

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Tesi di Laurea Magistrale

**Configurazione ottimale di un sistema poligenerativo
associato ad una rete di teleriscaldamento e
teleraffrescamento**



Relatore: Prof. Aldo Canova
Corelatore: Ing. Paolo Lazzeroni

Tesi di laurea di:
Fabio Galizia
Matr. 232174

Anno accademico 2018/2019

Indice

1	Introduzione sulla Cogenerazione CHP	3
2	Teleriscaldamento e Teleraffrescamento	5
3	Introduzione all'analisi	10
4	Assetto Ante-Operam	11
4.1	Fabbisogno termico degli edifici	11
5	Metodi Diretti	14
5.1	Pattern Search: Il metodo di ricerca ottimale	16
6	XEMS13: Funzionamento	18
6.1	XEMS13: Sintassi	21
7	Calcolo degli incentivi	26
7.1	Incentivo sulla cogenerazione	26
7.2	Incentivo sul Solare Termico	29
8	Scenari proposti	31
8.1	Configurazione ottimale Scenario 1	31
8.2	Configurazione ottimale Scenario 2	63
8.3	Analisi di sensitività Scenario 2	100
9	Conclusioni	107
10	Bibliography	111
A	Codice Matlab completo	112

1 Introduzione sulla Cogenerazione CHP

La cogenerazione fa parte dei sistemi poligenerativi.

Un sistema é detto poligenerativo quando, ricevendo una data quantitá in ingresso, produce differenti quantitá di natura differente.

La cogenerazione é definita dalla Direttiva Europea 2012/27 [7] come *“generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica“*.

Infatti la cogenerazione prevede un sistema con una energia primaria termica in entrata (solitamente Gas Naturale), e la possibilitá di produrre contemporaneamente energia termica ed energia elettrica. Grazie a questa tecnologia, é possibile avere rendimenti elevatissimi, prossimi all’unitá (75-90%), dipendendo dalla taglia dell’impianto.

In sostanza la cogenerazione permette di poter produrre piú vettori energetici diretti a diverse tipologie di utenti. Nel caso in cui oltre al vettore riguardante un apporto termico di calore esista anche un vettore riguardante il raffrescamento, allora si parla di “trigenerazione“.

Nei grossi impianti industriali é largamente impiegata la cogenerazione per produrre contemporaneamente sia un vettore energetico elettrico che vettori energetici termici per servire utenze secondarie.

Questo é possibile che venga effettuato in cascata in un unico impianto. per questo motivo gli impianti a cogenerazione o trigenerazione vengono anche detti impianti a CHP, dall’inglese Combined Heat and Power, o Combined Cooling Heat and Power (CCHP).

Come possiamo vedere dalla figura seguente, tramite un impianto CHP si riesce a produrre vettori energetici differenti, quali ad esempio elettricitá, acqua calda pronta per la rete di teleriscaldamento che servirá poi le utenze come acqua calda sanitaria o riscaldamento tramite scambiatori di calore opportunamente dimensionati, calore sotto forma di vapore per l’industria.

In alternativa alla cogenerazione, l’energia elettrica e termica, viene tradizionalmente prodotta in modo separato. La produzione di energia elettrica infatti viene attuata da centrali termoelettriche le quali inevitabilmente disperdono calore a bassa temperatura in ambiente riducendo cosí il rendimento, mentre la produzione di calore viene effettuata direttamente tramite caldaie alimentate da combustibile soli-

tamente ad alto potere calorifico.

Ultimamente però si ha uno spostamento dell'ideologia verso la produzione combinata di energia elettrica e termica e non più separata, potendo così recuperare l'eventuale calore di processo che andrebbe disperso in ambiente e aumentando considerevolmente i rendimenti degli impianti grazie anche al risparmio energetico determinato dal minor consumo di combustibile.

La concezione degli impianti di cogenerazione nasce dal fatto di poter sfruttare il calore disperso da un impianto di produzione di energia elettrica che rappresenta una dispersione inevitabile che fa parte del processo stesso.

Vediamo come è rappresentato in *figure 1* in modo semplificato un impianto a cogenerazione.

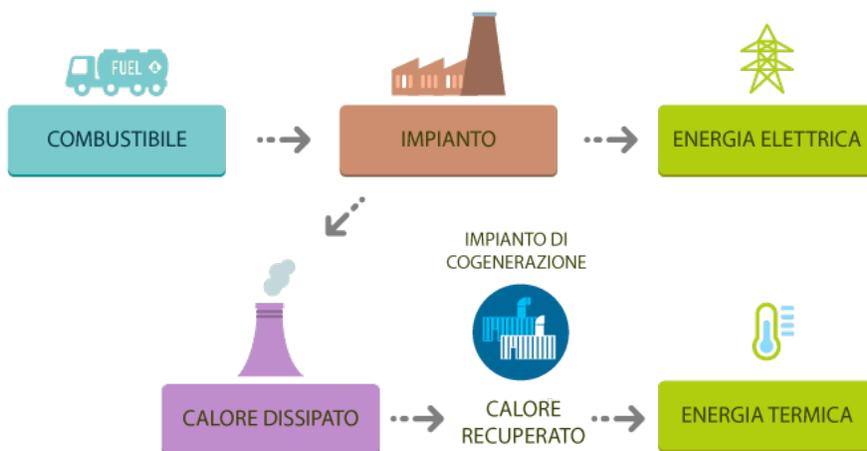


Figure 1: Simplified difference between traditional plant and cogeneration plant (Source:[13])

Un esempio classico di cogeneratore è costituito da motori termici che vengono alimentati con combustibili fossili e producono calore che deve essere convertito dapprima in energia meccanica per poter mettere in movimento ad esempio una turbina e successivamente in energia elettrica tramite alternatori. Questo processo è un ciclo termodinamico e non tutto il calore può essere trasformato in "lavoro" secondo il 2° principio della termodinamica; una parte viene dissipato sotto forma di vapore o fumi di scarico. Questa porzione di calore non sfruttato viene recuperato nella cogenerazione.

2 Teleriscaldamento e Teleraffrescamento

Il teleriscaldamento consiste nella distribuzione - attraverso una rete - di acqua calda, surriscaldata o vapore, prodotta in modo centralizzato.

L'utilizzo di una rete di teleriscaldamento permette una gestione razionale delle fonti energetiche poiché la centrale ad essa collegata eroga una potenza termica costante. In questo modo si evitano le oscillazioni dovute al variare della domanda e le emissioni inquinanti risultano più controllate, portando un vantaggio ambientale ed economico.

La fase di planning e messa in opera di un impianto di teleriscaldamento segue i principi della direttiva europea 2012/27/EU ([8]).

La direttiva 2012/27/UE sancisce il ruolo fondamentale dell' Efficienza energetica come strumento strategico nell'attuale scenario europeo al fine di affrontare sfide quali:

- Riduzione dell'emissioni di gas serra
L' attenzione sempre crescente verso l'ambiente, anche grazie alla consapevolezza degli effetti sulla salute umana, impone di considerare la riduzione delle emissioni al pari del risparmio economico.
- Sostenibilità delle fonti energetiche primarie
La dipendenza dell'Unione europea dal punto di vista energetico da risorse fossili, spesso collocate in aree politicamente instabili, e la scarsità di risorse energetiche proprie mette a rischio lo sviluppo economico dell'Europa.
- Limitare i cambiamenti climatici
A livello globale l'aumento della popolazione e il miglioramento degli standard di vita, porterebbe a un cambiamento climatico irreversibile del nostro pianeta con pesanti ripercussioni sulle economie dei singoli paesi, costretti a gestire capitali sempre maggiori al fine fronteggiare catastrofi naturali
- Rilanciare la crescita economica
Efficienza energetica é una grande opportunità per il rilancio diversi settori della nostra economia, dai trasporti all'edilizia. Ma soprattutto é un catalizzatore all'introduzione e la diffusione di tecnologie sempre più innovative ed efficienti.

- Creare nuovi posti di lavoro
La ripresa di competitività delle aziende, il rilancio dei principali settori industriali e una introduzione di tecnologie innovative, porteranno alla creazione di nuovi posti di lavoro di qualità in diversi settori connessi con l'efficienza energetica.
- Aumentare la competitività delle aziende
Energia è oggi una delle principali voci di costi operativi nel bilancio delle aziende, se non la più rilevante, tanto da mettere in pericolo il futuro delle aziende stesse. L'efficienza energetica è la strategia a più alto impatto sul bilancio a disposizione delle aziende e con il più alto potenziale di risparmio energetico.

La Direttiva 27 impone un risparmio energetico pari al 20% dei consumi di energia primaria rispetto alle proiezioni del 2020.[5]
Tale riduzione di consumi di energia significa che l'Italia dovrà ottenere un risparmio energetico di 20 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio di energia primaria e 15.5 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio in energia finale.

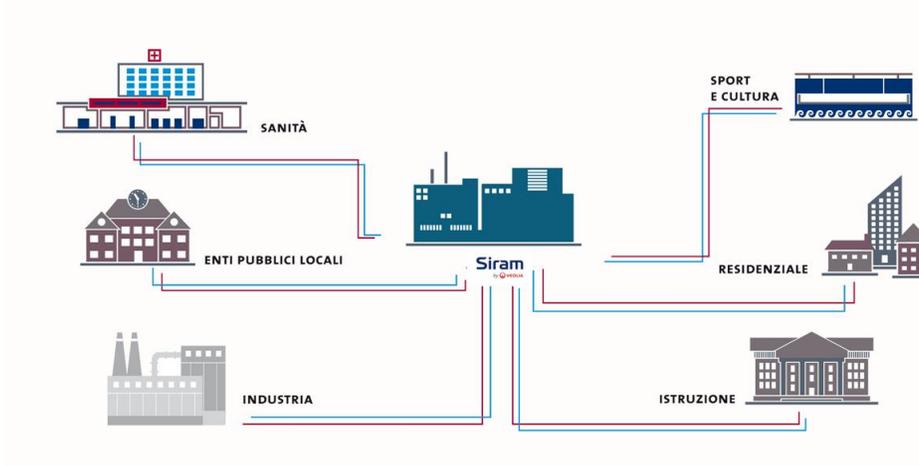


Figure 2: La rete del Teleriscaldamento/Teleraffrescamento (Source:[14])

Oltre ai benefici relativi al minor impatto ambientale e al risparmio energetico generale, il servizio di teleriscaldamento offre numerosi vantaggi anche per l'utente finale: è semplice da utilizzare, sicuro ed economico. Infatti, distribuendo acqua

calda, non é piú necessario installare presso l'abitazione o il condominio la centrale termica e tutte le infrastrutture connesse al suo funzionamento, come canne fumarie, locali appositi, scarichi di sicurezza o cisterne.([3])

Scomparendo anche la centrale termica presso l'utenza, si eliminano anche i rischi di esplosione ed intossicazione da fumi, visto che le prescrizioni di legge sulle verifiche di sicurezza e di efficienza energetica delle caldaie non vengono sempre osservate, e risulta difficile effettuare controlli a tappeto su un numero tanto elevato di impianti.

Il teleriscaldamento permette inoltre all'utente finale di risparmiare sui costi relativi alla manutenzione, riparazione e sostituzione degli impianti: le apparecchiature della sottocentrale, infatti, sono semplici e le spese di manutenzione minime. L'utente paga solo il calore già pronto all'uso, e lo paga a consumo effettuato, ad una tariffa normalmente inferiore a quella del calore prodotto tramite combustione in una caldaia individuale alimentata a gas naturale. Tutti i moderni impianti di teleriscaldamento prevedono sistemi di contabilizzazione per ogni singolo alloggio, affiancati a sistemi di controllo dei tempi di funzionamento e delle temperature.

Il teleriscaldamento garantisce quindi all'utente questi benefici:

- maggior convenienza rispetto al gasolio o al GPL, perché il costo del teleriscaldamento é ancorato a quello del gas naturale, definito secondo i parametri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas;
- minori costi di gestione e di manutenzione della centrale termica, rispetto alle tradizionali caldaie;
- viene computata solo l'energia effettivamente consumata;
- l'aliquota IVA, per uso privato, é solo del 10% (oli combustibili 20%);
- la temperatura scelta per il riscaldamento e dell'acqua corrente é gestita dal cliente;
- nessun costo di sostituzione di caldaia e bruciatore;

- abbattimento dei costi per la manutenzione ed il controllo periodico obbligatorio della caldaia e inclusa la pulizia e la verifica dei condotti dei fumi;
- eliminazione dei rischi di esplosione ed intossicazione da fumi;
- risparmio dello spazio dedicato al locale caldaia;
- realizzazione o riconversione di alcune delle superfici presenti sul tetto degli edifici, vista l'eliminazione delle canne fumarie;
- eliminazione della necessità del "terzo responsabile" per le attività direttamente connesse a caldaia e bruciatore;
- il servizio calore con il teleriscaldamento è attivo tutto l'anno, a differenza dei tradizionali impianti di riscaldamento.

Esistono comunque degli aspetti negativi di un impianto di teleriscaldamento, che non possono essere ignorati, a partire dai lunghi tempi previsti per il ritorno degli investimenti, di circa 15 anni. Inoltre si tratta di questi aspetti:

- Questi impianti sono convenienti solo in zone densamente popolate, a causa del costo elevato degli impianti di distribuzione;
- L'energia ha dei costi di vendita in genere abbastanza elevati rispetto a quella prodotta con altre fonti, come le biomasse o il metano;
- Le centrali possono generare inquinamento acustico.

Una rete di Teleraffrescamento è generalmente costituita da attrezzature collettive di produzione e dalla distribuzione d'acqua refrigerata. L'acqua refrigerata è prodotta da centrali frigorifere e trasportata da tubazioni (la rete di distribuzione) che servono le costruzioni fornite di punti di consegna (le sottostazioni di scambio).

L'acqua refrigerata cede allora una parte della sua energia frigorifera agli impianti della costruzione

Una rete di teleraffrescamento/teleriscaldamento funziona in circuito chiuso. Comprende dunque sempre almeno due tubazioni:

- una per condurre l'acqua refrigerata verso le utenze.
- l'altra per il ritorno dell'acqua verso le centrali di produzione.

La rete di teleraffrescamento implica così tre elementi fondamentali:

- le centrali di produzione
- le reti di distribuzione
- i posti di consegna o sottostazioni. Le fonti di raffreddamento dell'acqua possono essere il pompaggio nel mare, i laghi, i fiumi combinati a gruppi frigoriferi.

3 Introduzione all'analisi

Il caso studio preso in esame in questa tesi riguarda una rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento attualmente ubicate in un'area del nord Italia di una zona climatica E.

Attualmente la rete di teleriscaldamento é alimentata attraverso una centrale di rilancio.

Questa situazione comporta inevitabilmente l'acquisto di calore da terzi, in questo modo l'energia primaria é generata presso una centrale di cogenerazione esterna allo stabilimento.

Al contrario, il circuito di acqua fredda per il teleraffrescamento é alimentato da due gruppi frigoriferi elettrici a compressione di diretta proprietá dello stabilimento.

L'acquisto di energia primaria da terzi rappresenta quindi una spesa ingente per lo stabilimento e di conseguenza sarebbe preferibile una situazione in cui anche la generazione di calore primario sia di proprietá dello stabilimento.

Si é quindi deciso di effettuare un'analisi tecnico-economica sulla possibilitá di poter generare autonomamente energia primaria per far fronte poi alla distribuzione di calore/freddo, tramite rete, tra le utenze.

Si é optato per una possibile installazione di un impianto di cogenerazione (CHP) da far lavorare assieme ad una caldaia e i gruppi frigorifero già pre-esistenti.

Verrá mostrato dapprima lo stato attuale dello stabilimento, assieme alla descrizione dei profili di carico al quale far fronte. Successivamente si entrerà nel merito dell'analisi vera e propria andando a scegliere la tagliaottimale dei sistemi di generazione da installare all'interno dell'impianto.

Queste taglie saranno infatti determinate attraverso un algoritmo di ottimizzazione (di tipo Pattern Search con l'obiettivo di massimizzare il Valore Attuale Netto (VAN o NPV in inglese) dell'investimento.

A questo proposito ci verrà in aiuto il programma XEMS13, sviluppato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino, il quale permetterà di calcolare i flussi di cassa derivanti dalla gestione operativa dei sistemi di generazione. Nello specifico XEMS13 permette infatti di determinare i livelli di produzione di ciascuna sorgente al fine di minimizzare i costi operativi mediante una procedura di ottimizzazione di tipo Mixed Integer Linear Programming (MILP).

L'analisi verrà interamente svolta all'interno dell'ambiente Mathworks Matlab il che implica una dovuta conoscenza del linguaggio di programmazione per poter comprendere a fondo l'analisi effettuata.

4 Assetto Ante-Operam

Attualmente i fabbisogni termici degli edifici sono soddisfatti da un sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento composto nel seguente modo:

- L'acqua refrigerata viene prodotta in loco tramite due gruppi frigo a compressione (chiller elettrici) da 1740 kWf e 512 kWf con COP=4.5
- La produzione di acqua calda non viene prodotta localmente ma acquistata da società terza. La centrale termica in questo caso serve come impianto di rilancio e pompaggio per la rete di teleriscaldamento.

Per poter effettuare l'analisi per il successivo processo di ammodernamento, è necessario disporre dei profili termici derivanti dai fabbisogni degli edifici interessati. Tali profili sono stati ottenuti combinando i consumi termici annuali misurati con profili di carico termico normalizzati disponibili in letteratura, mentre tramite analisi dell'attuale struttura di rete è stato possibile stimare le relative perdite di energia annuali.

4.1 Fabbisogno termico degli edifici

I profili di carico termico orari per ciascuna utenza sono stati definiti tramite profili normalizzati presenti in letteratura e tramite misurazioni effettuate direttamente in edifici simil tenendo anche conto delle richieste di energia da parte dei diversi edifici. E' da tenere conto che il carico termico è differente a seconda della stagione in analisi e soprattutto della destinazione d'uso se uffici o residenziale o commerciale.

Il database dei profili termici è composto da 168 valori per ogni settimana tipo del mese, corrispondenti ad uno step temporale di 1 h, per un totale di 14 settimane. E' stato deciso di aggiungere 2 settimane tipo ulteriori rispetto le normali 12 settimane tipo corrispondenti ad 1 settimana tipo per mese, in modo da suddividere in due parti il mese di Aprile (dal 1 al 15 e dal 16 al 30 Aprile) e il mese di Ottobre (dal 1 al 15 e dal 16 al 31 Ottobre).

In questo modo é possibile tenere conto delle variazioni dovute all'accensione e spegnimento dei sistemi di riscaldamento negli edifici, secondo la norma attualmente vigente secondo la zona climatica E.

Da un'analisi delle 14 settimane tipo si evince che i picchi di riscaldamento e raffrescamento si verificano nel mese di Gennaio e Luglio rispettivamente.

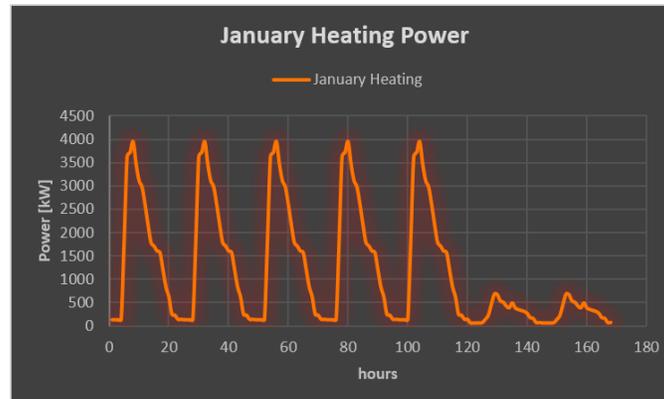


Figure 3: Heating on January week

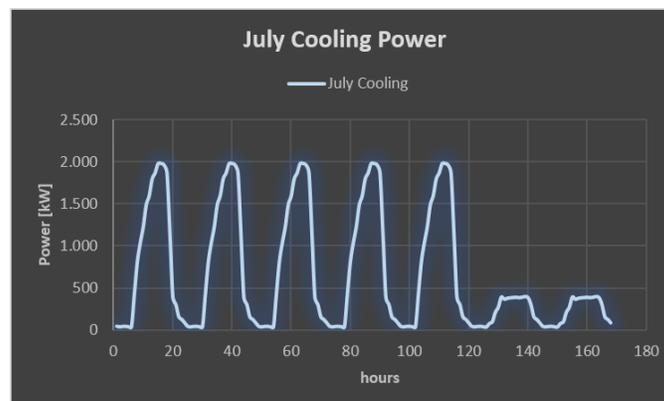


Figure 4: Cooling on July week

Possiamo notare il picco di riscaldamento attorno ai 4MW mentre il picco per quanto riguarda il teleraffrescamento si aggira attorno i 2MW, capacità massima limite dei due impianti frigoriferi.

Questo porta una grossa criticità per quanto riguarda la totale copertura del fabbisogno di teleraffrescamento in quanto i macchinari potrebbero lavorare al limite.

A titolo di esempio si riporta l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica durante le settimane tipo di Gennaio, Aprile (1-15) e Luglio. I prezzi qui di seguito mostrati, fanno riferimento a dati storici relativi all'anno 2015 forniti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) [9].

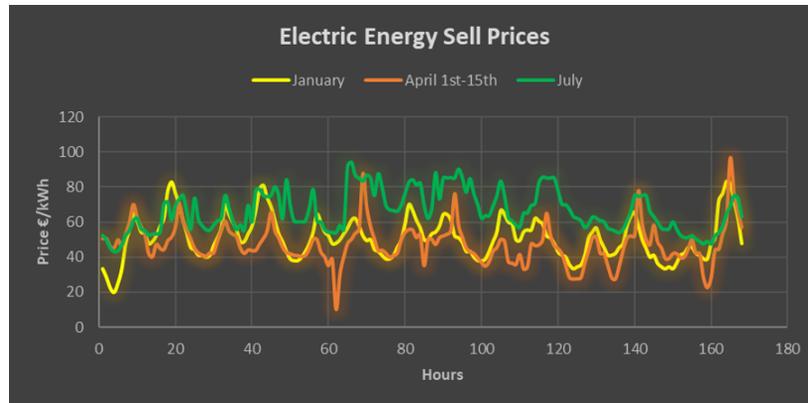


Figure 5: Electrical Energy Sell Price

Come ci si può aspettare dal grafico riportato in Figura 5, il prezzo dell'energia elettrica é mediamente piú alto nella settimana tipo estiva di Luglio.

Per quanto riguarda il prezzo del gas, é stato stimato un valore pari a $0,37\text{€}/\text{m}^3$ considerando una richiesta di volumetria pari a circa $1\text{Mm}^3/\text{anno}$.

Tale valore é da considerarsi al netto delle accise le quali verranno discusse in seguito nei prossimi capitoli.

5 Metodi diretti di ricerca del punto ottimale

L'importanza e la complessità degli impianti odierni è notevolmente più rilevante rispetto al passato.

Le scelte correlate agli impianti, infatti, sono divenute oggi fondamentali non solo per l'aspetto legato al risparmio energetico, ma anche per la vivibilità dell'ambiente e quindi il modo in cui gli impianti possono arrecare benessere alla nostra vita, con riscontri anche sulla produttività.

Di conseguenza è di fondamentale importanza dimensionare in modo ottimale gli impianti per massimizzarne la resa economica e produttiva.

Il corretto dimensionamento è effettuato grazie al supporto di software di calcolo che utilizzano diversi metodi di "ricerca dell'ottimo" che possono essere diretti, indiretti o iterativi a seconda della complessità del problema in esame e della sua natura.

I metodi diretti di ricerca del punto ottimale sono basati su una trasformazione del sistema algebrico iniziale in uno **equivalente** dalla struttura più semplice.

La soluzione è ottenuta in un numero finito di passi ed in assenza di errori di arrotondamento si otterrebbe la **soluzione esatta**.

I metodi di ricerca diretti sono principalmente impiegati in sistemi "piccoli" e "densi" in quanto la loro efficienza è stimata in termini di **costo computazionale**; di conseguenza i fattori principali che determinano la velocità di risoluzione dei metodi diretti sono innanzitutto la complessità del sistema, meno variabili in gioco e tolleranze più piccole portano sicuramente ad una velocità di risoluzione maggiore, ma anche le performance della macchina sulla quale viene effettuata l'analisi.

In particolare i metodi di ricerca diretta permettono di risolvere problemi di ottimizzazione che non richiedono alcuna informazione sul gradiente della funzione obiettivo.

A differenza dei metodi di ottimizzazione tradizionali, che utilizzano le informazioni sul gradiente o su derivate superiori per cercare un punto ottimale, un algoritmo di ricerca diretta cerca, in un insieme di punti attorno al punto di partenza, quello dove il valore della funzione obiettivo è inferiore al valore al punto di partenza stesso.

In generale è possibile utilizzare i metodi di ricerca diretta per risolvere problemi per i quali la funzione obiettivo non è differenziabile o non continua.

Tra i principali metodi diretti troviamo il metodo di eliminazione di Gauss, Fattorizzazione LU, fattorizzazione QR, metodo di eliminazione con pivoting. Brevemente l'eliminazione di Gauss, chiamata anche metodo di eliminazione di Gauss e spesso abbinata con l'acronimo MEG, prende il nome dal matematico tedesco Carl

Friedrich Gauss ed è un algoritmo che consente di ridurre qualsiasi matrice in una matrice a scalini con quello che viene chiamato *algoritmo di Gauss*.([2])

Il metodo di riduzione gaussiana è tra i più utilizzati in algebra lineare ed è usato per risolvere sistemi lineari e per calcolare il rango di una matrice. Inoltre, una sua variante, detta "metodo di eliminazione di Gauss-Jordan", permette di calcolare la matrice inversa di ogni matrice quadrata invertibile.

