sperimentale convenzionale, calcolata, in ogni ora, come la differenza tra il carico termico teorico e quello realmente soddisfatto dal cogeneratore.

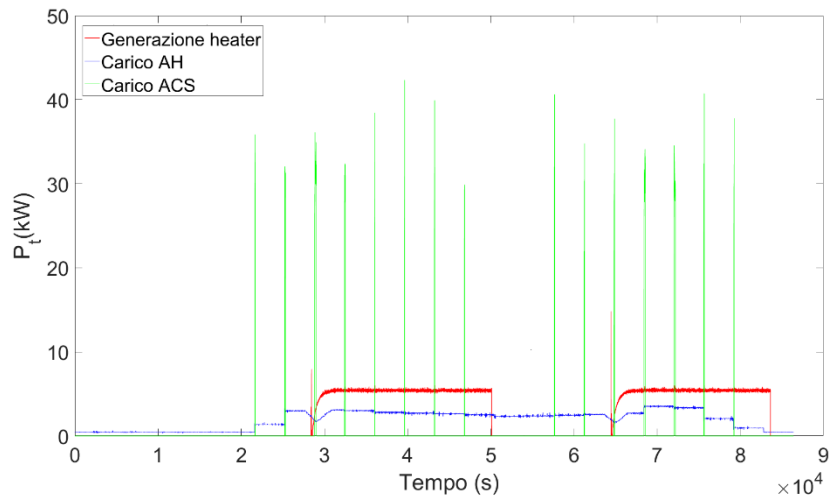


Figura 32. Produzione termica e carichi termici sperimentali

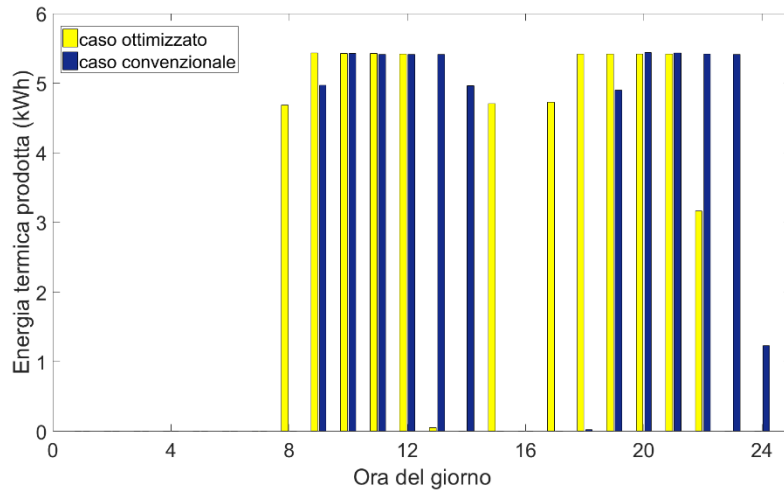


Figura 33. Energia termica prodotta dal riscaldatore elettrico nel caso sperimentale con funzionamento ON/OFF convenzionale e in quello con schedula ottimizzata

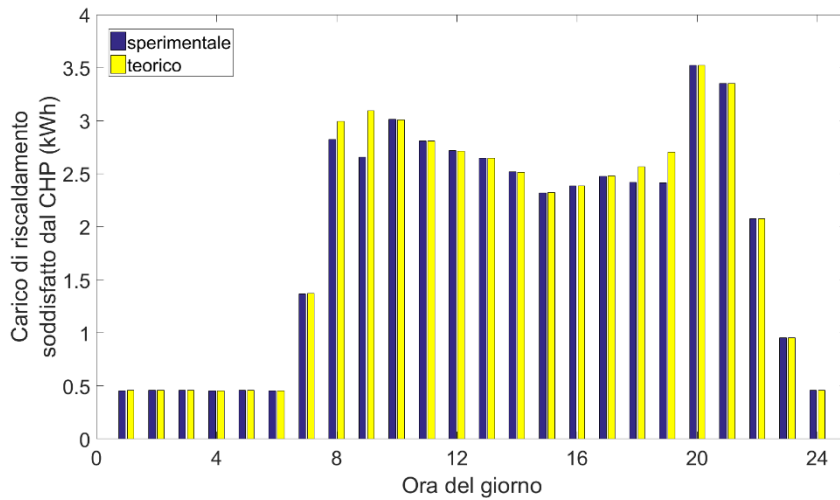


Figura 34. Confronto tra il carico di riscaldamento soddisfatto dal cogeneratore sperimentale e quello teorico

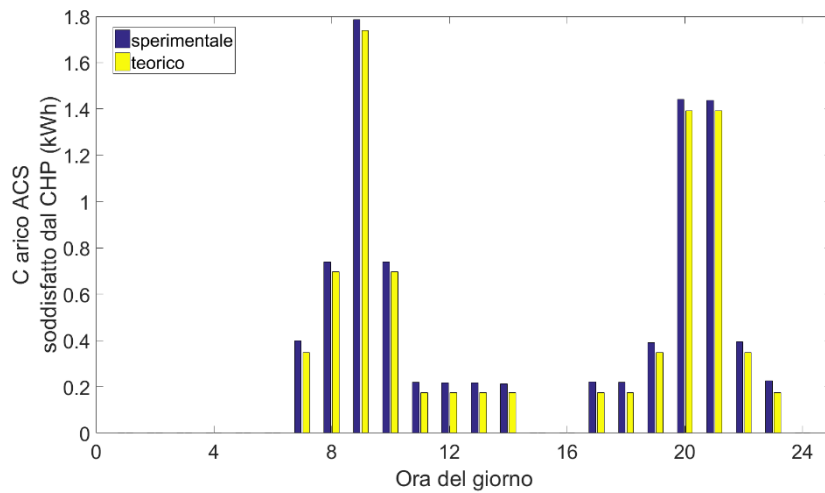


Figura 35. Confronto tra il carico relativo al consumo di acqua calda sanitaria soddisfatto dal cogeneratore sperimentale e quello teorico