Lo scopo della fattorizzazione è quello di scomporre una matrice in un prodotto di matrici aventi struttura più semplice.([1])

Il metodo di Gauss oltre a trasformare un sistema lineare in un sistema triangolare fornisce anche la fattorizzazione LU della matrice A del sistema.

La matrice L è una matrice triangolare inferiore mentre la matrice U è una matrice triangolare superiore.

Non entreremo nel dettaglio di questo metodo. Prendiamo ora in considerazione il metodo diretto di ricerca utilizzato per la simulazione ed integrato con il software XEMS13.

5.1 Pattern Search: Il metodo di ricerca ottimale

Per l'analisi del caso studio in questione è stato utilizzato il "Pattern Search" un metodo di ricerca diretto per bisezione per determinare le taglie ottimali dei componenti da simulare in analisi.

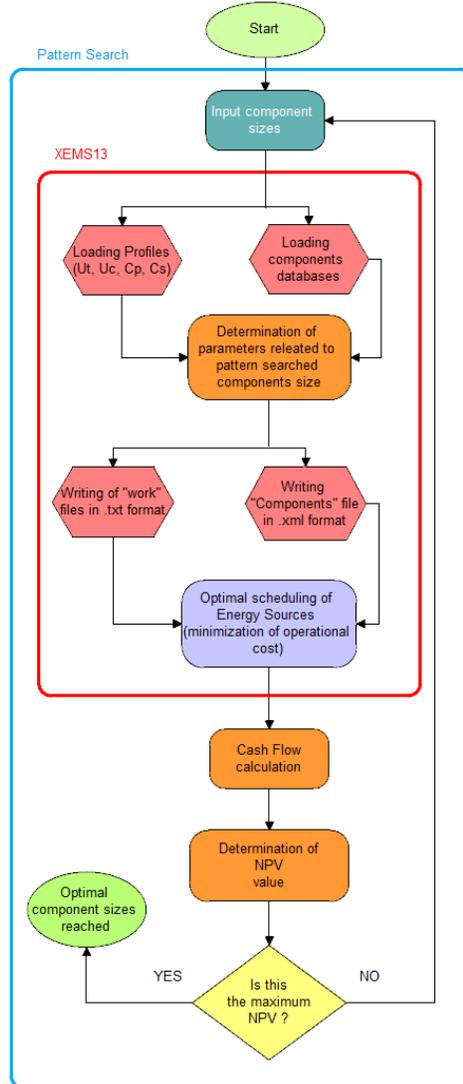


Figure 6: Diagramma a blocchi del flusso di lavoro

calcolare la funzione obiettivo e quindi determinare le taglie ottimali dei componenti.

In questo caso studio la funzione obiettivo da massimizzare coincide con il Net Present Value (NPV) o Valore Attuale Netto calcolato con la seguente formula:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Dove R_t rappresenta il valore netto dei flussi di cassa (positivi e negativi) mentre i indica il "discount rate" ovvero il tasso di interesse.

Il simbolo t indica il periodo di tempo in anni nel quale si vuole effettuare l'analisi; n rappresenta l'anno di fine analisi.

Ne consegue che si è reso necessario calcolare anche i flussi di cassa e quindi i costi operativi di gestione dell'impianto stesso.

Il calcolo dei flussi di cassa è stato effettuato integrando in modo ottimizzato il software XEMS13.

Quindi è stato integrato un sistema che funziona come metodo di calcolo che permette di determinare lo scheduling ottimale delle sorgenti all'interno di un sistema energetico all'interno dell'algoritmo per determinare i flussi di cassa e

Di fianco viene riportato lo schema a blocchi del flusso di lavoro eseguito per l'analisi del problema.

I metodi di tipo pattern search procedono valutando la funzione obiettivo su punti appartenenti ad una griglia.

Questa griglia è indipendente dalla funzione obiettivo ed è definita da un insieme di direzioni e da uno scalare Δ che indica la distanza tra i punti della griglia. L'idea è quella di esplorare la griglia centrata nel punto corrente alla ricerca di un punto con funzione obiettivo migliore del punto corrente.

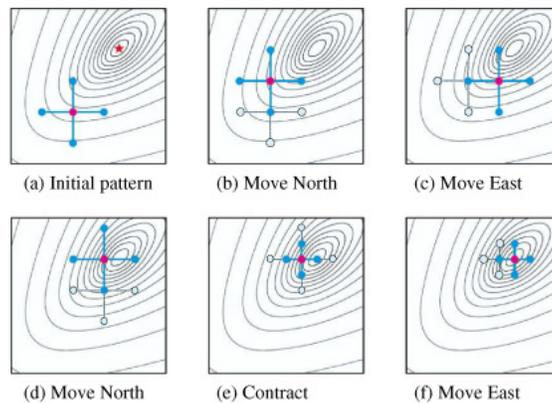


Figure 7: Come lavora il Pattern Search (Source [16])

Col susseguirsi delle iterazioni per la ricerca del punto ottimale si accorcia anche il passo di ricerca in modo da affinare il risultato.

E' da tenere presente che più bisezioni vengono eseguite maggiore sarà il tempo impiegato per la ricerca dell'ottimo, esso dipende anche fortemente dalla macchina sulla quale viene eseguita l'analisi.

Il metodo pattern Search ha permesso di arrivare a risultati più che soddisfacenti con percentuali di errori minimi, eseguendo i calcoli con 3 bisezioni e tempi di calcolo per ogni simulazione attorno alle 24/36 ore per raggiungere la convergenza.

6 XEMS13: Funzionamento

XEMS13 é un programma sviluppato dal dipartimento di Energia del Politecnico di Torino per le simulazioni e ottimizzazioni di sistemi poligenerativi con differenti vettori energetici come ad esempio cogenerazione e trigenerazione. Esso tiene conto dei vincoli tecnici, economici e ambientali utilizzando una formulazione del problema di gestione ottimizzata denominata Mized Integer Linear Programming (MILP) e può operare in due modalità: per installazioni già esistenti ovvero tenendo conto della previsione dei prezzi e della domanda, oppure per installazioni future e quindi uno studio preliminare di quello che possono essere le performance del nuovo impianto.

1) Analisi tecniche:

- Layout impianto e interazione tra diversi vettori energetici a seconda delle caratteristiche dei componenti.
- Vincoli tecnici sulla potenza minima dei componenti, tempo minimo di accensione e spegnimento.
- Richieste di carico e energie rinnovabili non controllabili sono considerati dei vincoli del problema.
- Ottimizzazione della gestione della conservazione di energia in un periodo di tempo (un giorno, settimana, ecc.).

2) Analisi economica:

- Le variazioni di prezzo dell'energia elettrica sono considerate su una base oraria.
- Gli Incentivi sul combustibile utilizzato sono considerati all'interno delle formule matematiche.
- Gli incentivi derivanti da fonti rinnovabili sono considerati nei bilanci economici del problema.

3) Analisi ambientale:

- I componenti alimentati dal combustibile convenzionale sono caratterizzati dai loro coefficienti di emissione in termini di inquinanti globali di gas serra, come i biossidi di carbonio e gli inquinanti locali come NO_x, particolato, ecc.
- I fattori di emissione per il consumo di elettricit  acquistata dalla rete sono basati su database che tengono conto della zona in cui   ubicato l'impianto.
- Sono considerate le potenze generate da biomassa bruciata.

Il programma XEMS13 richiede in input una serie di informazioni:

1) profili di carico (termico elettrico ecc) tutti in formato .csv in stile tabellare. Tutti i dati dei vari profili di carico hanno un formato standard composto da 6 colonne e varie righe che corrispondono al numero degli intervalli di analisi. L'intervallo di simulazione scelto per l'analisi   una settimana a base oraria, quindi avremo 168 righe e 6 colonne. Essendo che ci interessa solo il valore medio orario, le prime 5 colonne non saranno interessanti al nostro scopo, l'ultima riga ci dar  il valore medio di potenza nell'intervallo prescelto. Tutti i valori di potenza in XEMS13 sono espressi in kW.

2) Profili di prezzo dell'energia elettrica nello stesso formato precedentemente descritto. I valori richiesti saranno in  /MWh per facilit  di lettura.

3) Un file in formato .xml che contiene le caratteristiche tecniche e tecnologiche dei componenti del sistema (esempio caratteristiche Cogeneratore CHP, Assorbitore ovvero un gruppo ad assorbimento per recuperare il calore durante estate in assetto cogenerativo, pompe di calore, etc).

Tipicamente i componenti vengono caratterizzati da una potenza in ingresso e potenza in uscita. La relazione tra potenza in ingresso e in uscita, tipicamente non   lineare (ad esempio nelle caldaie la relazione   di tipo quadratico).

Nel caso la relazione non sia lineare si attua un'approssimazione facendolo diventare lineare adottando una curva lineare a tratti (spezzata). Questo permette di rappresentare in modo approssimato il comportamento non lineare.

In realt  quindi i dati che inseriamo sono i punti dai quali le varie spezzate devono passare.

XEMS13 lavora su un programma che si chiama "*Mix Integral Linear Programming*", ovvero tutte le equazioni che caratterizzano e modellizzano qualunque componente e bilanci di energia devono essere tutte equazioni di tipo lineare. Il fatto che nella realtà non lo siano, vuol dire che sono state adottate delle approssimazioni.

Ovviamente piú il numero di dati, e quindi di punti da discretizzare, aumenta, ottenendo un andamento piú prossimo ad una curva, piú il tempo impiegato dalla macchina ad arrivare alla soluzione aumenta. Il tempo di risoluzione é anche direttamente proporzionale alle performance della macchina stessa sulla quale si sta attuando l'analisi del problema.

4) Un file di testo .txt detto di netlist.

Il file contiene le seguenti informazioni:

- Descrizione dei componenti in gioco e le connessioni tra i vari componenti.
- directory dei file che contengono le settimane di analisi che devono essere utilizzati.

XEMS13 richiederá le directory delle cartelle dove sono contenuti i profili di carico, il file .xml e .txt netlist.

Definite le directory viene richiesta quale netlist si vuole simulare, ovvero quale settimana tipo.

A questo punto il programm XEMS13 ha tutti i dati necessari per iniziare l'analisi del problema.

Come dati di output, a seguito dell'analisi effettuata, XEMS13 restituirá i profili di carico termico ed elettrico della potenza prodotta secondo i diversi vettori energetici:

- file csv relativo alla potenza termica
- file csv riguardante la potenza elettrica
- file csv per il raffrescamento.

In piú verranno fornite le seguenti informazioni:

- file .xml che contiene tutte le informazioni dei .csv generati e contiene le informazioni della funzione obbiettivo.

- file di testo .txt che contiene informazioni sull'energia prodotta in quella settimana (o periodo di analisi) da ciascun componente, scritto in modo opportuno per generare un Sankey diagram.

6.1 XEMS13: Sintassi

Andremo a spiegare brevemente alcune funzioni all'interno del programma XEMS13 e la natura e significato di alcuni codici di programmazione utilizzati.

Funzione `letturanetlist.m` : questa funzione legge le netlist dopo aver richiesto la directory delle netlist stesse.

Leggendo riga per riga il file netlist, vengono letti i componenti precedentemente descritti per l'analisi del problema e va a cercare la corrispondenza "nome" dei componenti, nel file .xml e di conseguenza vengono caricate tutte le caratteristiche, ad esempio i punti di funzionamento dei carichi parziali, potenze in ingresso e uscita, tipo di combustibile che alimenta, ecc.

In XEMS13 si ha un uso massiccio delle "strutture", utili per mettere insieme stringhe e matrici, quindi valori di natura diversa.

Altre informazioni lette sono le MOT e MST contenute all'interno del file .xml perché sono caratteristiche della macchina.

MOT é l'acronico di Minimum On Time, ovvero il minimo tempo che la macchina rimane accesa; MST é l'acronimo di Minimum Shutdown Time.

Maint: nel CHP definisce gli €/kWh come costo di manutenzione, viene preso il costo annuale di manutenzione di una macchina e conseguentemente rapportato alla produzione annuale della macchina ottenendo così un prezzo medio, questo valore é circa 0,01€/kWh.

EtoVdef: Il gas naturale utilizzato per alimentare i cogeneratori é sottoposto ad

una specifica accisa. Esistono diverse tipologie di accise.

Se ad esempio si ha una caldaia che alimenta un impianto a teleriscaldamento o un utenza civile direttamente, si ha un'accisa sul gas che sarà quella relativa agli usi civili ovvero un'accisa abbastanza elevata (circa 20cent/m³ di gas naturale).

Se il gas viene utilizzato per un processo industriale l'accisa scende notevolmente. Per far sì che il gas sia ritenuto ad uso industriale, bisogna abbinare un sistema ad assetto cogenerativo rispettando alcuni vincoli:

- La potenza termica erogata dal gruppo cogenerativo deve essere per lo meno il 10% della potenza installata dalla caldaia e gruppi cogenerativi.

- L'energia prodotta dal sistema cogenerativo a livello annuale deve essere almeno il 10% di quella prodotta in totale.

Si ha in questo modo sia la caldaia che il CHP alimentato a gas naturale ma ad accise diverse. Il boiler verrà alimentato da gas naturale sottoposto ad accisa industriale, mentre per l'impianto CHP, l'accisa sarà per gas utilizzato per produzione di energia elettrica, quasi trascurabile (circa 0.004€/m³).

Non tutto il gas può essere defiscalizzato, ma solo una quantità di volume calcolato con la seguente formula:

$$Vd = 0.22 * Ee = 0.22 * Pe * At \quad (2)$$

Per far in modo che tutto il volume di gas risulti defiscalizzato, è sufficiente avere un cogeneratore che abbia un rendimento elettrico superiore al 47% circa.

Nel caso in cui il rendimento sia inferiore, solo una parte di gas viene defiscalizzato totalmente, mentre la restante parte sarà fiscalizzato in modo industriale.

$$Vtot = Vd + Vnd \quad (3)$$

Di seguito vengono riportati i valori utilizzati in analisi delle accise e del prezzo del gas totale comprensivo di accise.

Natural Gas Excises		
Sizes ratio	Excise Cd [€/m3]	Excise Cnd [€/m3]
Pe CHP = 0	0,2118	0,2118
≥0,1	0,0004433	0,018
<0,1	0,2118	0,2118

Figure 8: Natural Gas Excise

Natural gas price with included excises		
Sizes ratio	Cd [€/m3]	Cnd [€/m3]
Pe CHP = 0	0,5818	0,5818
≥0,1	0,37004433	0,388
<0,1	0,5818	0,5818

Figure 9: Natural Gas price with Excises included

Consultando il sito dell' autorità dell'energia, per diversi volumi di acquisto annuo di gas si ha un diverso prezzo applicato al netto delle accise sul gas. A questo prezzo vanno aggiunte le accise in relazione all'assetto dell'impianto.

Esc=0: Autoconsumo elettrico per il funzionamento dei componenti.

Powerlevel: devono essere definiti i livelli di potenza dei vari componenti tenendo conto anche dei carichi parziali.

Tipicamente XEMS13 richiede i valori di potenza al 50%, 75% e 100%.

Per il CHP questo vuol dire che al di sotto del 50% la macchina si spegne, sempre per evitare che i rendimenti scendano troppo e che non si rientri più nella defiscalizzazione del gas combustibile.

Vediamo ora i dati richiesti per i vari componenti:

CHP:

1. Potenza elettrica.
2. Potenza Termica.
3. Potenza ingresso combustibile.

BOILER:

1. Potenza uscita elettrica
2. Potenza ingresso termica

ABSORBER:

1. Potenza frigorifera in uscita.
2. Potenza termica in ingresso.

CHILLER:

1. Potenza frigorifera in uscita.
2. Potenza elettrica in ingresso.

STT (accumulo):

1. T_{max}: Taglia massima.
2. Eta: Efficienza accumulo.
3. EtoPr: Tempo svuotamento acumulo (1h).

SOLAR:

1. AreaSH: Area superficie lorda pannelli
2. Tilt pannelli.
3. Potenza prodotta da solare

PRIORITY: Si potrebbe decidere di inserire due cogeneratori con potenza dimezzata rispetto a un solo cogeneratore.

L'assetto con solo un cogeneratore può funzionare fino al 50% per i motivi descritti precedentemente, mentre utilizzando un assetto splittato con due cogeneratori di potenza dimezzata, potrebbero scendere fino ad una potenza del 25% senza avere grossa perdita di efficienza.

Quando si hanno più componenti uguali, viene introdotta una priority. Supponiamo di avere due caldaie uguali in un impianto, e che la potenza richiesta sia di 100kW, il solver potrebbe impostare le due caldaie a 50kW ed essendo le due caldaie identiche, avranno lo stesso rendimento; di conseguenza potrebbe essere equivalente utilizzare entrambe le caldaie piuttosto che una sola al 100%.

Nella realtà però si usa far partire prima una caldaia per soddisfare un certo profilo di carico, e poi far partire la seconda caldaia come sostegno ulteriore.

E' anche da considerare che i rendimenti potrebbero non essere identici andando così ad impattare su una grossa differenza tra assetto con una sola caldaia o con due di potenza dimezzata. In questo modo tramite Priority si identifica qualche

componente ha la priorità su un altro.

XEMS13 per ciascuno dei componenti scritti e i suoi vettori energetici, genera una serie di equazione di vincolo ed associa un nome a ciascuna; successivamente genera tutte le variabili coinvolte nel problema, ad esempio potenza in ingresso e potenza in uscita. Ogni variabile generata viene identificata da un indice.

Si identificano quali sono le variabili che devono essere scritte all'interno di quella equazione di vincolo, tramite l'indicatore associato alle variabili.

Esempio:

$$Ptcog + Pc = Ut + Dt \quad (4)$$

$$var = [51001254] \quad (5)$$

Coeff. moltiplicativo scritto in modo che il termine noto sia portato a secondo membro e il resto a primo membro.

$$value = [11 - 1] \quad (6)$$

Si vuole minimizzare una certa funzione obiettivo:

$$min f(x) = a1x1 + a2x2 + \dots \quad (7)$$

forma matriciale:

$$Ax \leq b \quad (8)$$

variabili: colonne

vincoli: righe

b=termine noto (Ut)

La matrice viene passata al solver (Gurobi) che ricercherà il punto di ottimo e troverà il vettore x che minimizzerà la funzione obiettivo.

7 Calcolo degli incentivi

7.1 Incentivo sulla cogenerazione

Gli incentivi attualmente riconosciuti per un impianto di cogenerazione fanno riferimento al D.M del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 riguardante la cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). [4]

La cogenerazione é detta ad alto rendimento se il valore del risparmio di energia primaria PES é almeno del 10%.

Per il calcolo dell'incentivo per la cogenerazione sono necessari alcuni parametri

η globale $\geq 0,75$	η globale $\geq 0,80$
Turbina a vapore a contropressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Microturbine	
Motori Stirling	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Pile a combustibile	
Motori a vapore	
Cicli Rankine a fluido organico	
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore

Figure 10: CHP global efficient to get incentive.

Essendo il nostro impianto di cogenerazione a combustione interna, per poter ricevere gli incentivi derivanti dalla cogenerazione ad Alto Rendimento, deve potersi verificare la seguente equazione:

$$\eta_{globale,unit\grave{a}} = \frac{E_{unit\grave{a}} + H_{CHP}}{F_{unit\grave{a}}} \geq 0.75 \quad (9)$$

dove:

- $E_{unit\grave{a}}$: é pari alla somma dell'energia elettrica e dell'energia meccanica prodotte dall'unit\grave{a}.

Per energia elettrica prodotta dall'unit\grave{a} si intende la somma dell'energia elettrica esportata verso la rete e di quella consumata in loco.

Per energia meccanica si intende l'energia utile a pilotare motori elettrici, quali pompe, ventilatori, compressori ecc.

- H_{CHP} : é l'energia termica utile cogenerata prodotta dall'unitá.
- $F_{\text{unitá}}$: é l'energia termica di alimentazione immessa nell'unitá.

I paramentri energetici principali per il calcolo del Primary Energy Saving (PES) sono illustrati all'interno del codice Matlab riportato in appendice:

Energia Elettrica prodotta dal sistema: E

Energia Termica prodotta dal sistema: H

Energia in input al sistema (fuel): F

Per il calcolo dei rendimenti da cogenerazione sono state utilizzate le seguenti equazioni:

$$CHP_{H\eta} = \frac{H}{F} \quad (10)$$

$$CHP_{E\eta} = \frac{E}{F} \quad (11)$$

$$\eta_g = \frac{(E + H)}{F} \quad (12)$$

η_g rappresenta il rendimento globale del cogeneratore mentre $CHP_{H\eta}$ e $CHP_{E\eta}$ rappresentano rispettivamente il rendimento termico e elettrico da cogeneratore.

E' da tenere conto che nelle varie iterazioni di simulazione, é possibile che la relazione 9 non si verifichi e che quindi il rendimento globale sia piú basso del 75%. In quel caso si assume che parte dell'energia elettrica/meccanica non sia prodotta in regime di cogenerazione e quindi bisogna valutare l'unitá virtuale di cogenerazione per poter continuare ad usufruire dei vantaggi della cogenerazione ad Alto Rendimento.

Vediamo ora come é stata dimensionata l'unitá virtuale:

L'unitá virtuale é quella che, dato il calore utile cogenerato H_{chp} , produce una quantità di energia elettrica E_{chp} e consuma una quantità di energia di alimentazione F_{chp} , tali da conseguire un rendimento globale pari al valore di soglia previsto dalla normativa.

Nota l'energia termica utile prodotta in cogenerazione H_{chp} , la determinazione delle corrispondenti energie elettrica E_{chp} e di alimentazione F_{chp} , in regime di cogenerazione, viene condotta a partire dal calcolo del "Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore (C_{eff})".

$$C_{eff} = \frac{CHP_{E\eta}}{(0.75 - CHP_{E\eta})}; \quad (13)$$

$$E_{CHP} = C_{eff} * H \quad (14)$$

$$E_{nonCHP} = E - E_{chp} \quad (15)$$

$$F_{nonCHP} = \frac{E_{nonCHP}}{CHP_{E\eta}} \quad (16)$$

$$F_{CHP} = F - F_{nonCHP} \quad (17)$$

Dove E_{nonCHP} é l'energia elettrica non cogenerativa prodotta dal sistema che non partecipa al processo di cogenerazione mentre F_{nonCHP} rappresenta la parte di energia immessa nel sistema che non partecipa al processo di cogenerazione; viceversa F_{CHP} é la parte di energia immessa nel sistema che partecipa al processo di cogenerazione.

Successivamente il calcolo del risparmio tiene conto dell'unitá virtuale appena dimensionata ed é calcolato con la formula seguente:

$$Risp = \frac{E_{chp}}{\eta_{eref}} + \frac{H}{\eta_{tref}} - F_{chp}; \quad (18)$$

Dove η_{eref} e η_{tref} sono rendimenti di riferimento standard rispettivamente 0.9 e 0.46. Per il calcolo del PES é stata utilizzata la seguente relazione:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP_{H\eta}}{Ref_{H\eta}} + \frac{CHP_{E\eta}}{Ref_{E\eta}}}\right) * 100\% \quad (19)$$

Dove $Ref_{H\eta}$ e $Ref_{E\eta}$ sono valori tabellati pari a 0.92 e 0.4867 rispettivamente (Fonte GSE).

Vengono di conseguenza calcolati i Titoli di Efficienza Energetica TEE detti anche Certificati Bianchi CB con la seguente formulazione:

$$TEE = 0.086 * K * Risp \quad (20)$$

Dove $Risp$ é il risparmio annuo di energia in MWh/y calcolato precedentemente, mentre K é un coefficiente che dipende dalla taglia del cogeneratore.

- Se la taglia del cogeneratore é maggiore o uguale a 1MWe allora $K=1$.
- Se la taglia del cogeneratore é minore di 1 MWe allora $K=1.4$.

Una volta calcolato il numero di Certificati Bianchi, si attribuisce un valore al singolo certificato secondo quanto riportato sul sito del GSE. Attualmente (2019) il GSE riporta un valore di 250€/TEE. Cautelativamente è stato utilizzato un valore di 150€/TEE non potendone prevedere l'andamento futuro. Di conseguenza l'incentivo finale per la cogenerazione è calcolato con la seguente equazione:

$$Incentivo_{CHP} = TEE * Prezzo_{TEE} \quad (21)$$

7.2 Incentivo sul Solare Termico

L'incentivo sulla realizzazione di un impianto solare termico è regolato dal Decreto MISE del 16/02/2016 [11]. L'incentivo per solare termico nel nostro caso è definito prevalentemente da un unico parametro, la superficie lorda di occupazione dei collettori solari.

A seconda dell'inclinazione dei moduli solari, essi occuperanno una superficie differente e varierà anche il numero di moduli solari che è possibile installare in un determinato spazio senza creare ombreggiamento.

E' quindi molto importante poter posizionare i moduli in modo che ogni fila non crei ombreggiamento sulle file posteriori.

Viene quindi calcolata la distanza D tra le file di moduli, dipendente dall'angolo di inclinazione α , l'angolo β relativo alla posizione del Sole e l'altezza dei moduli solari.

$$D = H_{coll} * \cos(\alpha) + H_{coll} * \frac{\sin(\alpha)}{\tan(\beta)} \quad (22)$$

Un altro parametro importante è il Q_U detto Resa Wurzburg calcolato in kWh/anno e dipende dalla temperatura del fluido termovettore all'interno dei collettori solari. Una temperatura del fluido più elevata porterà inevitabilmente una resa più bassa a causa delle maggiori perdite.