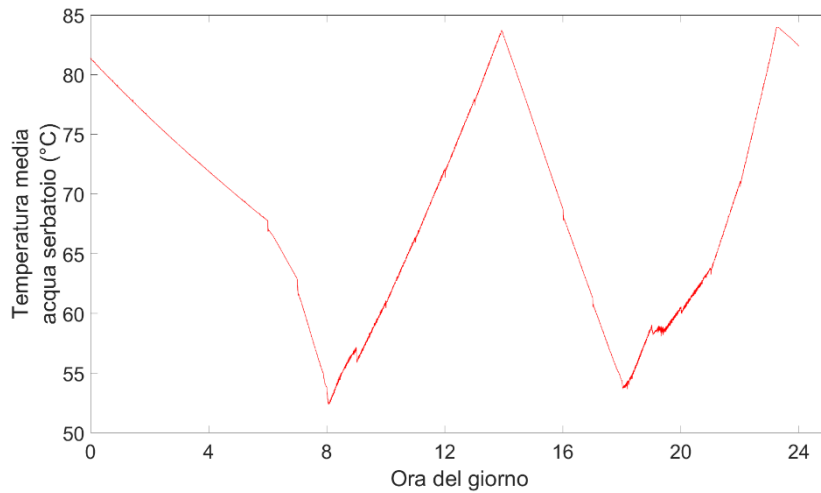


Figura 36. Temperatura media dell'acqua nel serbatoio

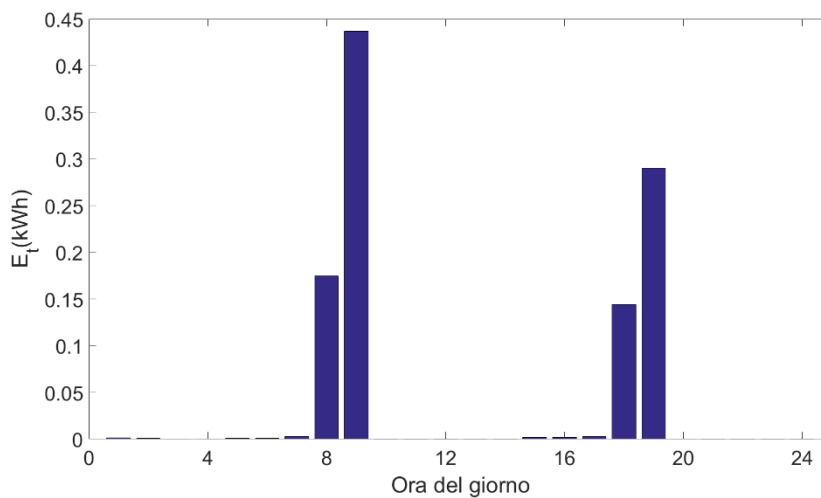


Figura 37. Carico termico soddisfatto dalla caldaia ausiliaria

Infine, la Fig. 38 riporta la produzione elettrica stimata relativa al caso sperimentale con funzionamento ON/OFF convenzionale e quella relativa al caso con schedula ottimizzata. I risultati elettrici rispecchiano quelli termici riportati in Figura 33.

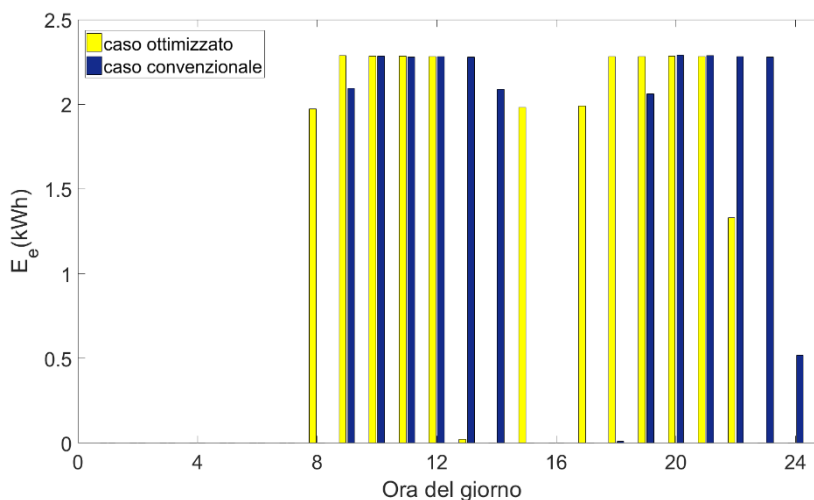


Figura 38. Produzioni elettriche stimata relativa al caso sperimentale con funzionamento ON/OFF convenzionale e a quello con schedula ottimizzata

7.4.3. Confronto tra i risultati ottenuti nei due casi simulati sperimentalmente

La Tabella 11 riporta i consumi di gas e l'elettricità prelevata e immessa in rete, mentre la Tabella 12 riporta i costi ed i ricavi, risultanti dalle due simulazioni sperimentali realizzate. I risultati in Tabella 11 evidenziano che il cogeneratore consuma di più e quindi lavora di più nel caso ottimizzato, con una conseguente maggiore immissione di elettricità in rete rispetto al caso convenzionale. Ciò, unito al fatto che con la schedula ottimizzata la produzione elettrica del cogeneratore è concentrata nelle ore in cui il valore dell'elettricità immessa in rete è maggiore, comporta un bilancio economico a favore della schedula ottimizzata, come si può evincere dai dati economici riportati in Tabella 12.