Secondo la temperatura di 75°C i dati di targa del collettore solare utilizzato per l'analisi presenta un valore Q_U pari a 638 kWh/anno.

L'incentivo solare è calcolato nel seguente modo:

$$Incentivo_{Solare} = Q_U * C_i * Sup_{LORDA} \quad (23)$$

Dove C_i è un coefficiente di valorizzazione dell'energia termica prodotta, strettamente dipendente dalla superficie lorda di installazione dei collettori solari.

Di seguito è riportata la tabella per la determinazione del coefficiente C_i :

Tipologia di intervento	C_i incentivo annuo in €/kWh _t in funzione della superficie S_t del campo solare espressa in m ²				
	$S_t \leq 12$	$12 < S_t \leq 50$	$50 < S_t \leq 200$	$200 < S_t \leq 500$	$S_t \geq 500$
Impianti solari termici per produzione di a.c.s.	0,35	0,32	0,10	0,09	0,08
Impianti solari termici per la produzione di a.c.s e riscaldamento ambiente anche per la produzione di calore di processo a bassa temperatura o asserviti a reti di teleriscaldamento	0,36	0,33	0,11	0,10	0,09
Impianti solari termici con sistema di <i>solar cooling</i>	0,43	0,39	0,13	0,12	0,11
Impianti solari termici a concentrazione anche per la produzione di calore di processo o asserviti a reti di teleriscaldamento	0,38	0,35	0,12	0,11	0,10
Impianti solari termici a concentrazione con sistema di <i>solar cooling</i>	0,43	0,40	0,15	0,13	0,12

Figure 11: coefficients of valorisation of thermal energy produced by solar thermal systems
Source: GSE Allegato DM 16/02/2016 [10]

8 Scenari di ammodernamento proposti

L'ottimizzazione dell'impianto é stata effettuata simulando 3 principali scenari, aventi come funzione obbiettivo la massimizzazione dell'NPV (Net Present Value). Per ogni scenario sono state effettuate 2 simulazioni, una senza nessun vincolo sui vari componenti, mentre l'altra pre-fissando la taglia della caldaia in modo da coprire il picco massimo di domanda dell'energia termica.

La massima richiesta di energia termica si verifica ovviamente nei mesi invernali ed é attorno ai 4MW; in modo cautelativo é stato deciso di simulare in questo caso un'installazione di una caldaia da 5MW per non far lavorare la caldaia al limite.

8.1 Configurazione ottimale Scenario 1

La prima proposta ha come componenti principali il cogeneratore, affiancato ad una caldaia, per la produzione di calore e quindi responsabili della copertura della domanda della rete di teleriscaldamento.

Si é inoltre ipotizzata la presenza di un'assorbitore il quale, ricevendo calore prodotto dal CHP, produce energia termica per il raffrescamento supportando il Chiller elettrico già presente in assetto ante operam; di conseguenza l'assorbitore e il chiller elettrico sono i componenti utili al teleraffrescamento.

E' stato previsto poi l'utilizzo di un'accumulo termico ad acqua calda, utilizzato come backup o per soddisfare i picchi di energia termica richiesta, oppure ancora per il funzionamento notturno; vedremo poi in seguito come verrà utilizzato nei vari scenari.

Di seguito sono riportate le varie taglie dei componenti ottenuti come risultato della simulazione realizzata mediante Pattern Search:

No vincoli:

- CHP: 501 kW.
- BOILER: 2000 kW.
- ABSORBER: 251 kW.
- CHILLER: 2252 kW
- STORAGE: 5500 kWh

Vincolando la taglia della caldaia a 5MW:

- CHP: 751 kW.
- BOILER: 5000 kW.
- ABSORBER: 251 kW.
- CHILLER: 2252 kW
- STORAGE: 7250 kWh

Vediamo subito come, nel primo caso senza nessun vincolo, la taglia ottimale della caldaia sia ben al di sotto del picco della richiesta di energia termica con una dimensione importante del sistema di accumulo. In questo modo si accumula calore da poter utilizzare successivamente a copertura del carico termico. Questo implica un grosso risparmio sia in termini di costo di installazione della caldaia, ma anche di costo di esercizio della caldaia, in quanto parte del gas non verrà più utilizzato in caldaia ma in cogenerazione e di conseguenza è più facile che il gas utilizzato in cogenerazione sarà defiscalizzato.

Nel caso con vincolo della taglia della caldaia a 5MW, vediamo come le taglie ottimali del cogeneratore e dell'accumulatore si siano alzate.

Questo è dovuto al fatto che si preferisce produrre un pó più energia termica da cogeneratore per poter accumulare e utilizzare lo storage per coprire la richiesta di calore notturna e il primo picco di richiesta energetica mattutina.

Riportiamo di seguito i database utilizzati per il dimensionamento dei vari componenti e i relativi andamenti prestazionali, nonché i costi di investimento per ogni componente simulato.

I prezzi di costo dell'investimento sono stati prelevati dal documento "Renewable Energy and Energy Efficiency" di Aidan Duffy & Co [6].

Per quanto riguarda il cogeneratore, si é deciso di utilizzare il database dello Jenbacher serie j208-624 alimentato a Gas Naturale con 1500 rpm a 50Hz:

JENBACHER CHP - Natural gas - 1500rpm - 50Hz								
NOx <	Type	Pel (kW)	η_{el} (%)	Pth (kW)	η_{th} (%)	η_{tot} (%)	Pth/pe	2nd stage intercooler [kW]
500 mg/m3	J208	300	38,3	409	52	90,3	1,36	64
	J208	330	38,8	371	43,6	82,4	1,12	64
	J312	390	39,3	508	51,2	90,5	1,30	47
	J312	598	41,1	685	47,1	88,2	1,15	47
	J312	635	40,8	739	47,4	88,2	1,16	47
	J316	851	40,7	991	47,3	88	1,16	43
	J320	1067	40,9	1241	47,6	88,5	1,16	65
	J412	901	42,9	945	45	87,9	1,05	53
	J416	1203	43,1	1252	44,8	87,9	1,04	71
	J420	1501	43	1563	44,8	87,8	1,04	88
	J612	2004	45	1930	43,3	88,3	0,96	94
	J616	2678	45,5	2527	42,9	88,4	0,94	116
	J620	3360	45,6	3172	43	88,6	0,94	145
	J624	4404	46,6	3871	41	87,6	0,88	165

Figure 12: CHP Jenbacher Database (Source [12]).

CHP Investment Cost	
Capacity [kW]	Capital Cost [€/kWhe]
0,5	1700
5000	650

(a) CHP Investment Cost data



(b) CHP Investment Cost

Per quanto riguarda la caldaia é stato utilizzato il database della casa Baltur della serie Startre, mentre il costo di investimento é stato stimato e mantenuto ad un valore costante di 84 €/kW_t. Si riposta il database di seguito:

BALTUR Startre Serie BOILER	
Pth (kW)	ηth (%)
500	95,42
620	95,53
750	95,42
850	95,4
950	95,29
1020	95,42
1200	95,31
1300	95,31
1400	95,37
1600	95,52
1800	95,49
2000	95,51
2400	95,31
3000	95,48
3500	95,37

Figure 13: BALTUR Startre serie Boiler Database

Si riporta il database dell'assorbitore utilizzando quello della casa YORK, per il completamento dei dati é stato utilizzato un valore di calore specifico dell'acqua pari a $c_p=4,18$ [kJ/kg*K], la temperatura dell'acqua in ingresso pari a 95°C (368,15 K) mentre quella in uscita dall'assorbitore pari a 72°C (345,15 K), ottenendo di conseguenza un δT di 23° .

ABSORBER Power Database			
Cooling Capacity kW	Flow Rate Ton/h	Pot IN [kW]	COP
264	12,2	325,8	0,8103
316	14,6	389,9	0,8105
387	17,9	478,0	0,8096
475	21,9	584,9	0,8122
545	25,2	673,0	0,8098
633	29,2	779,8	0,8117
738	34,1	910,7	0,8104
844	39	1041,5	0,8104
949	43,8	1169,7	0,8113
1055	48,7	1300,6	0,8112
1196	55,2	1474,1	0,8113
1319	60,9	1626,4	0,8110
1477	68,2	1821,3	0,8110
1653	76,3	2037,6	0,8112
1846	85,2	2275,3	0,8113
2110	97,4	2601,1	0,8112
2373	109,6	2926,9	0,8107
2637	121,7	3250,1	0,8114
2901	133,9	3575,9	0,8113
3165	146,1	3901,7	0,8112
3428	158,3	4227,5	0,8109
3692	170,4	4550,6	0,8113
3956	182,6	4876,4	0,8112
4220	194,8	5202,2	0,8112
4747	219,1	5851,2	0,8113

Figure 14: YORK Absorber Database (Source [15]).

ABSORPTION Chiller (SEIFAC) Investment Cost						
Ton ton	Cost €/ton	Electric Use kW/ton	Power kW	Cost €/kW	OPEX €/ton	OPEX €/kW
10	950	0,02	35	271,43	62	17,714
100	500	0,04	350	142,86	30	8,5714
500	450	0,04	1750	128,57	15	4,2857
2000	300	0,05	7000	85,71	8	2,2857

(a) ABSORBER Investment Cost data



(b) ABSORBER Investment Cost

Di seguito vediamo il database dal quale XEMS13 preleva i dati per il Chiller già presente in asseto ante operam; é stato sempre utilizzato il database della casa YORK:

CHILLER Power Database		
P frig out [kW]	P ele in [kW]	EER-COP
68	22,6	3,01
85,1	27,8	3,06
97,5	33,8	2,88
117	38,1	3,07
131,3	43	3,05
165,1	51,8	3,19
187,9	59,3	3,17
223,1	69,6	3,21
247,4	76,7	3,23
82,8	88,4	3,2
325,4	100,8	3,23
381,6	118,7	3,21
428,5	133,9	3,2
471,2	147	3,21
565,6	176,8	3,2
650,8	201,6	3,23
763,2	237,4	3,21
857	267,8	3,2
942,4	294	3,21
1096	336,4	3,26
1144,8	356,1	3,21
1285,5	401,7	3,2
1413,6	441	3,21
1526,4	474,8	3,21
1714	535,6	3,2
1884,8	588	3,21

Figure 15: YORK Chiller Database (Source [15]).

Vediamo ora come si comporta il sistema durante la simulazione dello Scenario 1.

Caso senza vincolo sulla taglia della caldaia (2MW):

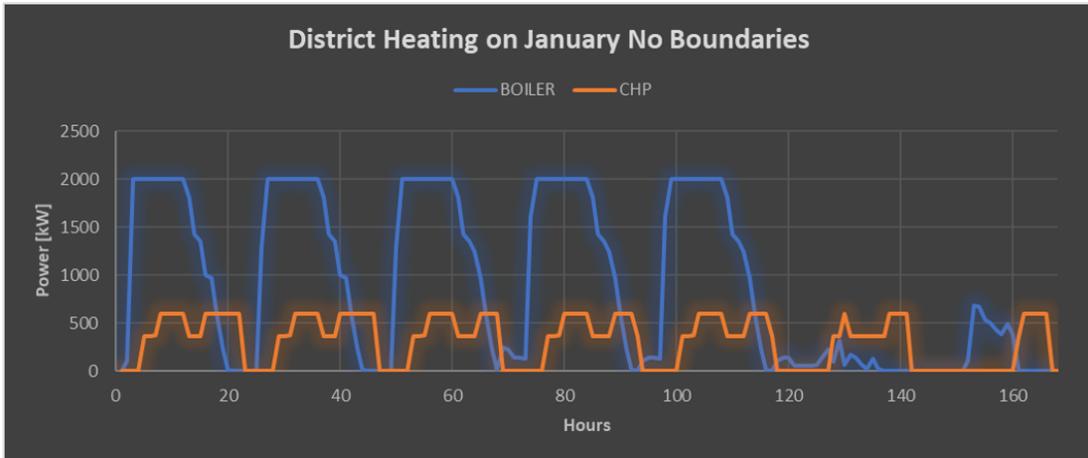


Figure 16: District Heating on January NO Boundaries (Scenario 1).

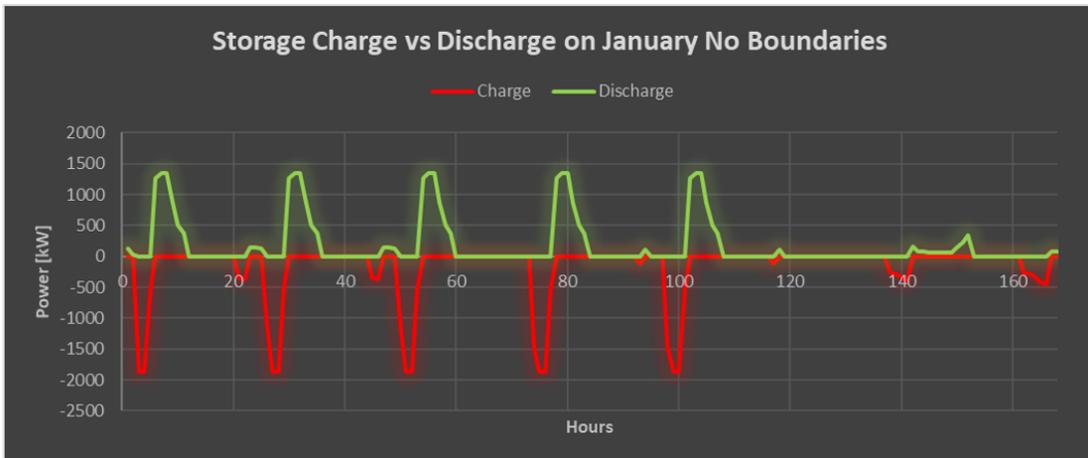


Figure 17: Charge vs Discharge on January NO Boundaries(Scenario 1).

Caso con vincolo sulla taglia della caldaia fissata a 5MW:

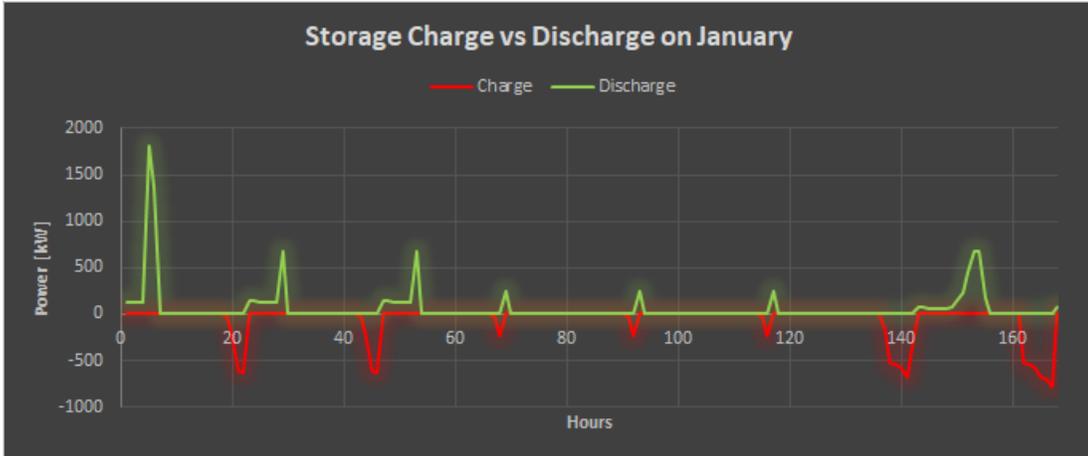


Figure 18: Charge vs Discharge on January (Scenario 1).

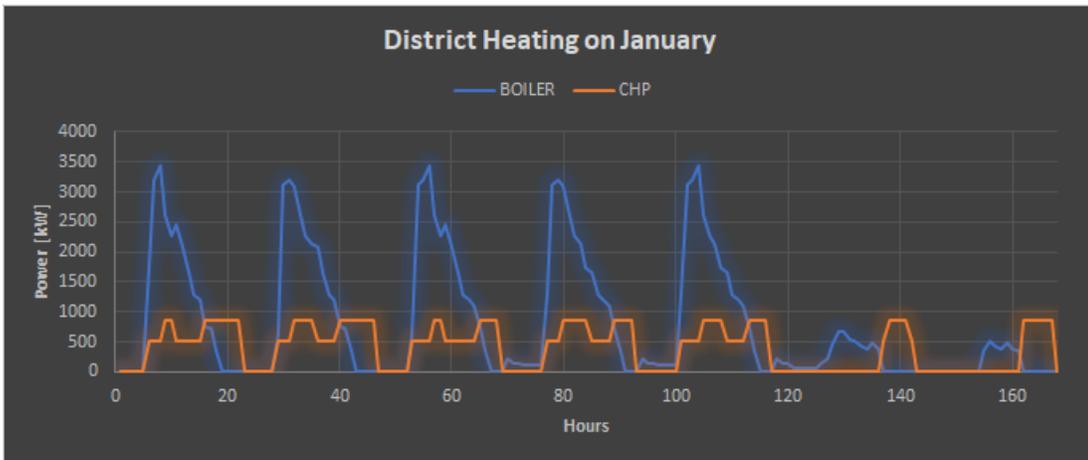


Figure 19: District Heating on January (Scenario 1).

L'accumulatore viene utilizzato maggiormente nel caso in cui la taglia della caldaia sia stata decisa dal pattern search (2MW). In questo caso l'accumulatore é utile a coprire sia il picco mattutino ma anche la richiesta notturna, mentre nel caso con taglia della caldaia imposta a 5MW viene utilizzato maggiormente per il picco mattutino.

Di seguito vengono riportati gli andamenti di produzione della caldaia e del cogeneratore durante un giorno settimanale:

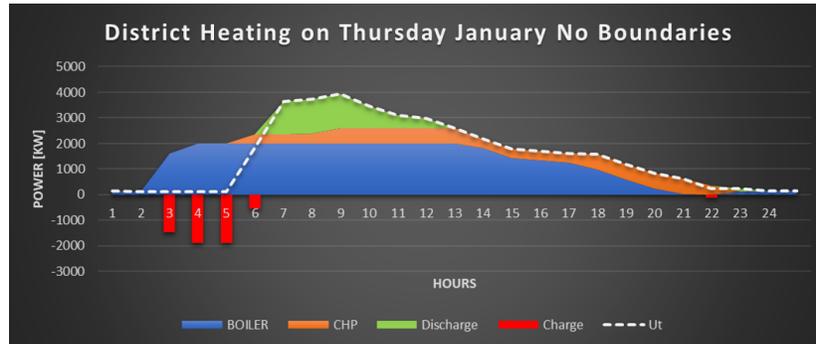


Figure 20: District Heating on Thursday January NO Boundaries (Scenario 1).

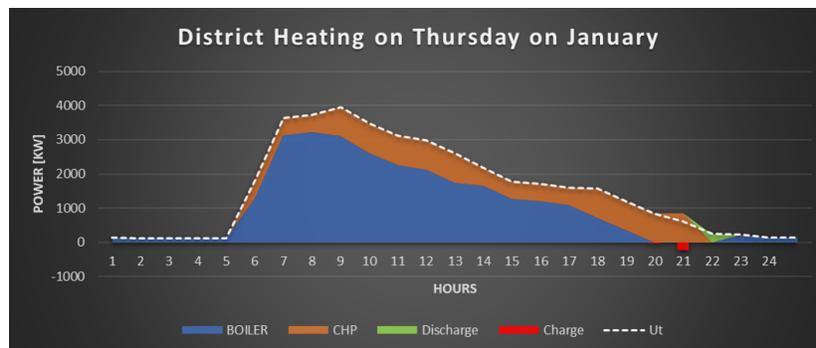


Figure 21: District Heating on Thursday January (Scenario 1).

E' evidente come la caldaia funziona per lo piú a massimi regimi (2MW) durante il periodo invernale nel caso simulato senza vincoli in quanto durante il giorno la richiesta di energia termica é di molto superiore alla taglia minima ottimale. In questo caso il cogeneratore aiuta molto, potendo fornire energia termica alle utenze e mandando parte dell'energia prodotta nell'accumulatore per poter essere utilizzata in un secondo momento.

Il fatto che la caldaia accumuli calore in questo caso specifico senza vincolo (2MW Boiler), lo vediamo soprattutto nelle prime ore della mattina, é un risultato strano ma plausibile; in linea di principio non ha senso accumulare calore proveniente dalla caldaia perché é totalmente inefficiente dal punto di vista strettamente oper-

ativo, perché il calore da caldaia è stato prodotto tramite gas con costo fisso (con prezzo industriale), in più una volta immesso il calore, si avranno inevitabilmente delle perdite, di conseguenza in uscita si avrà un apporto termico minore rispetto quello prodotto da caldaia e mandato in accumulo.

E' probabile che per produrre un determinato MWh da caldaia, in una determinata condizione dell'anno e di prezzo, può essere conveniente bruciare gas da cogenerazione perché il rendimento della macchina è alto e il prezzo del gas è fortemente defiscalizzato, in più si ha un guadagno legato al fatto che o autoconsumo l'energia elettrica prodotta oppure la si vende alla rete.

Se la caldaia sta accumulando, la scelta non è solo dal punto di vista operativo perché come spiegato sopra è totalmetnte inefficiente. XEMS13 agisce sul discorso dell'ottimizzazione operativa, ovvero in un determinato istante decide cosa è conveniente utilizzare come componente per soddisfare il carico, poi però si ha un'ottimizzazione più esterna che mi dice che una taglia da 2MW di caldaia, massimizza l'NPV, quindi può darsi che con una taglia così ridotta di caldaia sia comunque preferibile accumulare acqua calda da essa per accumulare e coprire il picco in un secondo momento.

Nel caso in cui la taglia della caldaia sia mantenuta costante a priori a 5MW, vediamo nel grafico seguente come la caldaia funziona a regimi più bassi rispetto al limite della taglia, in questo modo si stressa meno il componente stesso.

il cogeneratore in questo caso vediamo come produca più energia termica rispetto al caso precedente, anche grazie alla taglia maggiore, per poter accumulare maggiormente nello storage per poter utilizzare l'accumulatore nei periodi notturni.

Si riporta ancora l'andamento settimanale dei vari componenti in reazione al carico termico richiesto:

Scenario 1 NO vincoli sulla caldaia (2MW):

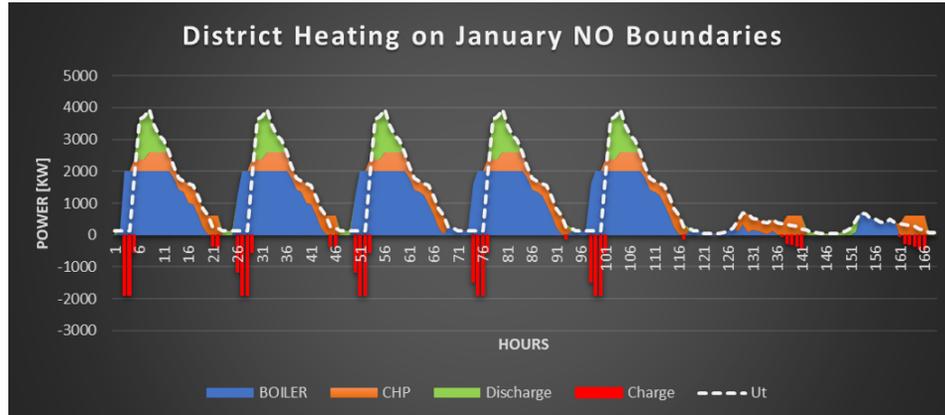


Figure 22: District Heating on January related to Ut NO Boundaries (Scenario 1).

Scenario 1 con caldaia fissa a 5MW:

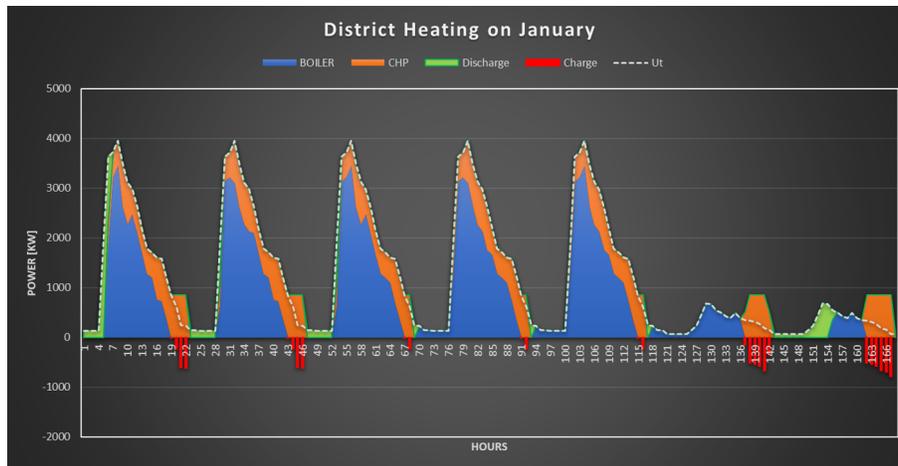


Figure 23: District Heating on January related to Ut (Scenario 1).

Vediamo come il secondo caso mostra un'andamento totalmente differente rispetto il caso senza vincolo sulla caldaia. Infatti qui é il cogeneratore che viene utilizzato per accumulare calore da utilizzare in un secondo momento per coprire la richiesta

termica.

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

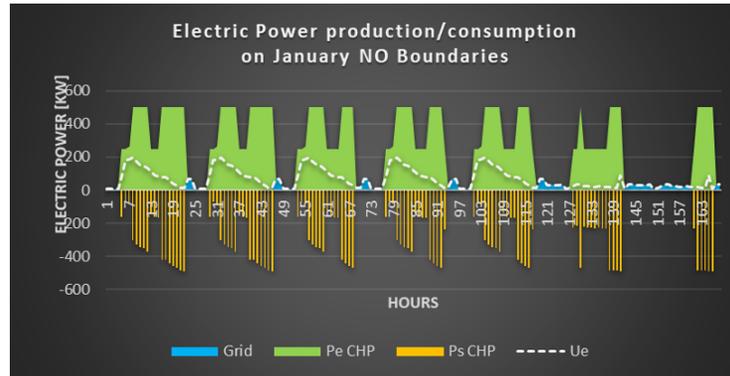


Figure 24: Energy Energy on January related to Ue NO Boundaries (Scenario 1).

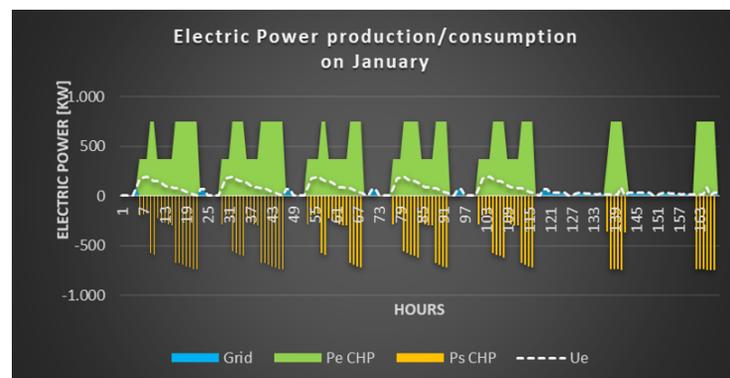
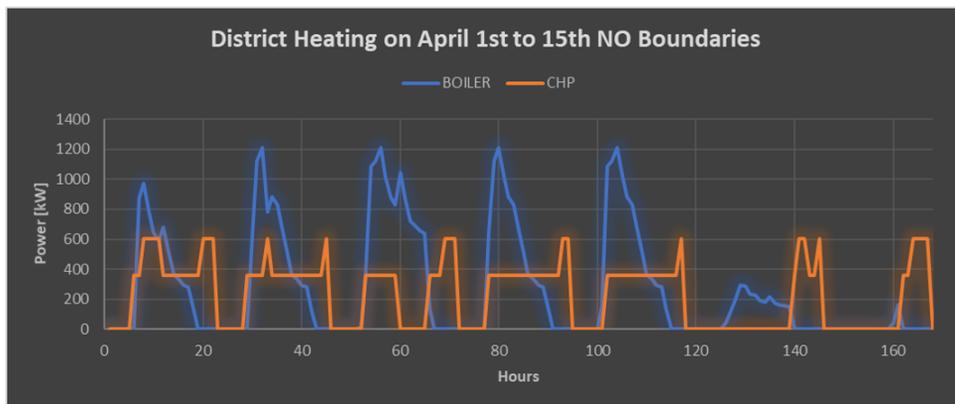


Figure 25: Energy Energy on January related to Ue(Scenario 1).

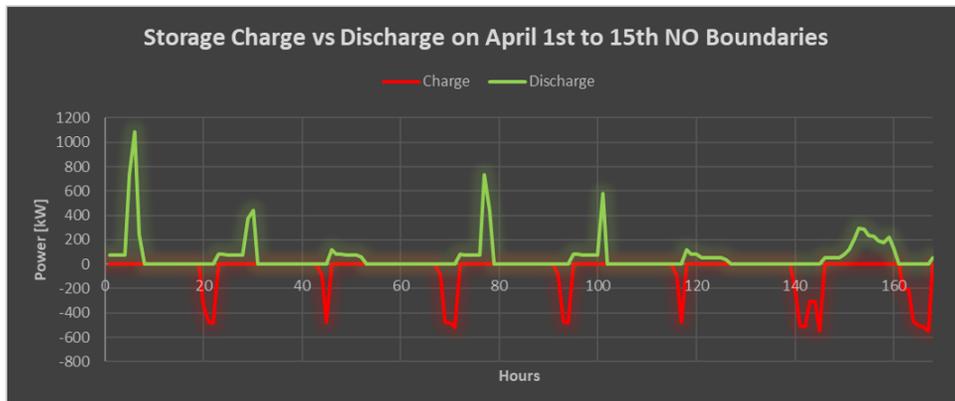
Nel caso con caldaia a 5MW si vede molto bene come il cogeneratore essendo di taglia maggiore (ricordiamo 751kW contro 501 kW del caso senza vincoli alla caldaia) produce molta piú energia elettrica quando é in funzione e di conseguenza essendo la domanda di energia elettrica non elevata, si riesce a cedere maggiore energia alla rete elettrica e quindi ad aumentare il guadagno dalla vendita stessa. nei periodi del fine settimana vediamo come l'andamento sia differente tra i due casi. Questo perché quando la caldaia ha taglia a 5MW riesce da sola a far fronte al carico termico, non dovendo chiedere l'appoggio del cogeneratore il quale rimane spento.

Il mese di Aprile é stato simulato dividendolo in due parti; la prima parte dal 1 al 15 Aprile, periodo appena prima lo spegnimento del riscaldamento a norma di legge nel Piemonte; la seconda parte dal 15 al 30 di Aprile. Questo per mettere in risalto la differenza che si presenta nel carico termico appena dopo lo spegnimento del riscaldamento negli edifici residenziali.

Riportiamo ora i risultati ottenuti nel primo periodo di Aprile:
Scenario 1 NO vincoli sulla caldaia (2MW):

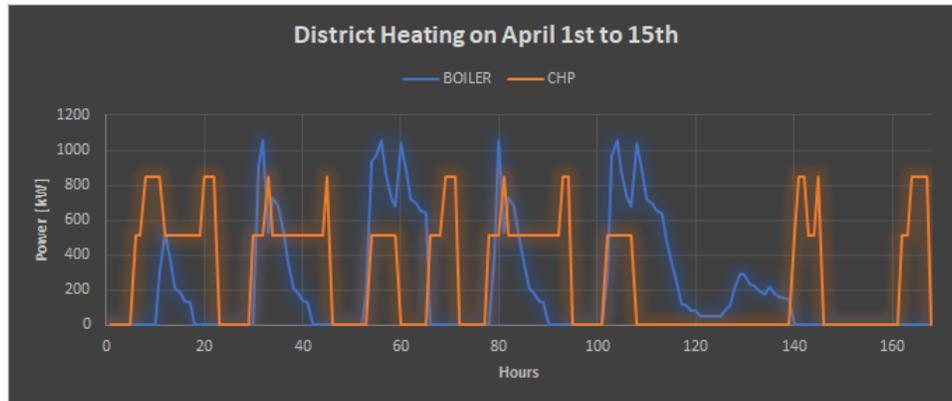


(a) District Heating on April 1-15 related to Ut NO Boundaries (Scenario 1).

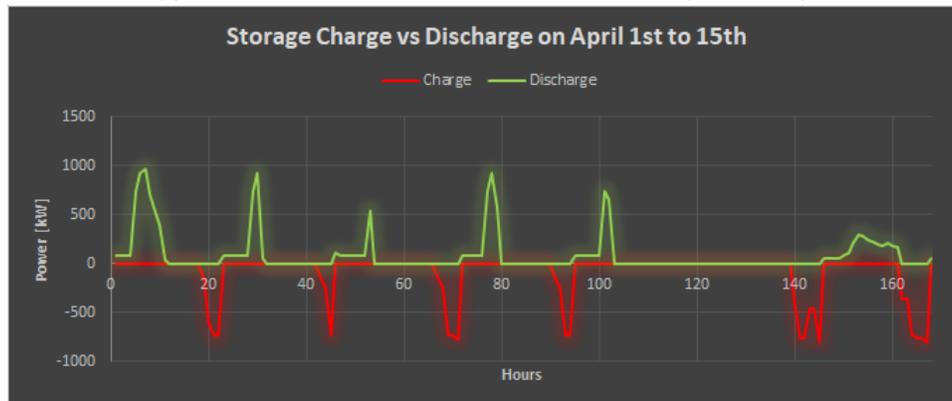


(b) Charge vs Discharge on April 1-15 related to Ut (Scenario 1).

Scenario 1 con caldaia fissa a 5MW:



(c) District Heating on April 1-15 related to U_t (Scenario 1).



(d) Charge vs Discharge on April 1-15 related to U_t (Scenario 1).

Si riportano ora i risultati finali in maniera compatta per la settimana tipo 1-15 Aprile Scenario 1:

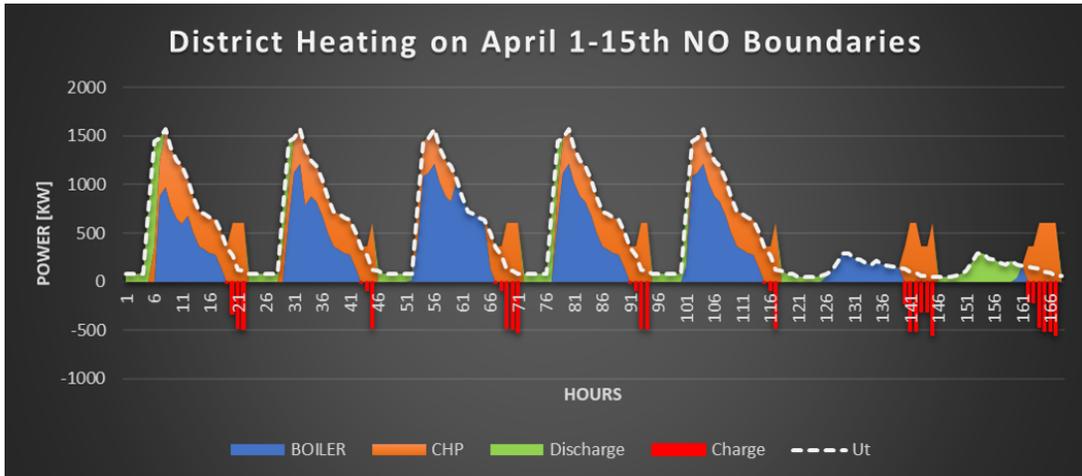


Figure 26: District Heating on April 1-15th related to Ut NO Boundaries (Scenario 1).

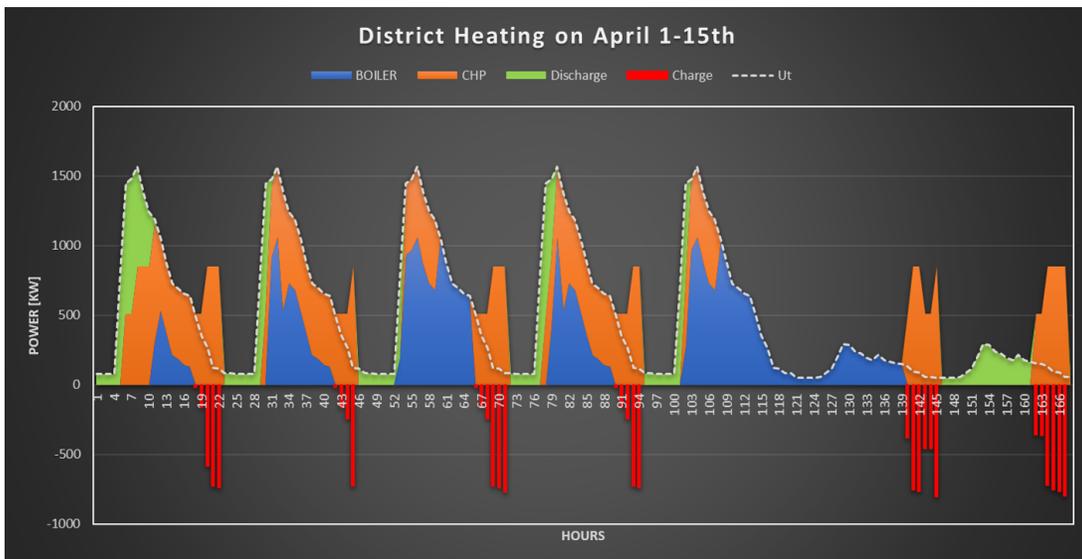


Figure 27: District Heating on April 1-15th related to Ut(Scenario 1).

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

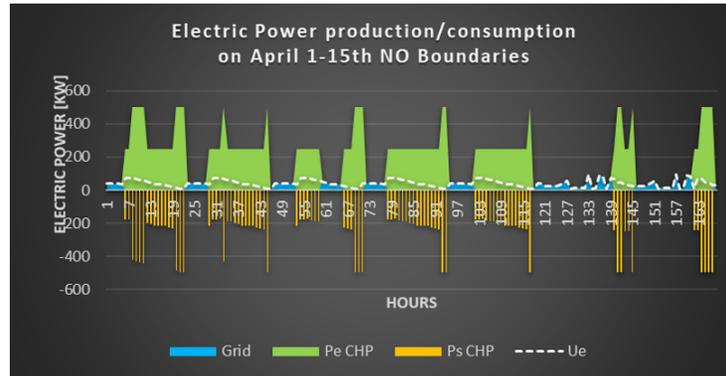


Figure 28: Energy Energy on April 1-15th related to Ue NO Boundaries (Scenario 1).

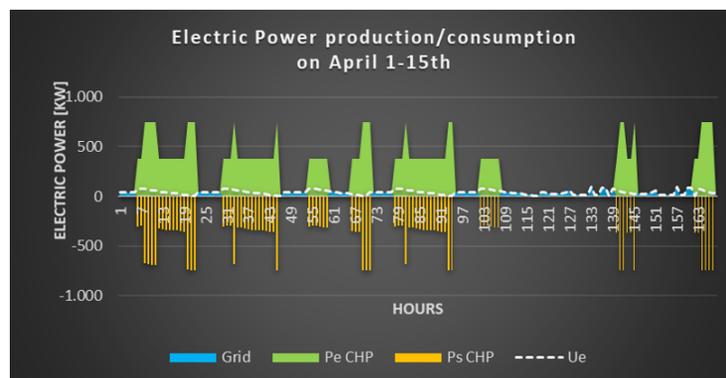


Figure 29: Energy Energy on April 1-15th related to Ue(Scenario 1).

Anche qui vediamo come l'andamento é pressoché simile tra i due casi simulati, ovviamente il caso con caldaia a 5MW produce piú energia elettrica dovuto al fatto di avere una taglia del cogeneratore maggiore (751kW). Il diverso comportamento verso il fine settimana é giustificabile, come già spiegato, dal fatto di avere taglie di caldaia differente e quindi quando si ha una caldaia da 5MW essa riesce a far fronte a tutta la richiesta di calore e il cogeneratore di conseguenza non si accende.

Di seguito é riportato l'andamento durante il periodo subito seguente il 15 Aprile (data di spegnimento riscaldamento a norma di legge nel nord Italia).

In questo caso il cogeneratore é praticamente l'unico componente responsabile della produzione di energia termica, mandando parte dell'energia in accumulo da utilizzare in seguito nell'orario notturno.

La caldaia funziona maggiormente nei periodi del week-end.

Riportiamo ora i risultati ottenuti nel secondo periodo di aprile (16-30): Scenario 1 NO vincoli sulla caldaia (2MW):

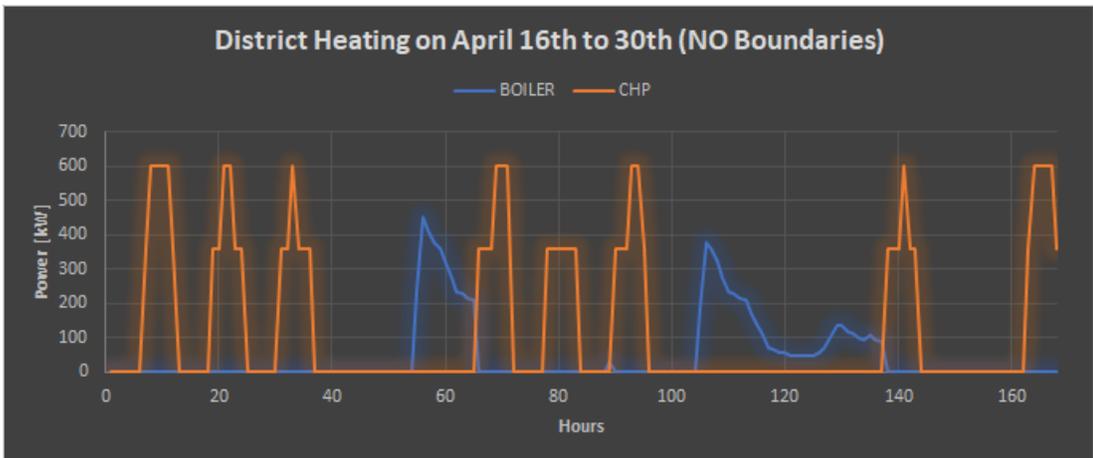


Figure 30: District Heating on April 16-30 NO Boundaries (Scenario 1).

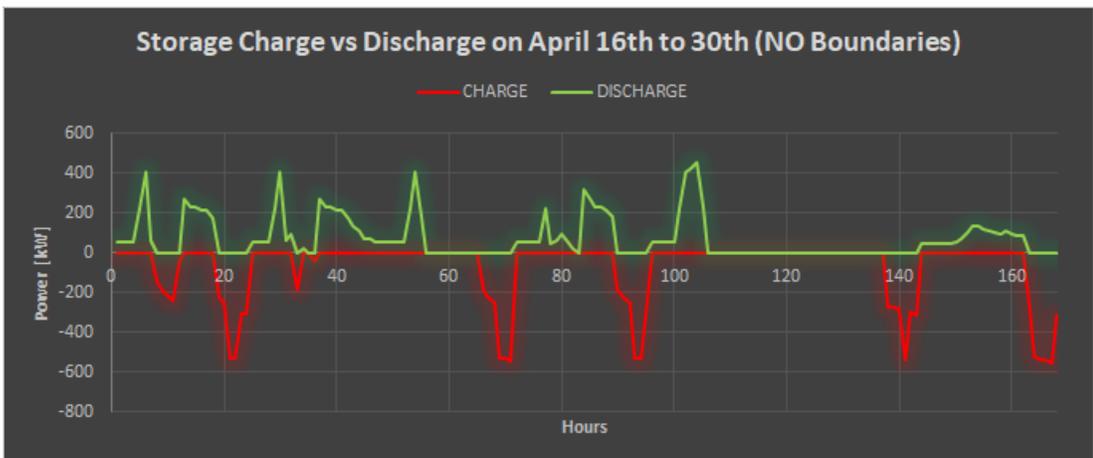


Figure 31: Charge vs Discharge on April 16-30 NO Boundaries (Scenario 1).

Scenario 1 con caldaia fissa a 5MW:

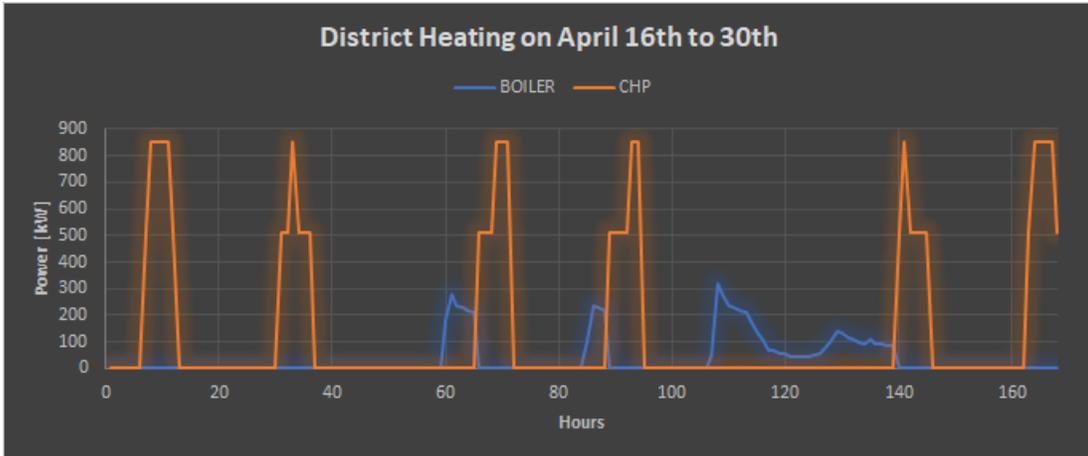


Figure 32: District Heating on April 16-30 (Scenario 1).

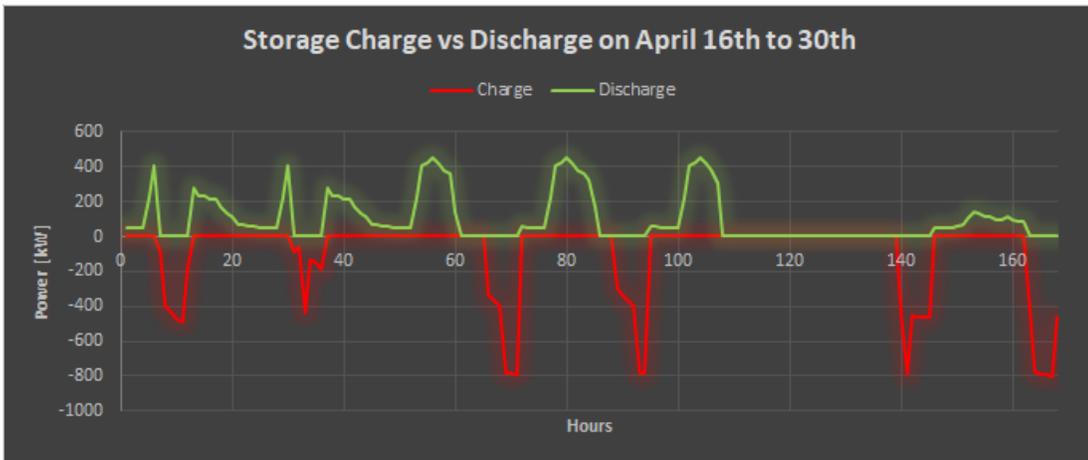


Figure 33: Charge vs Discharge on April 16-30 (Scenario 1).

Si riporta ancora l'andamento settimanale dei vari componenti in realzione al carico termico richiesto, mostrati in versione compatta per maggiore leggibilità:

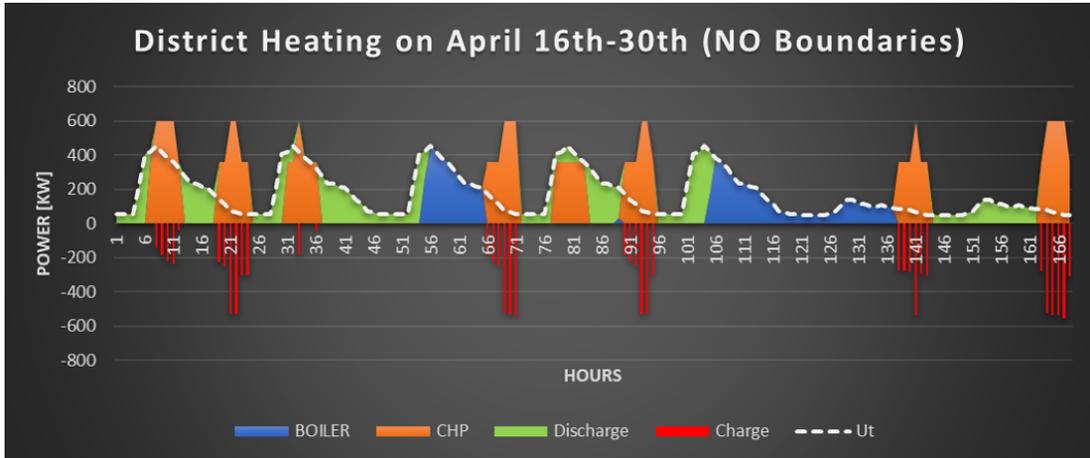


Figure 34: District Heating on April 16-30th related to Ut NO Boundaries (Scenario 1).

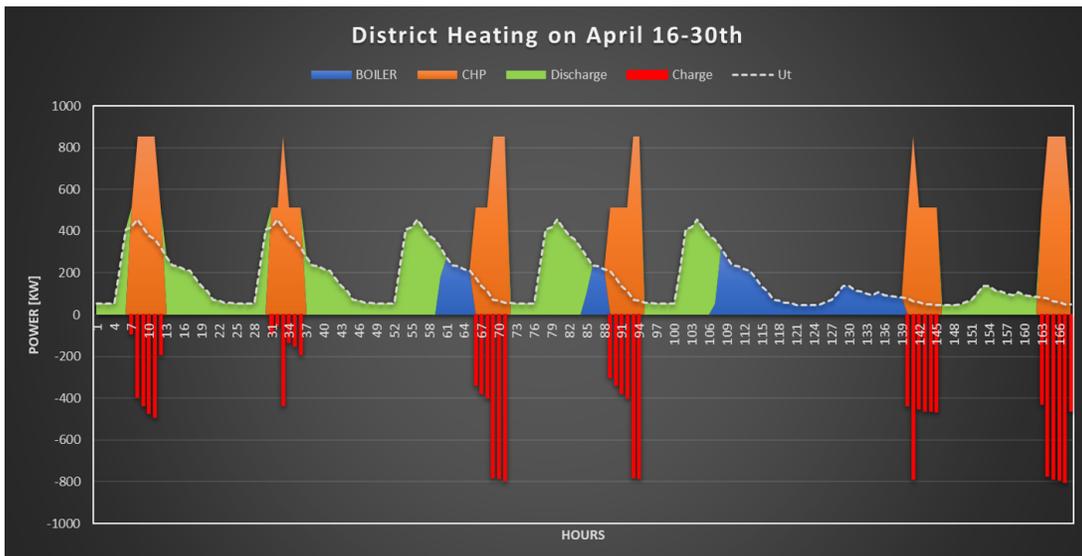


Figure 35: District Heating on April 16-30th related to Ut (Scenario 1).