Tabella 11. Consumi di gas ed elettrici, ed elettricità immessa in rete

	Consumo gas cogeneratore (Sm ³)	Consumo gas caldaia (Sm ³)	Elettricità prelevata dalla rete (kWh)	Elettricità immessa in rete (kWh)
Funzionamento ottimizzato	9,24	0,02	4,11	15,67
Funzionamento convenzionale	9,05	0,14	3,92	15,14

Tabella 12. Costi e ricavi

	Costo gas cogeneratore (€)	Costo gas caldaia (€)	Costo elettricità prelevata (€)	Ricavo per elettricità immessa (€)
Funzionamento ottimizzato	7,11	0,02	0,70	1,32
Funzionamento convenzionale	6,97	0,12	0,67	1,24

8 Conclusioni

Questo documento riporta e dettaglia le attività di ricerca svolte da ENEA nel corso della terza annualità dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA, piano di realizzazione 2017, Progetto D1, obiettivo B: reti termiche distribuite. Tale attività ha riguardato l'implementazione del *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo sviluppato nel corso dell'annualità precedente, ad una rete energetica distribuita reale localizzata nel comune di Torino, al fine di individuare le sue prestazioni ottimali secondo criteri economici ed exergetici. Il *tool* proposto consente di fornire supporto decisionale al gestore della rete, mediante l'identificazione di possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed exergetico. Inoltre, esso consente di quantificare i benefici apportati dall'ottimizzazione operativa di reti energetiche distribuite su scala distrettuale per la sostenibilità a breve e a lungo termine del sistema di approvvigionamento energetico. Il lavoro svolto può essere schematizzato nelle seguenti attività di ricerca:

I. Messa a punto di un *tool* di ottimizzazione multi-obiettivo economico/exergetica sulla base di quello generale sviluppato durante l'annualità precedente e opportunamente modificato considerando la rete energetica distribuita di Torino. L'obiettivo del *tool* è di determinare le strategie di funzionamento ottimali orarie della rete sul fronte di Pareto, che consentono di massimizzare il profitto del gestore della rete e l'efficienza exergetica totale del sistema. Il *tool* proposto è stato implementato alla rete energetica in esame, considerando un giorno ferialo del mese Dicembre e utilizzando i dati sperimentali relativi ai carichi orari elettrici e termici delle utenze. È stata quindi effettuata un'analisi critica del fronte di Pareto ottenuto e delle strategie operative ottimizzate secondo criteri economici ed exergetici. I risultati dell'implementazione hanno mostrato che, nel caso di ottimizzazione economica, le strategie di funzionamento della rete risultano molto sensibili alla variazione dei prezzi di vendita e acquisto dell'energia elettrica. Al contrario, nel caso di ottimizzazione exergetica, gran parte del carico elettrico delle utenze viene soddisfatto dal cogeneratore, indipendentemente dal prezzo di acquisto dell'energia elettrica, evidenziando l'importanza di questa tecnologia per l'obiettivo exergetico. Inoltre, dal confronto con le attuali strategie di funzionamento della rete, è emerso che le prestazioni economico/exergetiche della rete con funzionamento ottimizzato, migliorano, in maniera significativa, rispetto a quelle relative alle attuali strategie di funzionamento, dimostrando, di fatto, l'efficacia del *tool* proposto per la pianificazione operativa delle reti energetiche distribuite su scala distrettuale.

II. Analisi degli effetti del meccanismo di incentivazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) sulle performance economico/exergetiche della rete oggetto dello studio, mediante l'implementazione del relativo schema di incentivazione nel *tool* di ottimizzazione. Il confronto effettuato tra i casi ottimizzati in assenza e presenza di incentivi ha mostrato i sostanziali benefici apportati dall'introduzione del meccanismo dei TEE sulle prestazioni economiche ottimizzate della rete. L'incidenza di tali incentivi sulle prestazioni exergetiche della rete è risultata invece trascurabile nel caso di ottimizzazione exergetica. L'implementazione del *tool* di ottimizzazione alla rete energetica in presenza di incentivi, è stata poi effettuata considerando un intero anno. Dall'analisi delle strategie di funzionamento ottimizzate con riferimento all'intero anno, è emerso che, nel caso di ottimizzazione economica, gran parte dell'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene immessa in rete al fine di massimizzare il profitto del gestore. Nel caso di ottimizzazione exergetica, invece, è emerso che il cogeneratore viene principalmente utilizzato per l'autoconsumo e che, per la copertura dei carichi termici delle utenze, la caldaia a condensazione è preferita alle caldaie tradizionali, grazie alla maggiore efficienza di conversione.