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

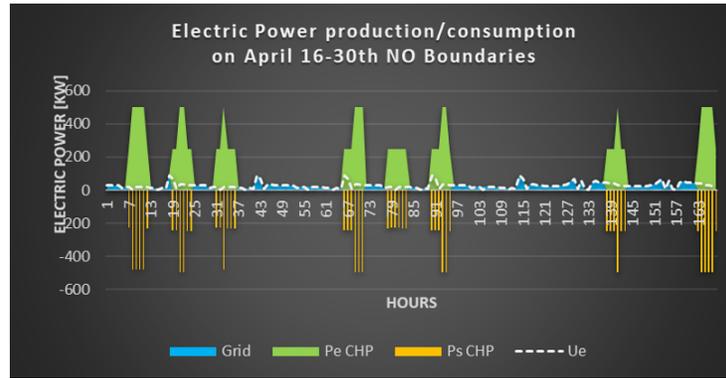


Figure 36: Energy Energy on April 16-30th related to Ue NO Boundaries (Scenario 1).

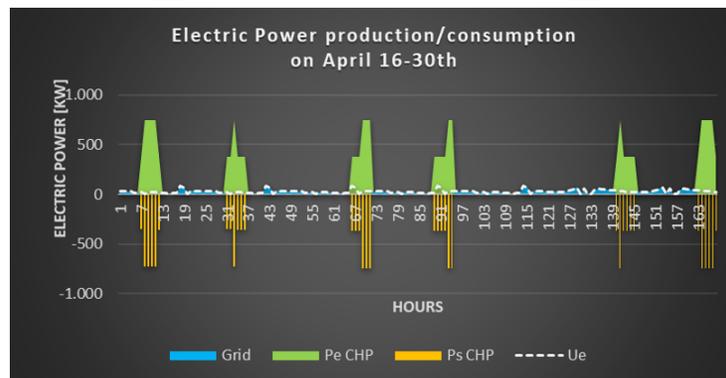


Figure 37: Energy Energy on April 16-30th related to Ue(Scenario 1).

Procediamo ora con l'analisi durante il periodo estivo prendendo come esempio una settimana tipo del mese di Luglio.

E' chiaro come in questo periodo dell'anno, la caldaia sia completamente spenta e quindi la piccola richiesta di energia primaria sotto forma di calore viene coperta completamente dal cogeneratore, il quale invia parte del calore prodotto direttamente nell'accumulatore.

Di seguito vediamo il caso con taglia della caldaia scelta dal pattern search (2MW) e ricordiamo che in questo caso la taglia del CHP é di 501 kW quindi minore rispetto al caso con taglia della caldaia imposta a 5MW.

Caso senza vincolo sulla taglia della caldaia (2MW):

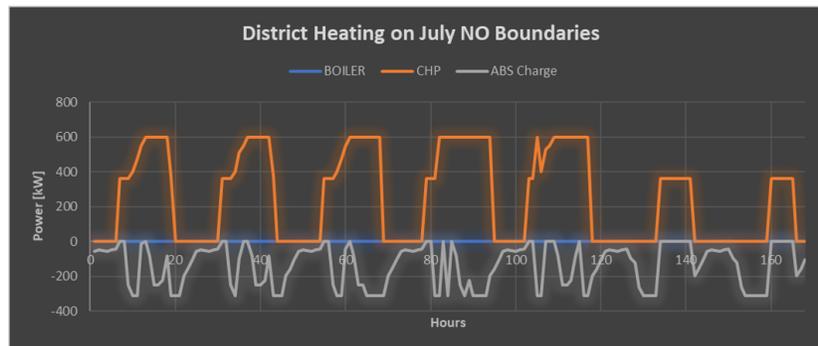


Figure 38: District Heating on July NO Boundaries (Scenario 1).

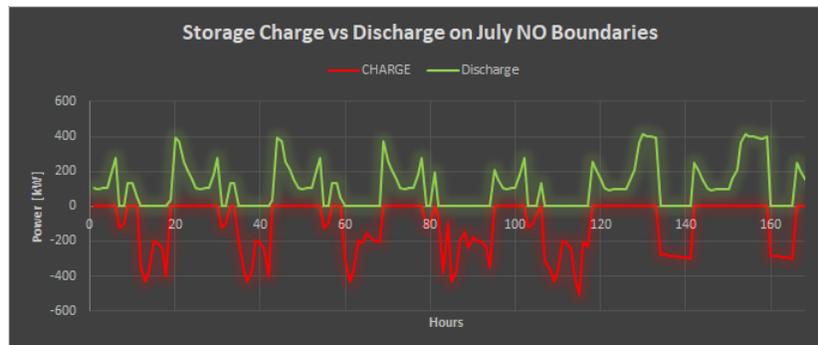


Figure 39: Charge vs Discharge on July NO Boundaries (Scenario 1).

Vediamo infatti come il cogeneratore lavora a pieno regime per tutta la setti-

mana per poter soddisfare il carico termico.

Questo comunque provoca un'affaticamento alla macchina aggravando sulla manutenzione e vita del componente.

Il cogeneratore lavora dalle prime ore del mattino (6-7 del mattino) mentre l'accumulatore copre pressoché il piccolo carico termico notturno.

Vediamo ora il caso con taglia della caldaia imposta a 5MW.

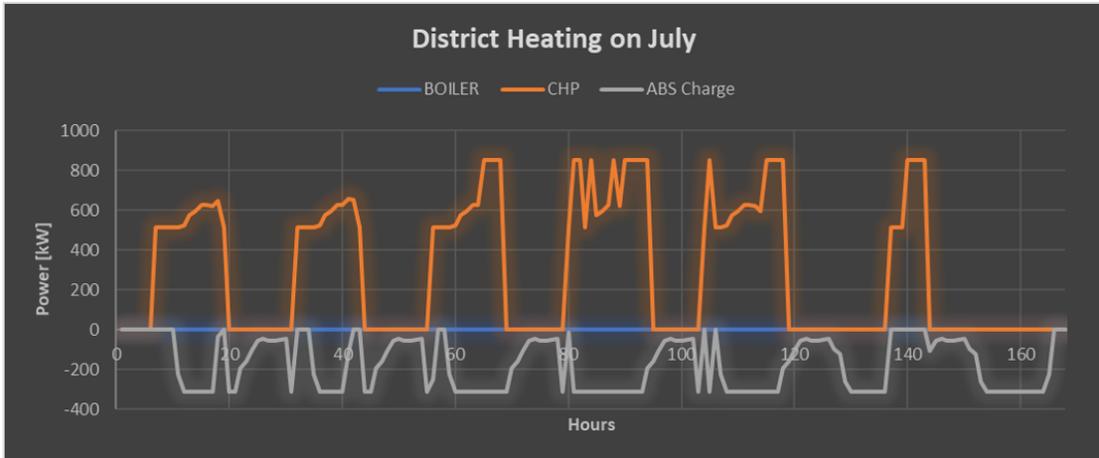


Figure 40: District Heating on July (Scenario 1).

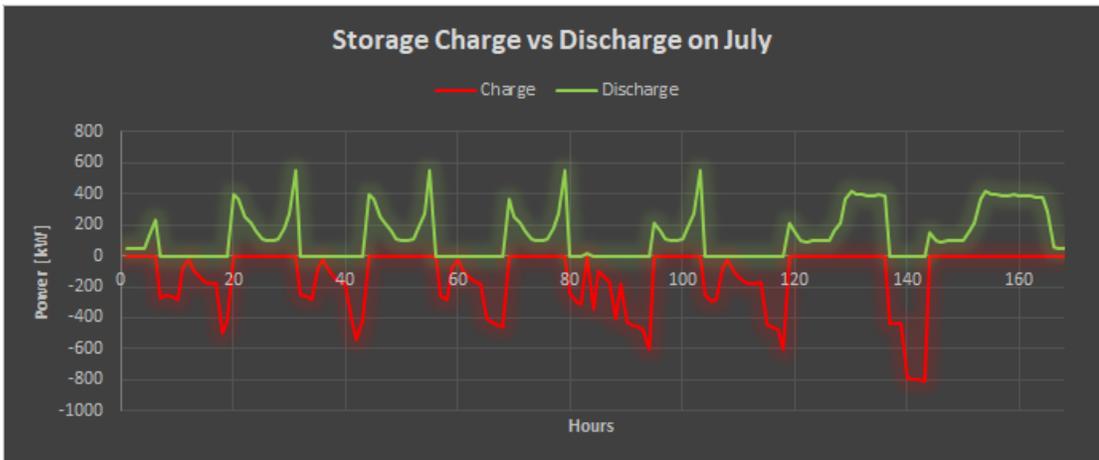


Figure 41: Charge vs Discharge on July (Scenario 1).

Di seguito vediamo i risultati inerenti ad un giorno settimanale (Giovedì):

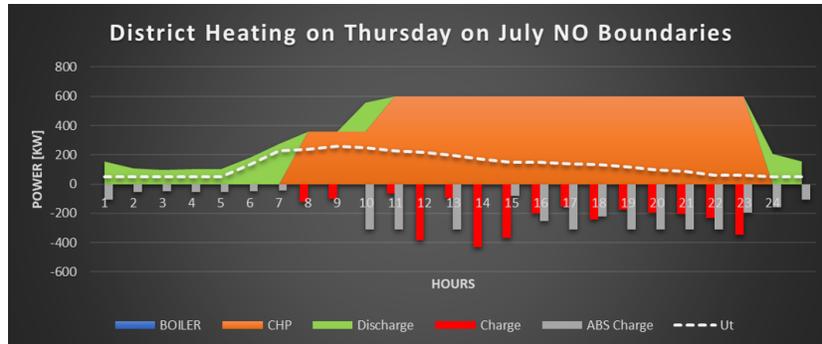


Figure 42: District Heating on Thursday July NO Boundaries (Scenario 1).

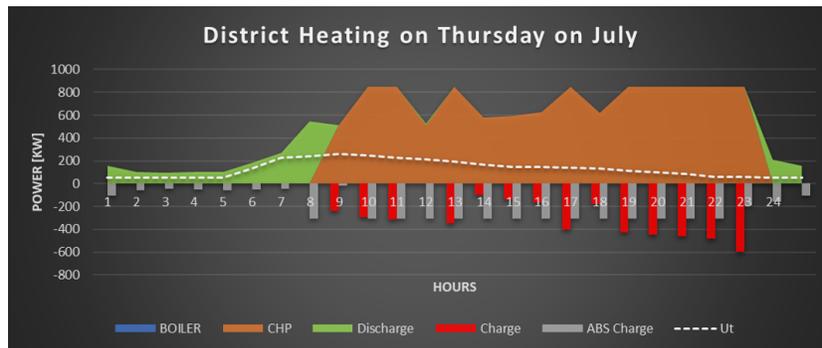


Figure 43: District Heating on Thursday July (Scenario 1).

Il cogeneratore questa volta, avendo taglia maggiore (751 kW), produce molto piú calore e riesce ad accumularne maggiormente. Questo provoca un grosso beneficio dal punto di vista dell'utilizzo dell'accumulatore che aumenta, potendo coprire anche il primo picco mattutino; mentre il cogeneratore inizia il suo funzionamento in tarda mattinata e non sempre a pieno regime, non sforzando piú la macchina come nel caso precedente.

Anche qui vediamo che é la caldaia ad occuparsi dell'accumulo di calore nella prima mattinata, la motivazione é la medesima spiegata nel caso Scenario 1.

Si riporta ancora l'andamento settimanale dei vari componenti in realzione al carico termico richiesto:

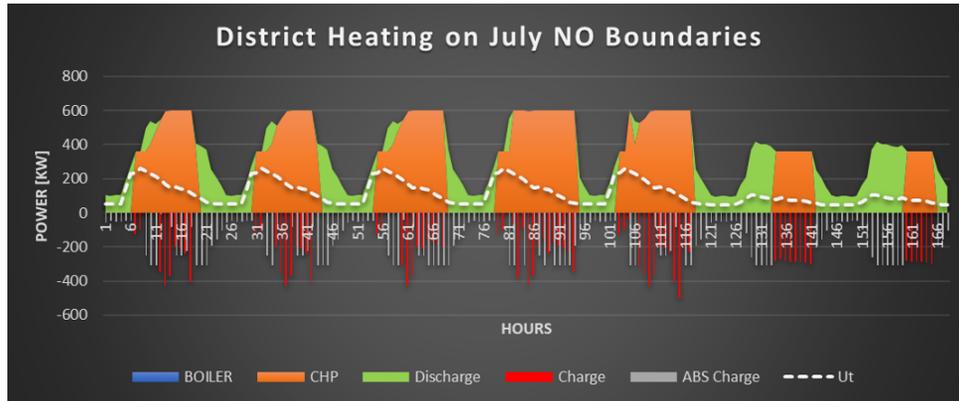


Figure 44: District Heating on July related to Ut NO Boundaries (Scenario 1).

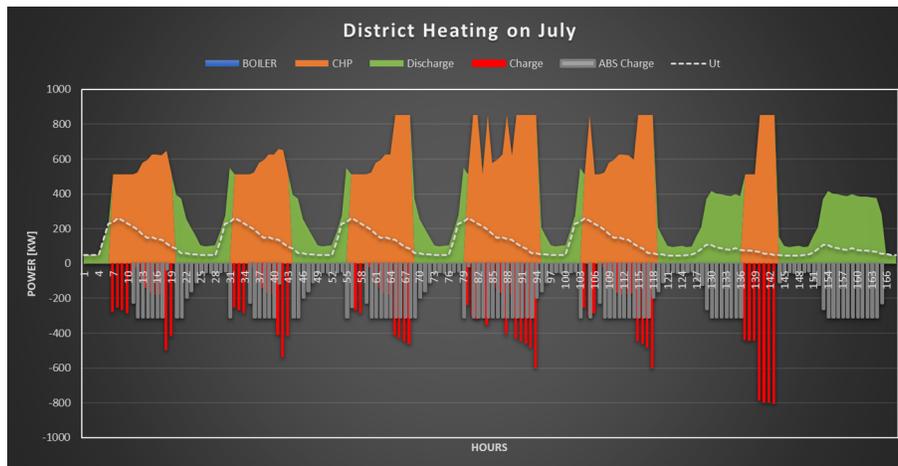


Figure 45: District Heating on July related to Ut (Scenario 1).

Vediamo come nel caso del district heating nella settimana tipo estiva di Luglio, la caldaia ovviamente rimane spenta e il calore viene prodotto solamente da CHP il quale maggiormente viene utilizzato nell'assorbitore per il teleraffrescamento da affiancare al Chiller. Il chiller viene anche alimentato da energia elettrica prodotta da CHP.

Vediamo come si comporta il sistema in questo primo scenario simulando un periodo estivo di teleraffrescamento:

Caso senza vincoli sulla caldaia (2MW):

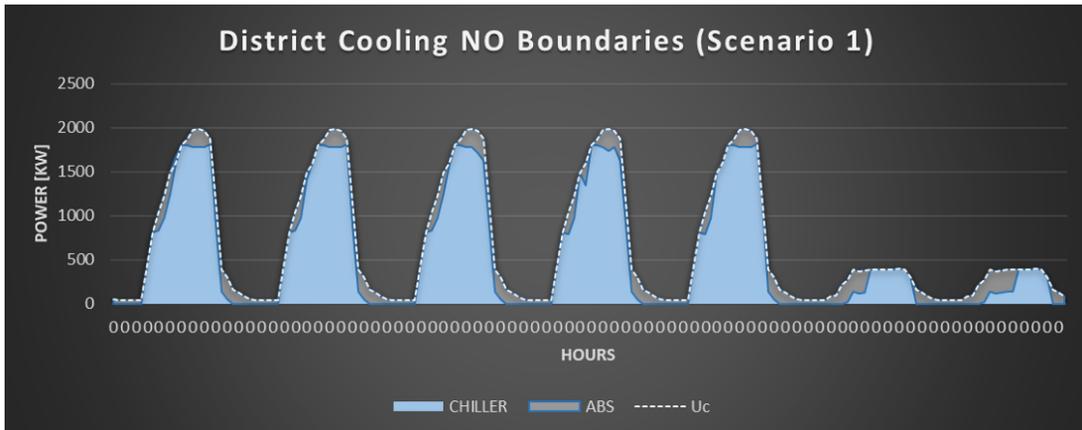


Figure 46: District cooling on July related to Uc NO Boundaries (Scenario 1).

Caso con caldaia vincolata a 5MW:

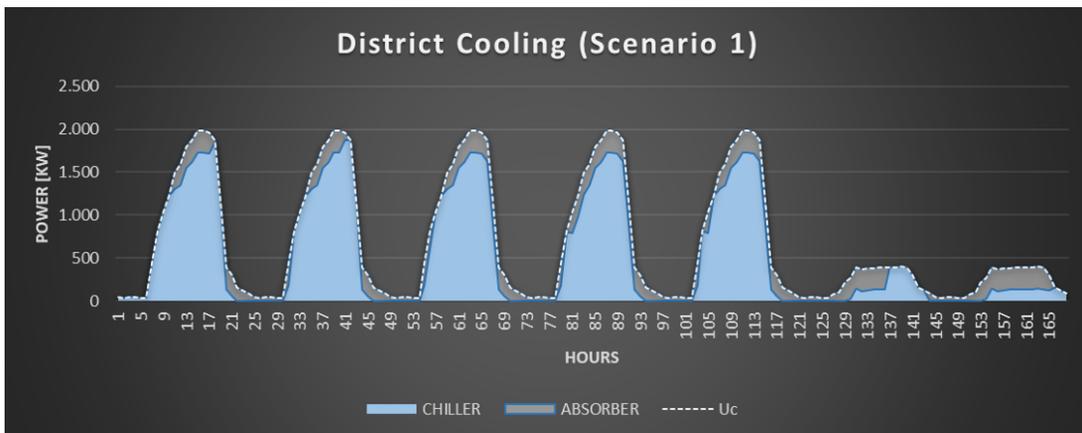


Figure 47: District cooling on July related to Uc (Scenario 1).

Nel caso con caldaia a 5MW, si anche un cogeneratore di taglia maggiore (751kW) rispetto ai 501kW del caso senza vincoli sulla caldaia, di conseguenza il cogeneratore può produrre maggiore energia, ed in parte l'energia termica prodotta viene inviata all'assorbitore; infatti in quest'ultimo caso lo share da cogenerazione è maggiore come vediamo anche ad occhio dal grafico mostrato, l'area di competenza

dell'assorbitore é maggiore rispetto al caso senza vincoli sulla taglia della caldaia, ottenendo cosí anche un risparmio derivante dalla minor richiesta di energia elettrica dal chiller, la quale vedremo tra poco che non é per nulla trascurabile, anzi di gran lunga superiore rispetto all'energia elettrica richiesta dalle utenze U_e .

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

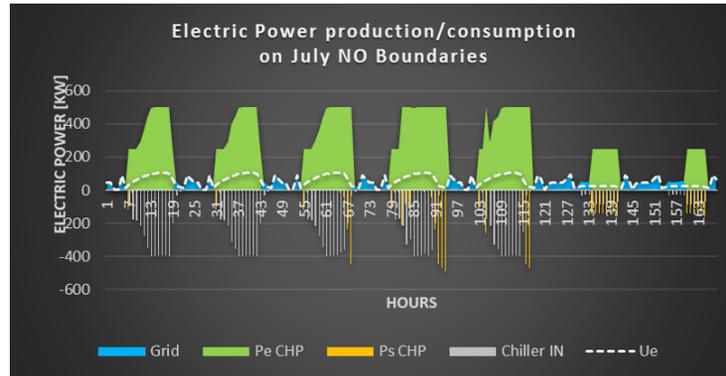


Figure 48: Energy Energy on July related to Ue NO Boundaries (Scenario 1).

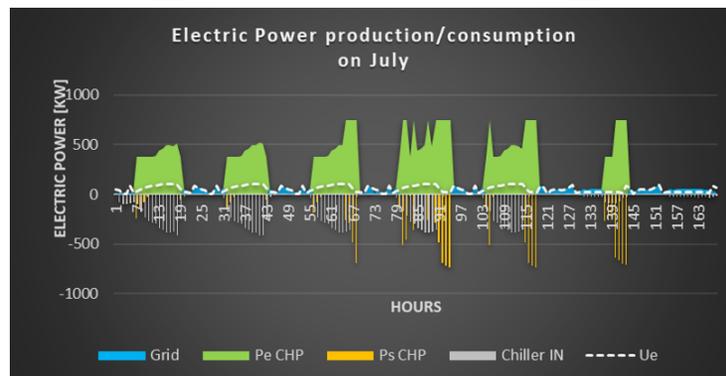


Figure 49: Energy Energy on July related to Ue(Scenario 1).

In questo caso il cogeneratore é anche il maggior responsabile per l'alimentazione del chiller elettrico, infatti il cogeneratore vediamo come produca molta piú corrente rispetto alla domanda di energia elettrica; il surplus di produzione viene in parte utilizzato per alimentare i gruppi frigorifero e in parte cessato alla rete aumentando il guadagno.

Vediamo come la richiesta del chiller sia non trascurabile nel periodo estivo e quindi l'autoproduzione da cogeneratore sia davvero importante in termini economici.

Si riportano di seguito i dati di "share" complessivi nel caso con taglia vincolata 5MW:

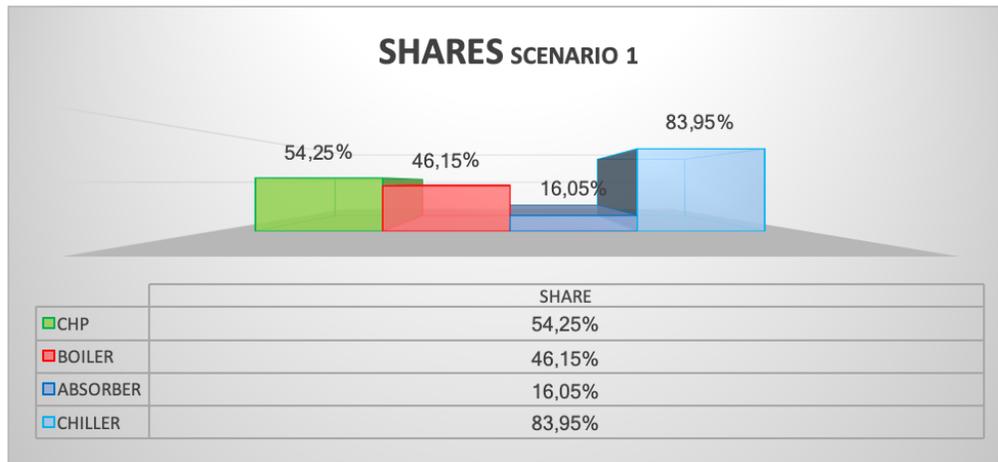


Figure 50: Complete Share (Scenario 1).

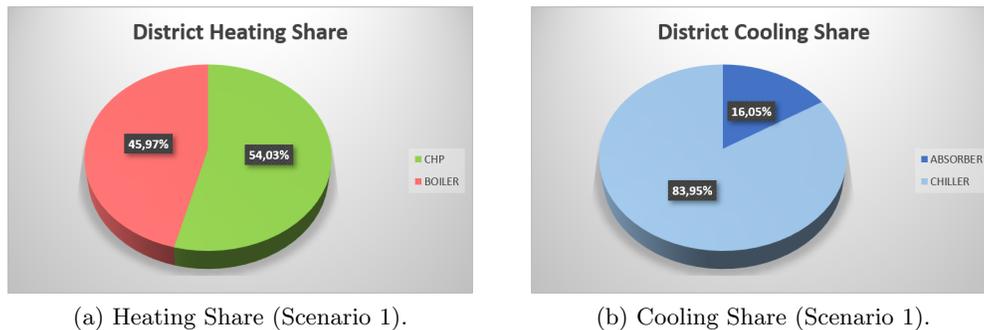


Figure 51: Heating and Cooling Shares (Scenario1).

Vediamo subito un risultato davvero ottimale dal punto di vista dello share del CHP pari a 54,25%, quindi piú del 50% della produzione per teleriscaldamento viene dalla cogenerazione.

Per quanto riguarda invece il teleraffrescamento vediamo come l'assorbitore, anch'esso alimentato comunque da cogeneratore, é responsabile per il 16,06%, valore di tutto rispetto considerato un COP di gran lunga inferiore rispetto al COP=4 del chiller elettrico.

Questo é dovuto al fatto che il prezzo del gas defiscalizzato utilizzato in cogenerazione incentiva enormemente l'utilizzo di gas naturale per teleraffrescamento, e

quindi come alimentazione dell'assorbitore, a scapito del prezzo dell'energia elettrica e quindi all'utilizzo del chiller.

Una variazione di prezzi dell'energia elettrica influirebbe considerevolmente i risultati di share ottenuti come vedremo successivamente.

Vediamo nella tabella seguente le taglie ottimali ottenute nello scenario 1 proposto, e il relativo NPV calcolato al 20° anno di attività dell'impianto.

Viene riportato ancora il Pay Back Time (Tempo di ritorno dell'investimento) il quale si attesta attorno ai 13-14 anni con taglia della caldaia a 5 MW; risultato tutto sommato ottimo.

	CHP [kW]	BOILER [kW]	ABS [kW]	CHILLER [kW]	STT [kW]	Tilt SH	Sup. SH [m2]	NPV	PBT [y]
Base no boundaries	501	2000	251	2252	5500	-	-	1,33E+06	7,5
Base 5MW boiler	751	5000	251	2252	7250	-	-	4,71E+05	13,7

Figure 52: Overall results (Scenario 1).