III. Analisi di sensitività condotta al fine di identificare gli effetti di alcuni parametri chiave influenti sulle prestazioni della rete. Tale analisi è stata condotta considerando delle variazioni sia nella configurazione della rete (aggiunta di sistemi di accumulo termico e di cogenerazione), che nei parametri di input alla rete (prezzo di vendita/acquisto dell'energia elettrica, prezzo del gas naturale, valore dei TEE, etc.). Con riferimento alle variazioni nella configurazione della rete, i risultati ottenuti hanno mostrato che l'aggiunta di un cogeneratore e di un sistema di accumulo termico consente di ottenere un miglioramento delle prestazioni economiche della rete. Al contrario, i miglioramenti ottenuti nelle prestazioni exergetiche risultano essere trascurabili. Con riferimento alle variazioni

analizzate nei parametri di input alla rete, i risultati dell'analisi di sensitività hanno mostrato, tra tutti i parametri di input analizzati, il prezzo del gas naturale è il parametro che presenta il maggiore impatto sulle prestazioni sia economiche che exergetiche della rete.

IV. Identificazione di indici prestazionali che, con riferimento alla rete energetica in esame e ai risultati ottenuti nelle precedenti fasi, prendono in esame i vantaggi relativi alla grandezza exergia in termini di sostenibilità dell'approvvigionamento energetico.

V. Validazione sperimentale del *tool* di ottimizzazione proposto mediante l'utilizzo di uno degli impianti del laboratorio prove accumulo termico del CR ENEA Portici.

Appendice: Modello dello schema di incentivazione dei TEE

I TEE, anche noti come Certificati Bianchi, sono titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici conseguiti negli usi finali di energia, realizzando interventi di incremento dell'efficienza energetica. Per ogni TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) di risparmio conseguito, grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica, viene riconosciuto un Certificato per tutta la sua vita utile stabilita dalla normativa per ogni tipologia di progetto (da 3 a 10 anni). I soggetti volontari e i soggetti obbligati scambiano i TEE sulla piattaforma di mercato gestita dal GME o attraverso contrattazioni bilaterali. Nel caso in esame, i TEE rappresentano quindi una potenziale forma di guadagno per il gestore della rete. La funzione obiettivo economica, in presenza di incentivi, è stata formulata come:

$$Prof = R^{Sell,grid} + R^{Sell,users} + R^{WC} - C^{Energy} \quad (A1)$$

dove R^{WC} rappresenta il ricavo ottenuto dalla vendita dei certificate, formulato come il prodotto del valore di ciascun certificato, WC , e del loro numero. Quest'ultimo è stato formulato come:

$$WC = \sum_t (E_{CHP,t} / \eta_{ref,e} + H_{CHP,t} / \eta_{ref,th} - G_{CHP,t}^{Buy} LHV_{gas}) cK \quad (A2)$$

dove $\eta_{ref,e}$ and $\eta_{ref,th}$ rappresentano i rendimenti elettrici e termici di riferimento per la generazione separata, assunti rispettivamente pari a 0,46 e 0,90, il fattore c tiene conto della conversione da kWh a TEP, mentre K è un coefficiente che varia a seconda della taglia del cogeneratore, che, nel caso in esame, è stato assunto pari a 1,4.

Riferimenti bibliografici

- [1] M. Badami, A. Portoraro, “Analisi di performance e monitoraggi energetici di reti termiche distribuite”, Report RdS/PAR2013/056, Politecnico di Torino, 2014.
- [2] M. Di Somma, M. Caliano, G. Graditi, L. Mongibello. “Sviluppo ed implementazione di un tool di ottimizzazione per la determinazione di soluzioni progettuali mediante approccio multi-obiettivo di reti energetiche distribuite a servizio di distretti”, Report RdS/PAR2016, Ottobre 2017.
- [3] M. Di Somma, G. Graditi, E. Heydarian-Forushani, M. Shafie-Khah, P. Siano. “Stochastic optimal scheduling of distributed energy resources with renewables considering economic and environmental aspects”. *Renewable Energy*, vol. 116, pp. 272-287, 2018.
- [4] M. Di Somma, B. Yan, N. Bianco, P. B. Luh, G. Graditi, L. Mongibello, V. Naso. “Multi-objective operation optimization of a Distributed Energy System for a large-scale utility customer”. *Applied Thermal Engineering*, vol. 101, pp. 752-761, 2016.
- [5] B. Yan, P.B. Luh, G. Warner, P. Zhang, “Operation and design optimization of microgrids with renewables”. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol.14(2), pp. 573-585, 2017.
- [6] B. Yan, P.B. Luh, B. Sun, C. Song, C. Dong, Z. Gan, et al., “Energy-efficient management of eco-communities”, in: *Proceedings of IEEE CASE; Madison, USA, 2013. August 17-20.*
- [7] X. Guan, Z. Xu, Q. Jia, “Energy-efficient buildings facilitated by microgrid”, *IEEE Trans Smart Grid*, vol.1, pp. 466-473, 2011.
- [8] H. Ren, W. Zhou, K.I. Nakagami, W. Gao, Q. Wu, “Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects”, *Appl. Energy* vol. 87, pp. 3642-3651, 2010.
- [9] M. Di Somma, G. Graditi, L. Mongibello, M. Caliano. “Analisi critica dello stato dell’arte delle metodologie e strategie multi-obiettivo adottabili per la minimizzazione dei costi dei vettori energetici e dell’impatto ambientale di reti energetiche distribuite a servizio di distretti”, Report RdS/PAR2015/140, Settembre 2016.
- [10] U. Ciarniello, G. Orsini, F. Santi. “1.2.2-Indagine sui consumi e sulla diffusione delle apparecchiature nel settore terziario in Italia”. Report tecnico RSE A5-053452 (2005) Disponibile: http://www.rse-web.it/documenti.page?RSE_manipulatePath=yes&RSE_originalURI=/documenti/documento/313056&country=ita
- [11] Servizio elettrico nazionale. <https://www.servizioelettriconazionale.it/it-IT/tariffe/altri-usi/bta-6-trioraria>
- [12] GME, Disponibile: <http://www.mercatoelettrico.org/It/>
- [13] https://www.ilteleriscaldamento.eu/pdf/torino/torino_01_01_2015.pdf
- [14] Deloitte. European Energy Market reform – Country Profile: Italy. Disponibile online: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-italy.pdf>
- [15] N. Trudeau, M. Francoeur, “Energy Efficiency indicators for Public Electricity Production from fossil fuels”. OECD/IEA, 2008.
- [16] Y.J. Kotas “The exergy method for thermal plant analysis”. reprint ed. Malabar, FL: Krieger; 1995.
- [17] E.S. Barbieri, F. Melino, M. Morini. “Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro cogeneratore systems for residential building applications”. *Appl Energy* 2012;97:714–22
- [18] M. Bianchi, A. De Pascale, P.R. Spina. “Guidelines for residential micro-cogeneratore systems design. *Appl Energy* 2012;97:673–85.
- [19] “Educogen, The European Educational Tool on Cogeneration”, seconda edizione, 2001
- [20] “IPCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories e CO2 Emissions from Fuel Combustion, Highlights”, edizione 2013, IEA, 2013.

[21]L. Mongibello, N. Bianco, M. Caliano, G. Graditi. "Influence of heat dumping on the operation of residential micro-cogeneratore systems". Applied Energy 2015;160:206-220.