Proseguiamo con l'analisi di un secondo scenario.

8.2 Configurazione ottimale Scenario 2

Nella seconda simulazione effettuata si é previsto il dimensionamento di un componente aggiuntivo, facente parte delle fonti rinnovabili.

E' stato quindi deciso di simulare la possibile installazione di moduli solari in un campo a disposizione di circa 1440 m² (60x24 m) situato a terra.

In un primo momento é stata eseguita la simulazione riempiendo totalmente con collettori solari il campo a disposizione, ma questo provocava un abbassamento del NPV, object function della simulazione, rispetto al caso precedente senza componente rinnovabile.

Siccome la simulazione é stata concepita per massimizzare l'NPV in tutti gli scenari previsti, si é deciso di ottimizzare anche la superficie lorda occupata dai moduli solari.

Di conseguenza il codice pattern search é stato popolato di 2 variabili aggiuntive:

- Angolo Tilt dei moduli solari.
- Superficie Lorda occupata dai moduli solari.

```
1 clc
2 clear all
3 close all
4
5 delta= 1000*ones(1,7);
6 P_base=[751 5000 251 2252 7000 5000 12000]; %CHP BOILER
   ABS CHILLER STORAGE TILT SUP
7 P_lower=[1 5000 1 2252 1 100 100]; %valori minimi del
   range di ricerca
8 P_upper=[10000 5000 3000 2252 10000 9000 14400]; %valori
   massimi del range di ricerca
9 target= @(x)routine_XEMS13_PS_80deg_gas0_ele_10(x); %
   codice matlab principale
10 [P_base,Obj_base,Nobjcall,Nbisecl]=Pattsen(P_base,delta,
   P_lower,P_upper,target);
```

E' stata stimata la produzione solare con la seguente formulazione:

$$P_{sol}(i) = Sup_{LORDA} * (\eta_0 * G_{SOL(i)} - a_1 * (T_f - T_{amb(i)}) - a_2 * (T_f - T_{amb(i)})^2) \quad (24)$$

Dove Sup_{LORDA} indica la superficie lorda occupata dai pannelli, dipendente quindi dall'inclinazione dei moduli solari stessi (angolo α), mentre T_f e T_{amb} indicano rispettivamente la temperatura del fluido mediata tra ingresso e uscita del collettore, e la temperatura ambiente media; a_1 e a_2 sono coefficienti di dispersione termica. La temperatura ambiente é stata prelevata da un database contenente 8760 valori, ovvero una temperatura media per ogni giornata dell'anno.

Di seguito sono riportate le varie taglie dei componenti ottenuti come risultato della simulazione realizzata mediante Pattern Search:

No vincoli:

- CHP: 751 kW.
- BOILER: 2000 kW.
- ABSORBER: 251 kW.
- CHILLER: 2252 kW
- STORAGE: 5000 kWh
- Angolo TILT Collettori: 50°.
- SUPERFICIE LORDA COLLETTORI: 220m².

Vincolando la taglia della caldaia a 5MW

- CHP: 751 kW.
- BOILER: 5000 kW.
- ABSORBER: 251 kW.
- CHILLER: 2252 kW
- STORAGE: 5000 kWh
- Angolo TILT Collettori: 50°.

- SUPERFICIE LORDA COLLETTORI: 220m².

I collettori solari scelti per la simulazione per quanto riguarda le prestazioni hanno le seguenti caratteristiche:

- Marca e modello: Riello RPS 25/4 posizionati orizzontalmente.
- Lunghezza collettore: 1.926 m.
- Altezza collettore:1.122 m.
- Superficie lorda collettore:2.160 m².
- Angolo Beta: 0.3210 (18.39*pi/180).
- Emissività Tau: 0.04.
- Assorbimento Alpha: 0.95.
- Rendimento ottico eta: 0.802.
- a1: 4.28 W/m²K
- a2: 0.0064 W/m²K
- Temperatura fluido: 72°C (media mandata e ritorno).
- Resa Wurzburg 75°C: 640 kWh/anno.
- Prezzo: 400 €/m² (Stima).
- # collettori solari: 102.
- Percentuale ottimale di occupazione campo solare: 15,28%.

Di seguito viene riportato il codice per quanto riguarda lo sviluppo dei calcoli sui collettori solari:

```
1  
2 area_larghezza= 60; %m  
3 area_lunghezza= 24; %m  
4 L_collettore=1.926; %m %lato appoggiato lungo il lato 60m  
5 H_collettore=1.122; %m %lato inclinato  
6 A_lorda_collettore=L_collettore*H_collettore; %m2  
7 AREA=area_larghezza*area_lunghezza; %m2  
8
```

```
9 %Calcolo distanza tra le file dei pannelli
10 alpha_angle=vettore(1,6)/100*pi/180; %radianti tilt
    collettore.
11 angolo=vettore(1,6)/100;
12 angolo_work=ceil(angolo);
13 %alpha_angle=40*pi/180;
14 beta_angle=18.39*pi/180; %radianti relativi alla
    posizione del sole
15 D=H_collettore*cos(alpha_angle)+H_collettore*sin(
    alpha_angle)/tan(beta_angle);
16
17 %Calcolo numero collettori e Superficie lorda
18 numero_file=ceil(area_lunghezza/D); %file di collettori
    installabili
19 coll_per_fila=ceil(area_larghezza/L_collettore);
20 n_coll=coll_per_fila*numero_file; %n collettori (appr.
    per difetto);
21 Sup_lorda_max=n_coll*A_lorda_collettore; %Superficie
    lorda collettori
22 Sup_lorda_PS=vettore(1,7)/100; %scalo il dato preso dal
    PS
23
24     Sup_lorda=Sup_lorda_PS; %Assegno la superficie lorda
        del Pattern
25     %Search alla mia variabile
26
27 n_coll_new=Sup_lorda/A_lorda_collettore;
28
29
30 %Dati collettore Riello RPS 25/4
31 tau_coll= 0.04; %coeff. emissione
32 alpha_coll= 0.95; %coeff. assorbimento
33 eta_0= 0.802; %rendimento ottico assorbitore
34 a_1= 4.28; %W/m2*K %coeff. dispersione termica
    assorbitore
35 a_2=0.0064; %W/m2*K %coeff. dispersione termica
    assorbitore
36
37 %Carico database Irradianza e Temperatura ambiente:
38 Irr=importdata('Irr_angle.xlsx');
```

```
39 T_amb=importdata('temperature_av_output.csv');
40
41 %Genero colonna di Irradianza corrispondente al Tilt del
    pattern search
42 step_tilt=[10 20 30 40 50 60 70 80 90];
43
44 esiste=find(angolo==step_tilt,1,'last');
45 if length(esiste)>=1 %angolo pattern search existen nel
    database
46
47     G_sol_colonna=Irr(:,esiste);
48
49 else
50     %interpolazione lineare
51
52 alpha_before=step_tilt(find(angolo>=step_tilt,1,'last'));
53 alpha_after=alpha_before+10; %perch database_step di 10.
54
55 indice_alpha_low=find(alpha_before==step_tilt,1,'last');
56     %trovo indice colonna alpha before
57 indice_alpha_high=indice_alpha_low+1;
58 G_sol_colonna=(angolo-alpha_before)/(alpha_after-
    alpha_before)*...
59     (Irr(:,indice_alpha_high)-Irr(:,indice_alpha_low))+
60     Irr(:,indice_alpha_low));
61 end
62
63 %Leggo solo la colonna corrispondente al tilt generato
64 dal pattern search
65 % step_tilt=[10 20 30 40 50 60 70 80 90]*pi/180;
66 % indice_colonna=find(alpha_angle>=step_tilt,1,'last');
67 % G_sol=Irr(:,indice_colonna);
68 % tilt=indice_colonna*10;
69
70 G_sol=G_sol_colonna;
71
72 %Calcolo Potenza solare termico nel tempo
73 T_f=72; %Temperatura del fluido
74 for i=1:8760
75 P_sol(i)=Sup_lorda*(eta_0*G_sol(i)-a_1*(T_f-T_amb(i))-a_2
```

```

    *(T_f-T_amb(i)).^2)./1000;
73 end
74 P_sol(P_sol<0)=0;
75 P_sol_max=max(P_sol); %valore di dimensionamento per la
    pompa di calore
76
77 %Produzione solare nell'arco dell'anno
78 figure
79 plot(1:8760,P_sol,'red');
80 xlabel('days');
81 ylabel('kW');
82 title('Solar Production');
83 grid on
84 cum_giorni_mese=[31 59 90 105 120 151 181 212 243 273 288
    304 334 365];
85 step_orario=cum_giorni_mese*24;
86 giorni_mese=[31 28 31 15 15 31 30 31 31 30 31 31 30 31];
    %14 settimane tipo
87 media_pesata=giorni_mese./7;
88 %Ricavo settimane tipo per file txt WORK:
89 P_sol_month_1=(P_sol(1:step_orario(1))); %gennaio
90 P_sol_month_2=(P_sol(step_orario(1)+1:(step_orario(2))));
    %febbraio
91 P_sol_month_3=(P_sol(step_orario(2)+1:(step_orario(3))));
    %marzo
92 P_sol_month_4=(P_sol(step_orario(3)+1:(step_orario(4))));
    %Aprile (1:15)
93 P_sol_month_5=(P_sol(step_orario(4)+1:(step_orario(5))));
    %Aprile (16:30)
94 P_sol_month_6=(P_sol(step_orario(5)+1:(step_orario(6))));
    %Maggio
95 P_sol_month_7=(P_sol(step_orario(6)+1:(step_orario(7))));
    %Giugno
96 P_sol_month_8=(P_sol(step_orario(7)+1:(step_orario(8))));
    %Luglio
97 P_sol_month_9=(P_sol(step_orario(8)+1:(step_orario(9))));
    %Agosto
98 P_sol_month_10=(P_sol(step_orario(9)+1:(step_orario(10))
    )); %Settembre
99 P_sol_month_11=(P_sol(step_orario(10)+1:(step_orario(11))

```

```
    )); %Ottobre (1:15)
100 P_sol_month_12=(P_sol(step_orario(11)+1:(step_orario(12))
    )); %Ottobre (16:31)
101 P_sol_month_13=(P_sol(step_orario(12)+1:(step_orario(13))
    )); %Novembre
102 P_sol_month_14=(P_sol(step_orario(13)+1:(step_orario(14))
    )); %febbraio
103
104 P_sol_week_1=(P_sol_month_1(337:504));
105 P_sol_week_2=(P_sol_month_2(337:504));
106 P_sol_week_3=(P_sol_month_3(337:504));
107 P_sol_week_4=(P_sol_month_4(169:336));
108 P_sol_week_5=(P_sol_month_5(169:336));
109 P_sol_week_6=(P_sol_month_6(337:504));
110 P_sol_week_7=(P_sol_month_7(337:504));
111 P_sol_week_8=(P_sol_month_8(337:504));
112 P_sol_week_9=(P_sol_month_9(337:504));
113 P_sol_week_10=(P_sol_month_10(337:504));
114 P_sol_week_11=(P_sol_month_11(169:336));
115 P_sol_week_12=(P_sol_month_12(169:336));
116 P_sol_week_13=(P_sol_month_13(337:504));
117 P_sol_week_14=(P_sol_month_14(337:504));
118
119 Potenza_solare_week_1(:,6)=P_sol_week_1;
120 Potenza_solare_week_2(:,6)=P_sol_week_2;
121 Potenza_solare_week_3(:,6)=P_sol_week_3;
122 Potenza_solare_week_4(:,6)=P_sol_week_4;
123 Potenza_solare_week_5(:,6)=P_sol_week_5;
124 Potenza_solare_week_6(:,6)=P_sol_week_6;
125 Potenza_solare_week_7(:,6)=P_sol_week_7;
126 Potenza_solare_week_8(:,6)=P_sol_week_8;
127 Potenza_solare_week_9(:,6)=P_sol_week_9;
128 Potenza_solare_week_10(:,6)=P_sol_week_10;
129 Potenza_solare_week_11(:,6)=P_sol_week_11;
130 Potenza_solare_week_12(:,6)=P_sol_week_12;
131 Potenza_solare_week_13(:,6)=P_sol_week_13;
132 Potenza_solare_week_14(:,6)=P_sol_week_14;
133
134 %creo cell array
135 Potenza_solare_week(:,:,1)=Potenza_solare_week_1;
```

```
136 Potenza_solare_week(:, :, 2)=Potenza_solare_week_2;
137 Potenza_solare_week(:, :, 3)=Potenza_solare_week_3;
138 Potenza_solare_week(:, :, 4)=Potenza_solare_week_4;
139 Potenza_solare_week(:, :, 5)=Potenza_solare_week_5;
140 Potenza_solare_week(:, :, 6)=Potenza_solare_week_6;
141 Potenza_solare_week(:, :, 7)=Potenza_solare_week_7;
142 Potenza_solare_week(:, :, 8)=Potenza_solare_week_8;
143 Potenza_solare_week(:, :, 9)=Potenza_solare_week_9;
144 Potenza_solare_week(:, :, 10)=Potenza_solare_week_10;
145 Potenza_solare_week(:, :, 11)=Potenza_solare_week_11;
146 Potenza_solare_week(:, :, 12)=Potenza_solare_week_12;
147 Potenza_solare_week(:, :, 13)=Potenza_solare_week_13;
148 Potenza_solare_week(:, :, 14)=Potenza_solare_week_14;
149
150 cd('C:\Profile'); %cambio directory per lavorare sulla
    cartella Profile
151 %Salvo i profili di solare termico nella cartella Profile
152
153 for i=1:14
154     week_now=Potenza_solare_week(:, :, i);
155     filename_sol = sprintf('SH_pot_%ddeg_%dC_week_%d.csv',
        angolo_work, T_f, i);
156     csvwrite(filename_sol, week_now)
157 end
158 cd('G:\Tesi'); %Torno sulla cartella principale
159
160 %Calcolo incentivo
161
162 Q_u=640; %kWh/anno riferito a T=75 C
163 Ci_vettore=[0.36 0.33 0.11 0.10 0.09];
164 if Sup_lorda <=12
165     C_i=Ci_vettore(1);
166 elseif Sup_lorda >12 && Sup_lorda <=50
167     C_i=Ci_vettore(2);
168 elseif Sup_lorda >50 && Sup_lorda <=200
169     C_i=Ci_vettore(3);
170 elseif Sup_lorda >200 && Sup_lorda <=500
171     C_i=Ci_vettore(4);
172 else
173     C_i=Ci_vettore(5);
```

```
174 end  
175 Incentivo_solare=Q_u*C_i*Sup_lorda;
```

Di seguito viene riportato il grafico della produzione solare annuale facente riferimento all'installazione di 220 m² di superficie lorda occupata dai collettori solari.

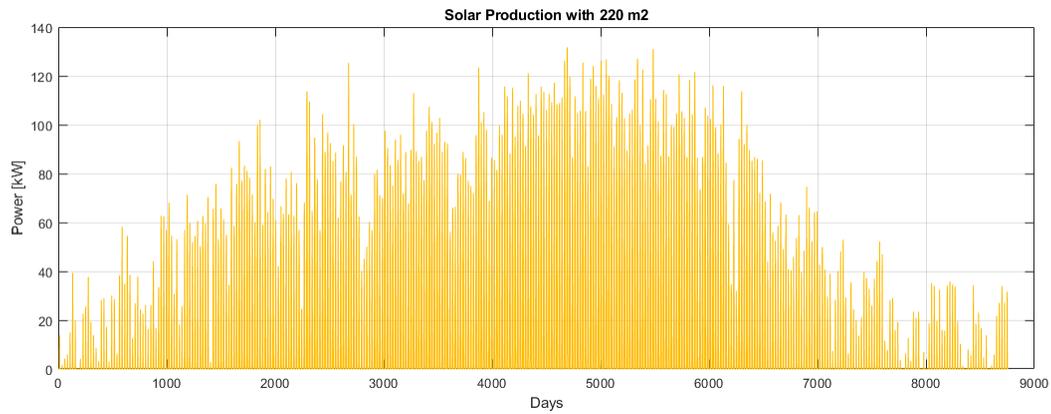


Figure 53: Solar Production with 220 m²

Il dato di irraggiamento utilizzato per il calcolo della produzione da campo solare termico, é stato ottenuto utilizzando una matrice dati di irraggiamento suddivisa per angoli a step di 10° (da 0° a 90°) interpolandola con il dato di tilt del modulo solare determinato dal Pattern Search.

Vediamo ora i risultati ottenuti confrontando il caso senza vincoli sulla caldaia e caldaia vincolata a 5MW.

Viene riportato ora l'andamento di produzione di acqua calda per il teleriscaldamento nella settimana tipo del mese di gennaio: Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) (Scenario 2):

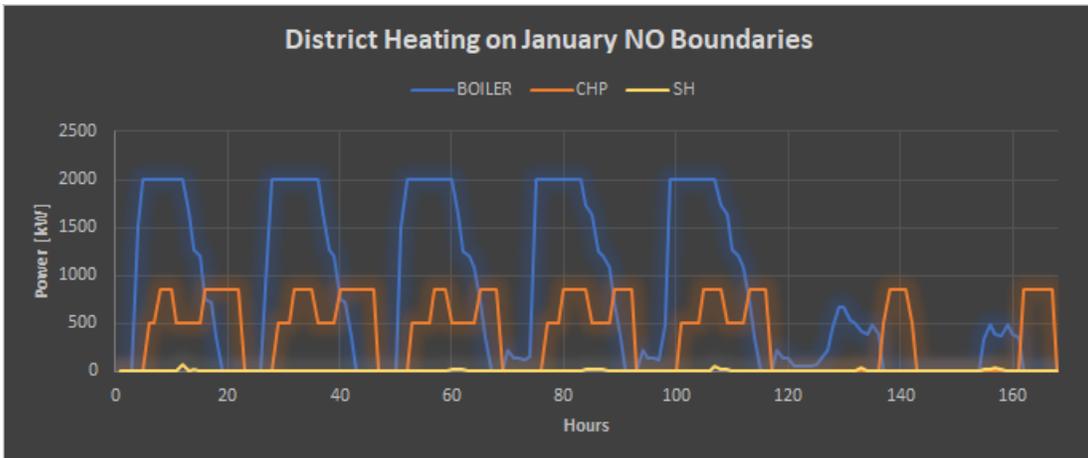


Figure 54: District Heating on January NO BOUDARIES (Scenario 2).

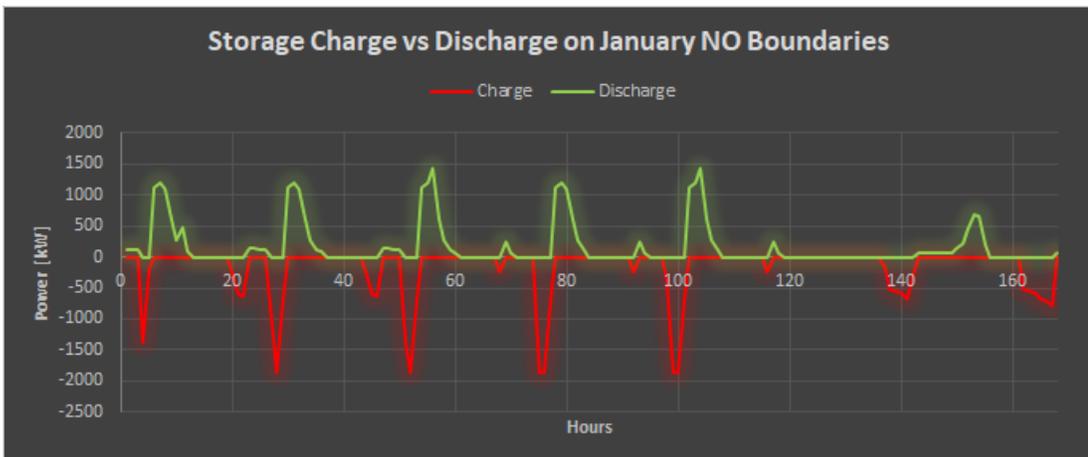


Figure 55: Charge vs Discharge on January no boundaries (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

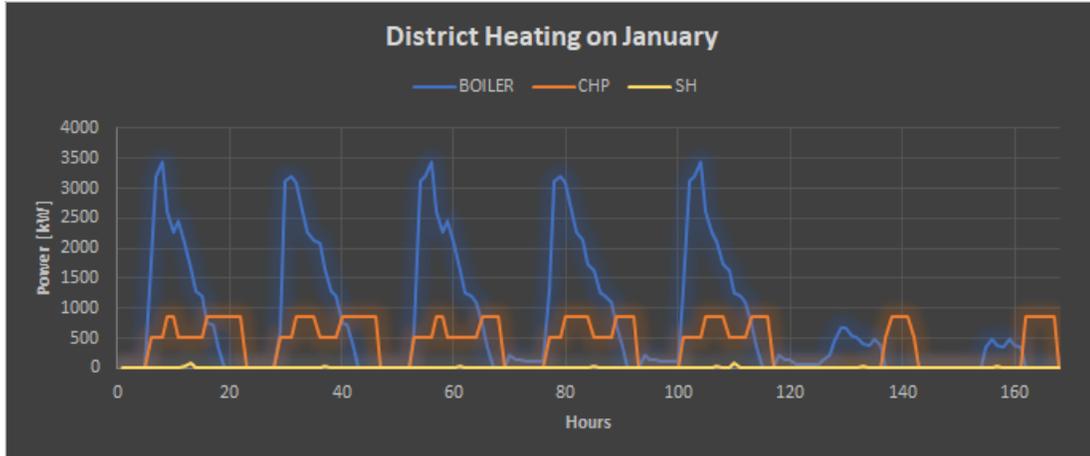


Figure 56: District Heating on January (Scenario 2).

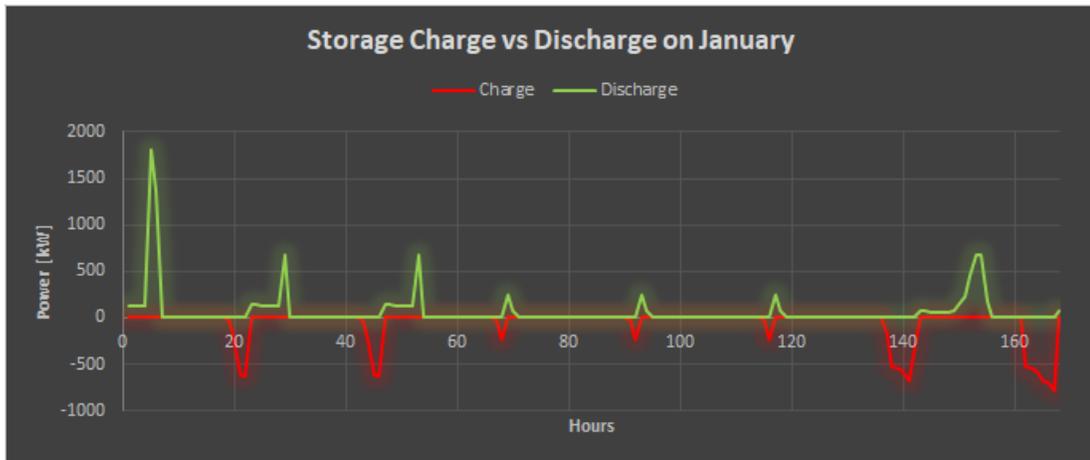


Figure 57: Charge vs Discharge on January (Scenario 2).

E' evidente come l'apporto di solare termico sia davvero minimo, praticamente impercettibile durante il mese invernale, questo dovuto ovviamente dalle condizioni meteorologiche e dal periodo invernale del nord Italia.

Vediamo come la caldaia nel caso 5MW riesce a spingersi molto più dei 2000kW massimi del caso vincolato, così da lavorare a regime più basso rispetto alla portata massima, e viene aiutata dal CHP il quale lavora in modo abbastanza costante nei

giorni infrasettimanali attorno agli 800kW.

Nel caso con taglia del boiler vincolata a 2MW é evidente come la caldaia lavori sempre a regime massimo (non un bene dal punto di vista del componente, della sua vita utile, ma anche dal punto di vista dell'”availability” del componente nel caso in cui ci dovesse essere manutenzione).

In questo ultimo caso il CHP da un apporto maggiore di piú la produzione di calore confronto al boiler.

L'accumulatore é fondamentale nel caso senza vincoli in quanto la caldaia puó produrre un massimo di 2MW ma la richiesta di energia termica é maggiore e il CHP produce energia che invia in parte in accumulatore da poter utilizzare nelle ore mattutine per servire i picchi iniziali.

Viene di seguito riportato l'andamento tipo di un giorno settimanale per maggiore chiarezza e leggibilità.

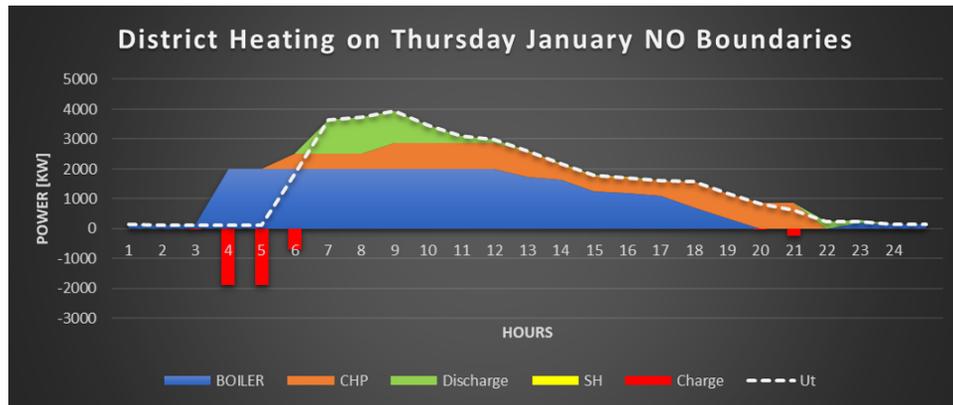


Figure 58: District Heating on Thursday January NO BOUNDARIES (Scenario 2).

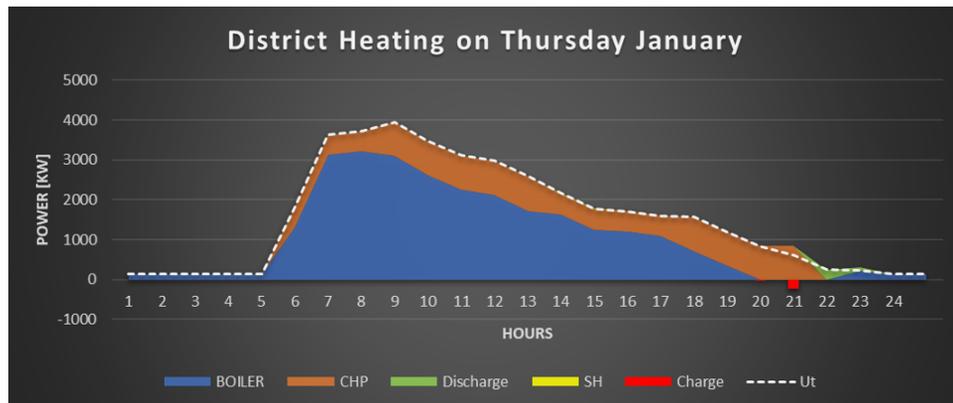


Figure 59: District Heating on Thursday January (Scenario 2).

Si vede molto bene come nel caso con caldaia 2MW l'apporto di energia termica da accumulatore e quindi da CHP sia fondamentale per coprire il primo picco mattutino, cosa che nel caso con caldaia da 5MW non si verifica in quanto la caldaia stessa riesce a far fronte a tutto il carico iniziale.

Si riporta ancora l'andamento settimanale dei vari componenti in realzione al carico termico richiesto:

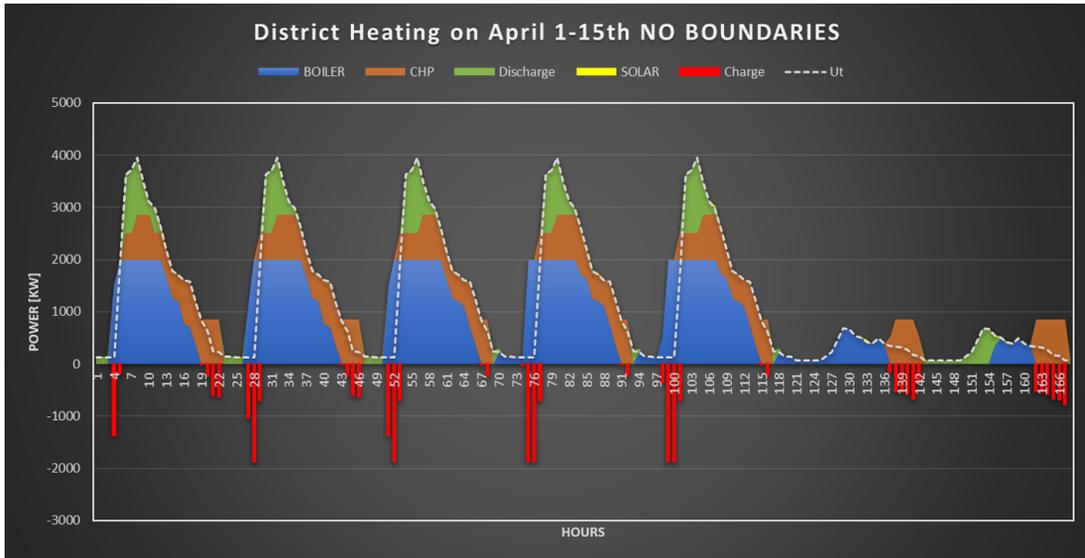


Figure 60: District Heating on January related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

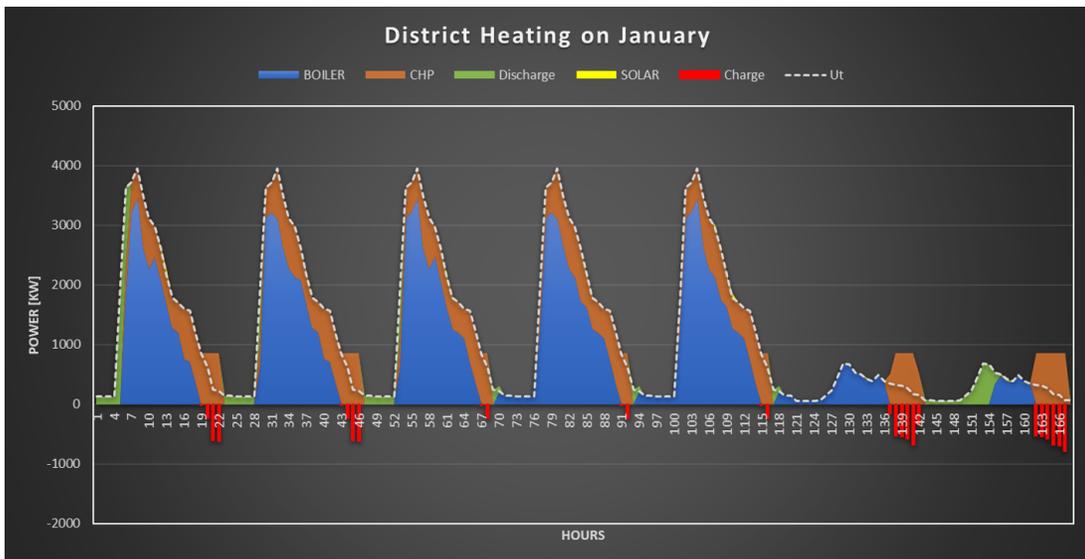


Figure 61: District Heating on January related to Ut (Scenario 2).

Come possiamo vedere dai grafici mostrati, nel caso con caldaia a 5MW, il cogeneratore fa da supporto alla caldaia mentre viene utilizzato davvero poco l'accumulatore termico. Al contrario invece nel caso con taglia della caldaia non vincolata e quindi scelta dal Pattern Search a 2MWt, la portata della caldaia é limitata e di conseguenza il cogeneratore gioca un ruolo importante; un comportamento a primo impatto strano é dato dalla caldaia, la quale si accende prima del cogeneratore, accumulando calore da usare in seguito per coprire i picchi delle richieste. Comportamento strano in quanto il prezzo del gas da destinarsi in caldaia é superiore rispetto al gas defiscalizzato da destinarsi al cogeneratore, é però possibile che il prezzo dell'elettricitá in quel momento non fosse favorevole da giustificare l'accensione del cogeneratore. Siccome XEMS13 fa un ragionamento a livello operativo, decide cosa é piú conveniente utilizzare come componenti per soddisfare il carico in un determinato istante.

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

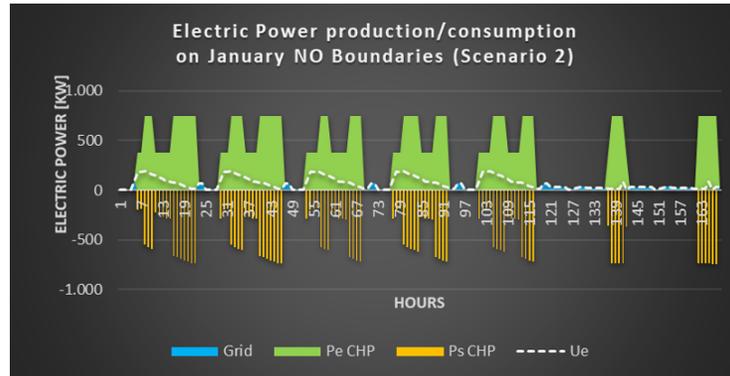


Figure 62: Electric Energy on January related to Ue NO Boundaries (Scenario 2).

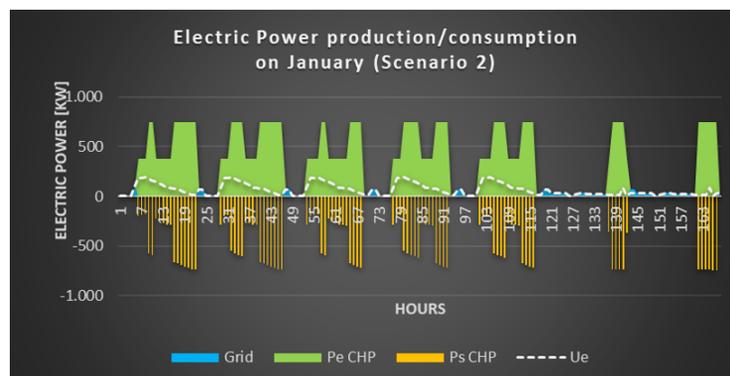


Figure 63: Electric Energy on January related to Ue(Scenario 2).

Vediamo come la produzione di energia elettrica da cogeneratore é di gran lunga superiore rispetto la richiesta di di energia elettrica dalle utenze (Ue), questo perché il cogeneratore é stato ovviamente dimensionato e ottimizzato sulla richiesta di energia termica. La maggiore produzione da cogeneratore implica anche una maggiore vendita di energia elettrica e quindi cessione alla rete aumentandone il guadagno.

Vediamo ora il caso della settimana tipo antecedente lo spegnimento dei sistemi di riscaldamento (periodo 1-15 Aprile).

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) (Scenario 2):

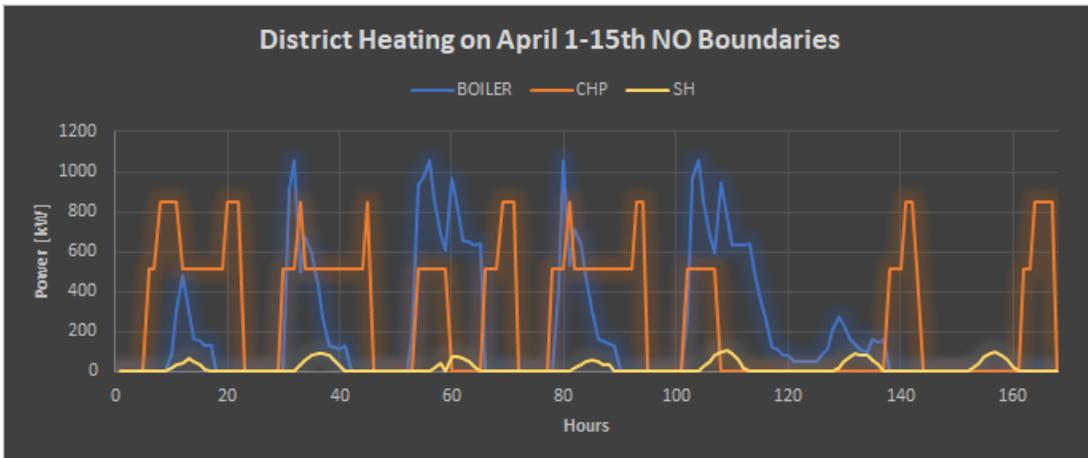


Figure 64: District Heating on April 1-15th NO BOUDARIES (Scenario 2).

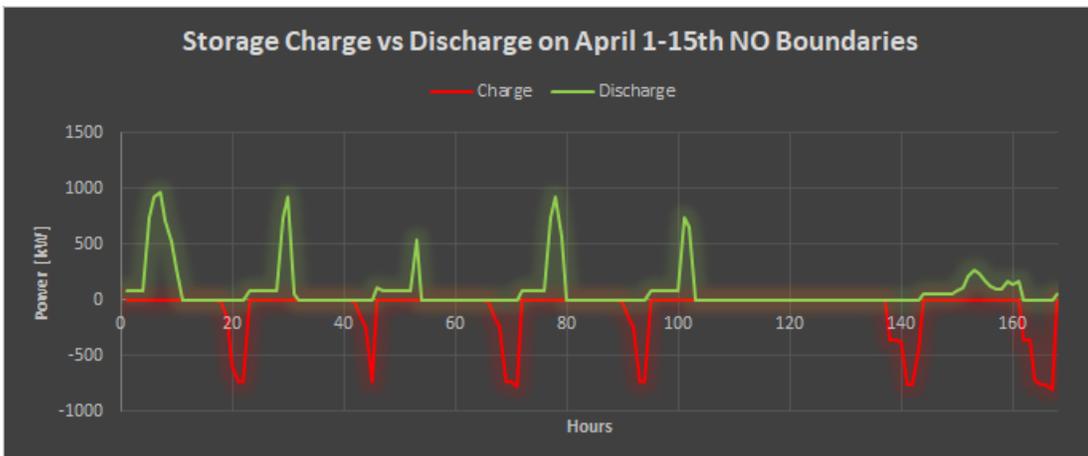


Figure 65: Charge vs Discharge on April 1-15 no boundaries (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

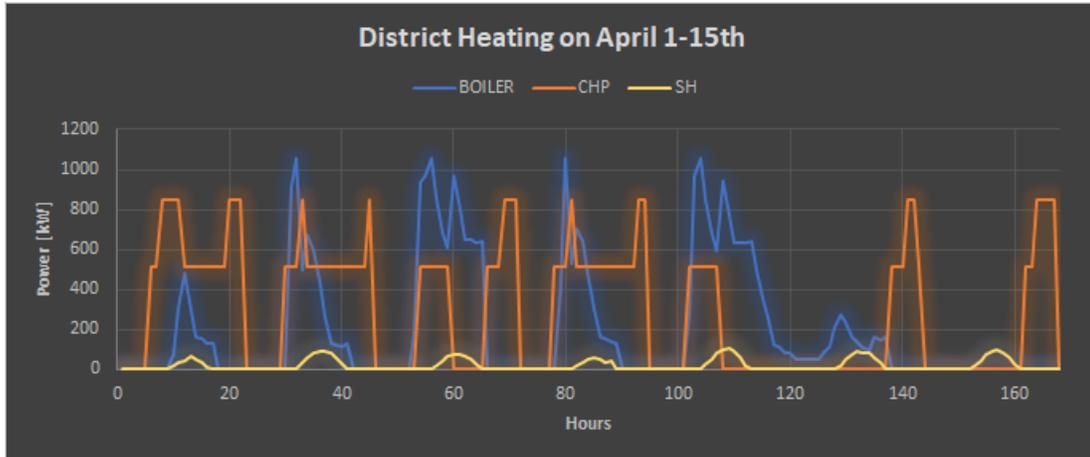


Figure 66: District Heating on April 1-15th (Scenario 2).

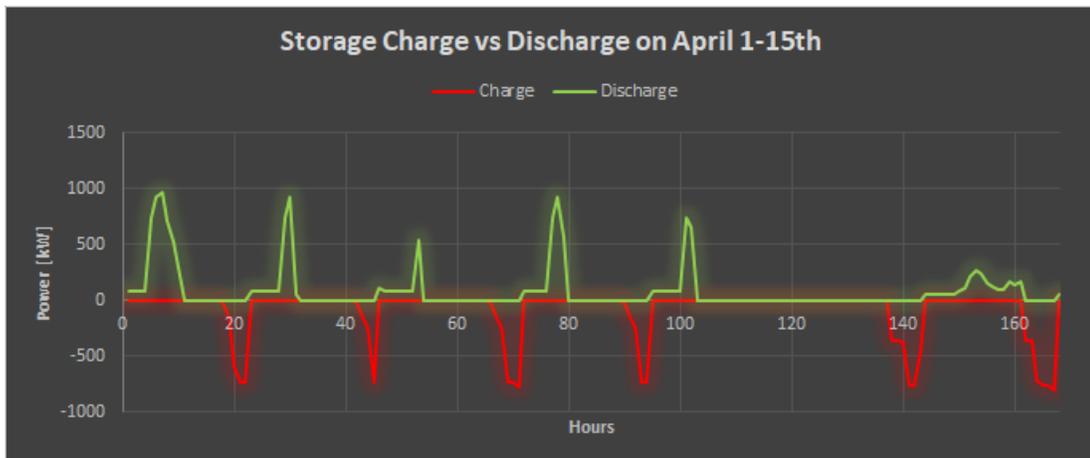


Figure 67: Charge vs Discharge on April 1-15 (Scenario 2).

In questo caso, dato che la richiesta di energia termica é sotto la soglia della portata massima della caldaia, i due casi con vincolo e senza vincolo sulla caldaia si equivalgono, cambia davvero poco a livello di produzione da solare termico.

Anche l'andamento dell'accumulatore di conseguenza é equivalente.

Si riporta nuovamente di seguito l'andamento in una giornata settimanale per maggiore chiarezza e leggibilità.

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) (Scenario 2):

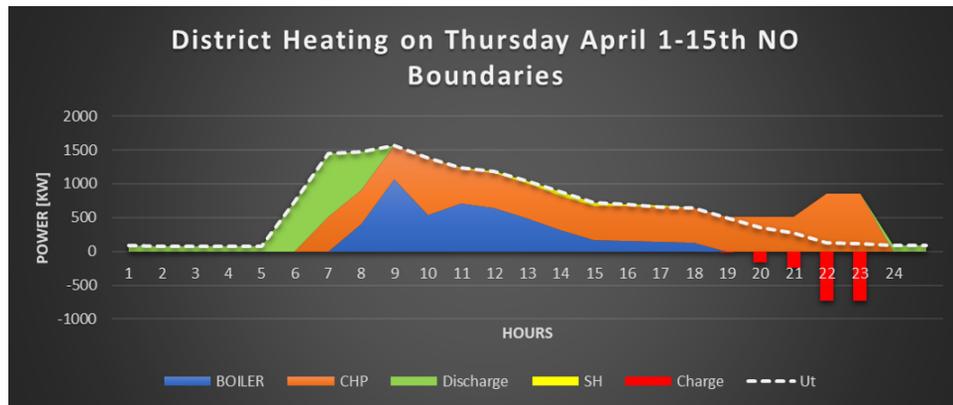


Figure 68: District Heating on Thursday April 1-15th NO BOUNDARIES (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

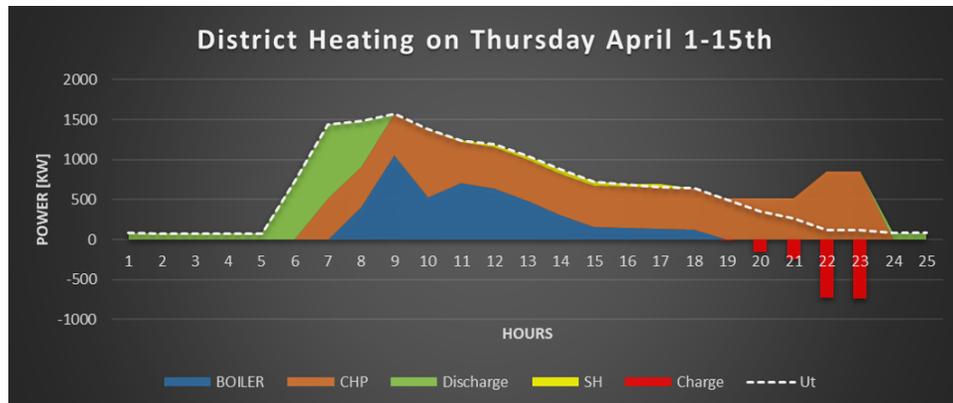


Figure 69: District Heating on Thursday April 1-15th(Scenario 2).

Si riporta ora il risultato finale della simulazione della prima metà del mese di Aprile (1-15) in una forma più compatta:

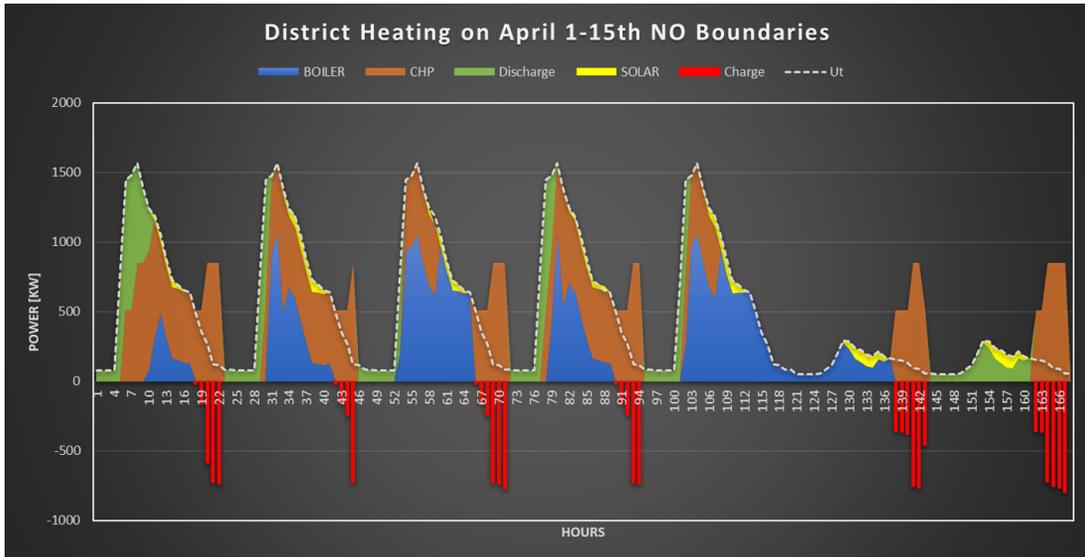


Figure 70: District Heating on April 1-15th related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

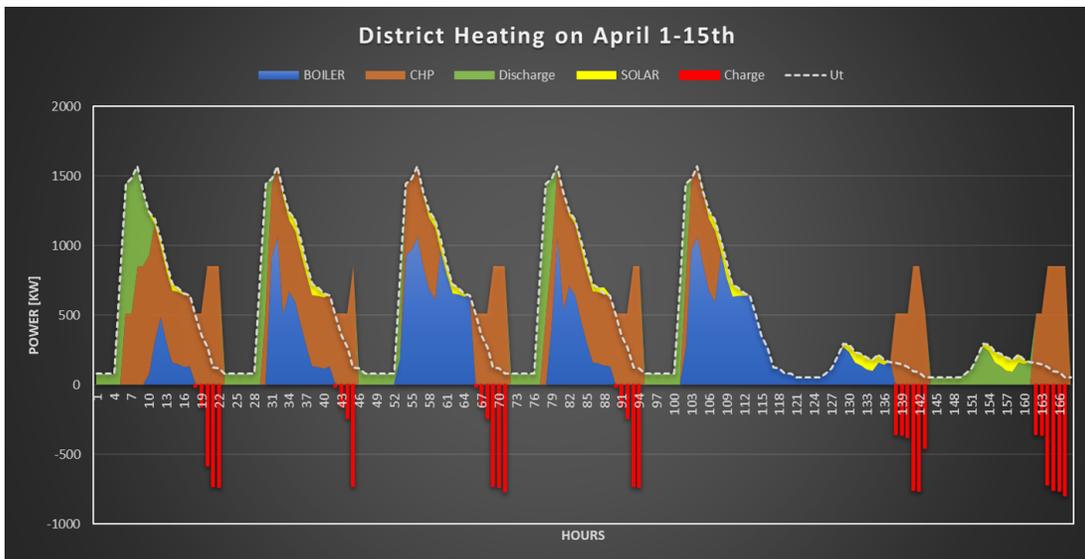


Figure 71: District Heating on April 1-15th related to Ut (Scenario 2).

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

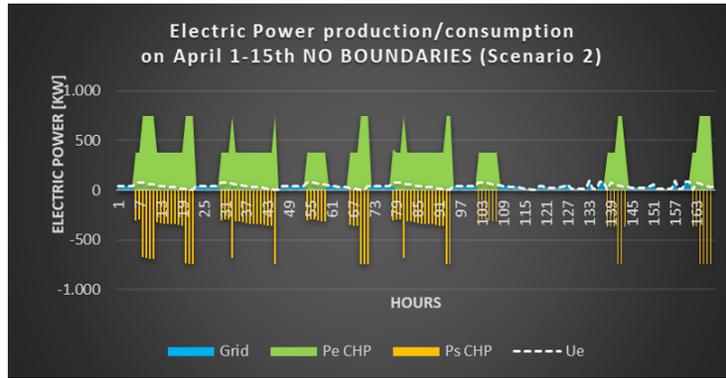


Figure 72: Energy Energy on April 1-15th related to Ue NO Boundaries (Scenario 2).

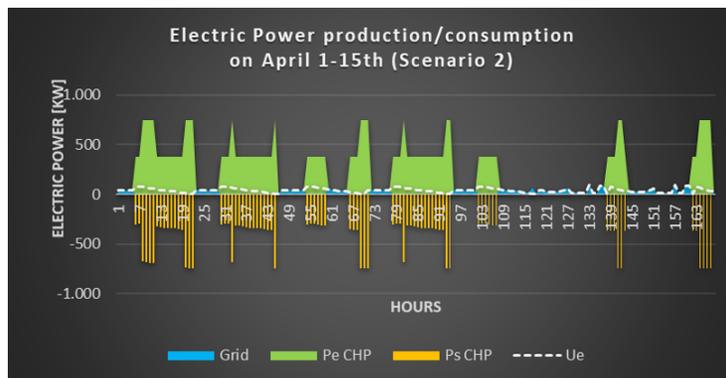


Figure 73: Energy Energy on April 1-15th related to Ue (Scenario 2).

Passiamo ora all'analisi della settimana tipo successiva allo spegnimento degli impianti di riscaldamento negli edifici residenziali a norma di legge (15 Aprile in Piemonte).

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) Scenario 2:

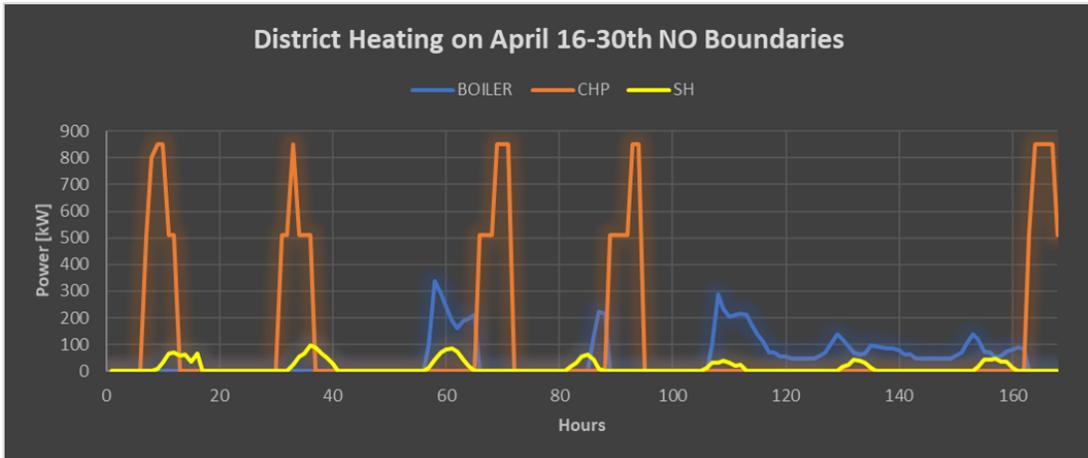


Figure 74: District Heating CHP and BOILER on April 16-30th related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

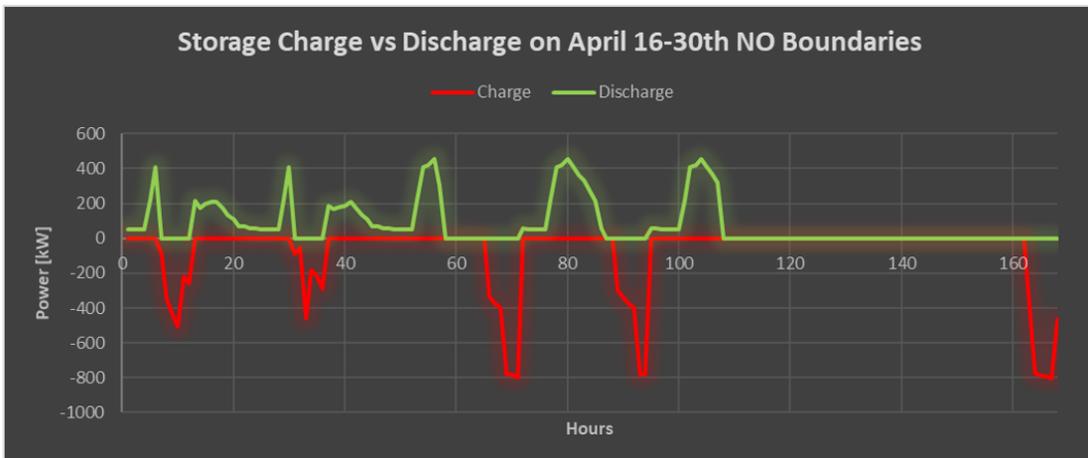


Figure 75: Charge vs Discharge on April 16-30th NO Boundaries (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

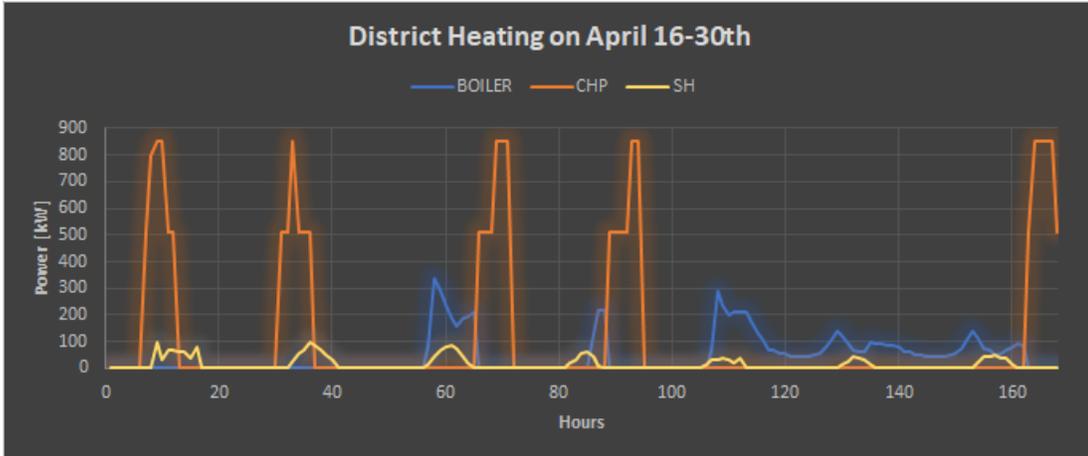


Figure 76: District Heating on April 16-30th related to Ut (Scenario 2).

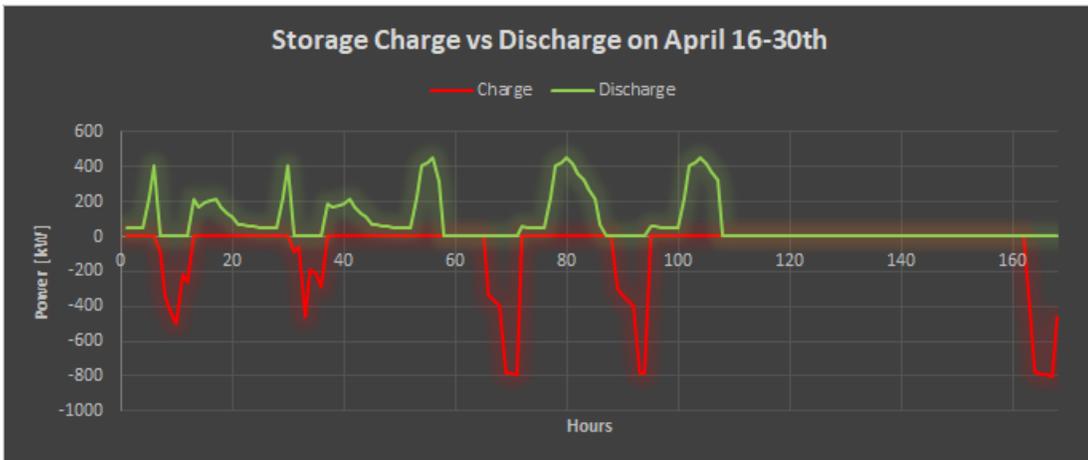


Figure 77: Charge vs Discharge on April 16-30th (Scenario 2).

Durante la settimana 5 quindi dal 16 Aprile, incomincia a vedersi un pó l'apporto termico da solare termico anche se davvero minimo.

Vediamo che c'è una grossa differenza nell'utilizzo del CHP tra la settimana 4 e 5 (1-15 Aprile, 16-30 Aprile). Questo perché nel periodo appena prima dello spegnimento del riscaldamento per legge (15 Aprile) il CHP produce ancora calore usato direttamente appunto per riscaldamento mentre il restante viene utilizzato in accumulo.

Nel periodo successivo, invece vediamo come il CHP sia utilizzato gran parte per accumulare calore, infatti vediamo che i picchi CHP e carica Accumulatore sono coincidenti.

Sempre in questo periodo il CHP viene utilizzato maggiormente durante i giorni feriali mentre nel fine settimana é prevalentemente la caldaia il componente responsabile dell'acqua calda sanitaria.

Si riporta nuovamente di seguito l'andamento in una giornata settimanale per maggiore chiarezza e leggibilità.

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) (Scenario 2):

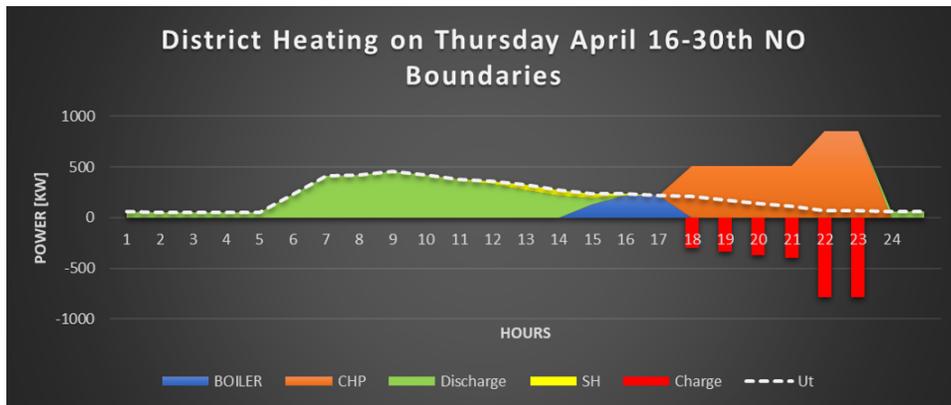


Figure 78: District Heating on Thursday April 16-30th NO BOUNDARIES (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

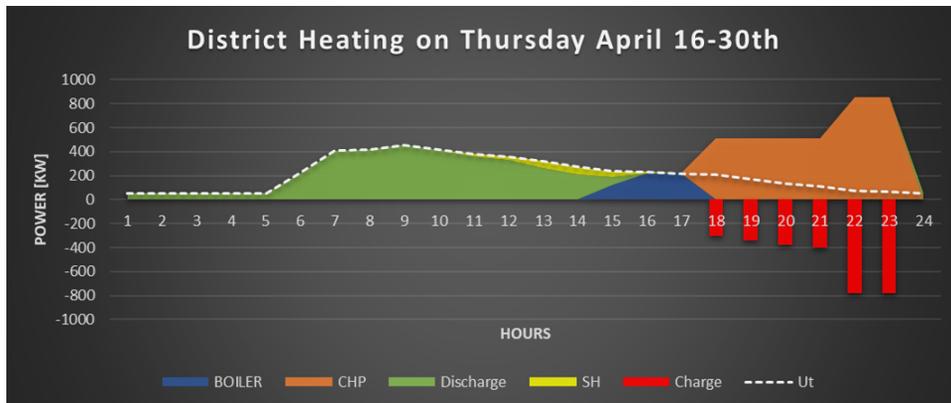


Figure 79: District Heating on Thursday April 16-30th(Scenario 2).

Si riporta ora il risultato finale della simulazione della seconda metà del mese di Aprile (16-30) in una forma piú compatta:

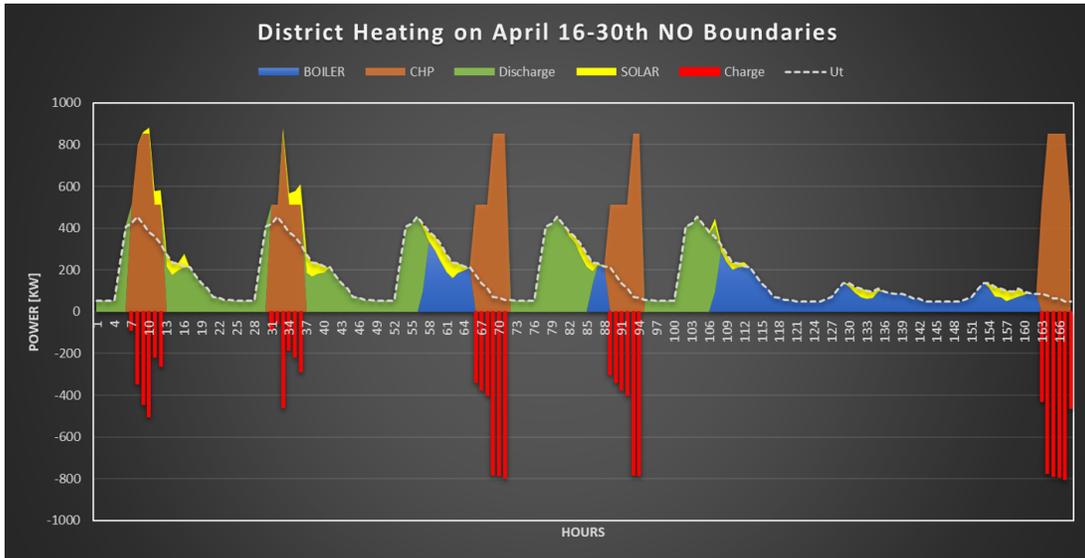


Figure 80: District Heating on April 15-30th related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

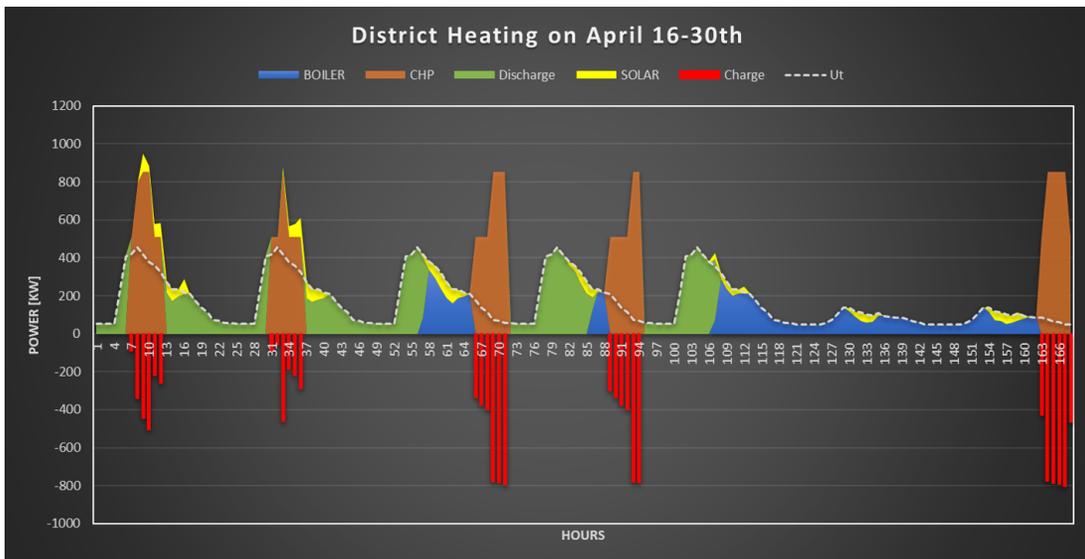


Figure 81: District Heating on April 15-30th related to Ut (Scenario 2).

Gli andamenti di produzione sono pressoché identici nei due casi con e senza vincoli sulla taglia della caldaia, si verifica una leggera differenza nel fine settimana, spiegabile come in precedenza, ovvero nel caso con taglia della caldaia di 5MW, tutta la domanda di calore, in questo caso durante il sabato, viene soddisfatta dalla caldaia stessa e di conseguenza il cogeneratore non si accende. Al contrario nel caso con taglia della caldaia senza vincoli (2MW) vediamo come il cogeneratore interviene, perché la caldaia non riesce a soddisfare il carico termico, di conseguenza produce anche energia elettrica.

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

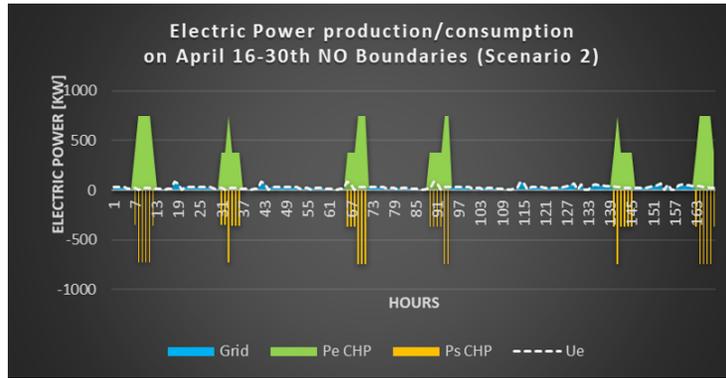


Figure 82: Energy Energy on April 16-30th related to Ue NO Boundaries (Scenario 2).

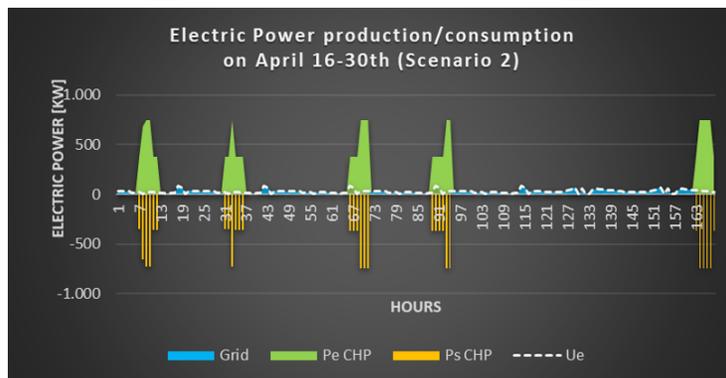


Figure 83: Energy Energy on April 16-30th related to Ue(Scenario 2).

Vediamo ora i risultato della simulazione di una settimana tipo estiva (Luglio):

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) Scenario 2:

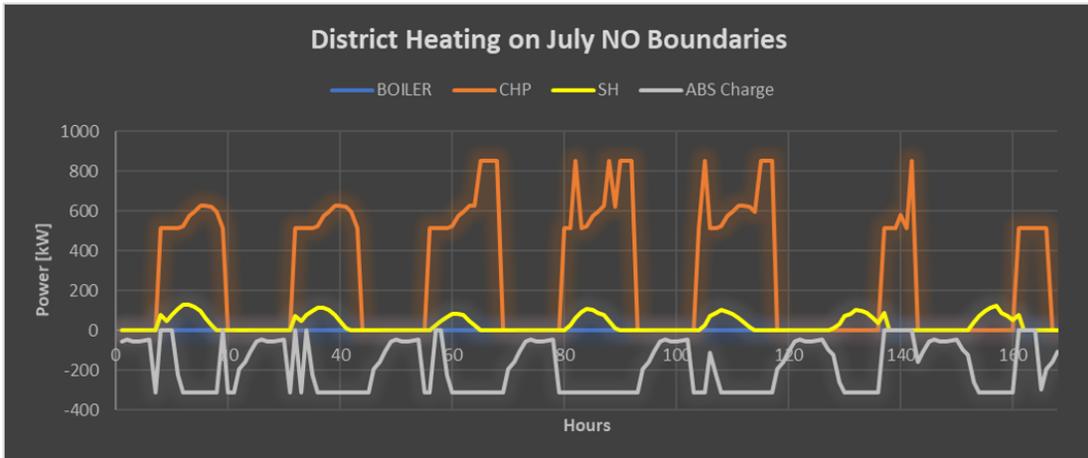


Figure 84: District Heating CHP and BOILER on July related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

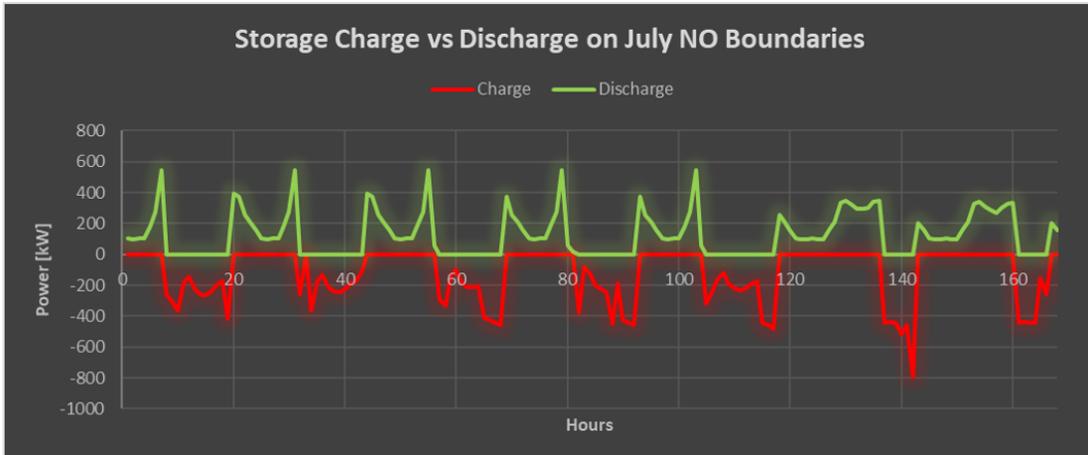


Figure 85: Charge vs Discharge on July NO Boundaries (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

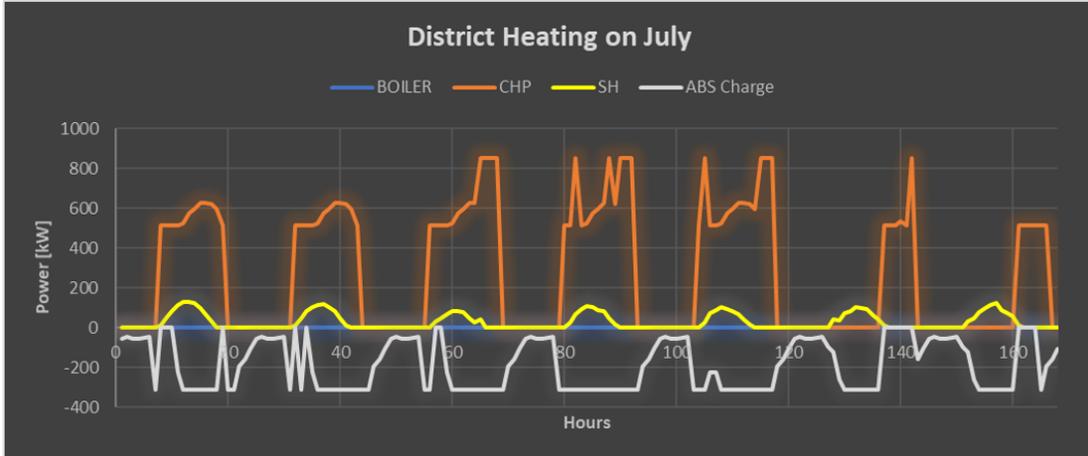


Figure 86: District Heating on July related to Ut (Scenario 2).

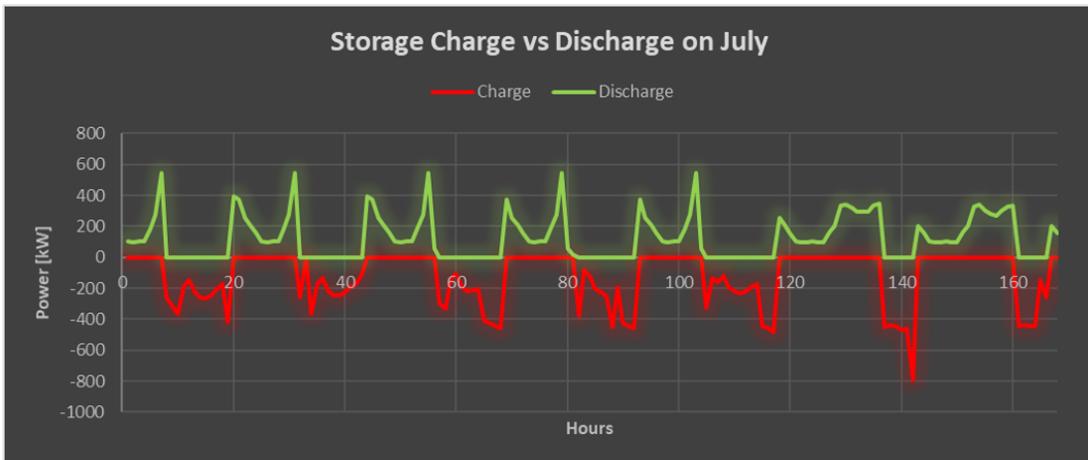


Figure 87: Charge vs Discharge on July (Scenario 2).

Si riporta nuovamente di seguito l'andamento in una giornata settimanale per maggiore chiarezza e leggibilità.

Caso senza vincoli sulla taglia della caldaia (2MW) (Scenario 2):

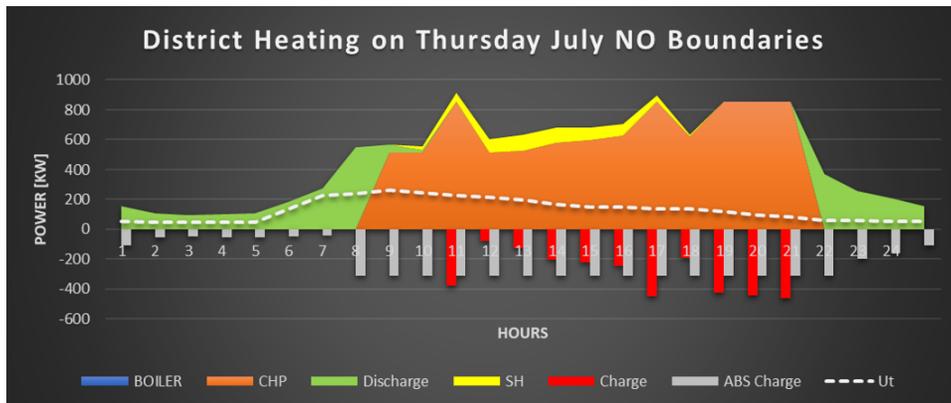


Figure 88: District Heating on Thursday July NO BOUNDARIES (Scenario 2).

Caso con taglia della caldaia vincolata a 5MW (Scenario 2):

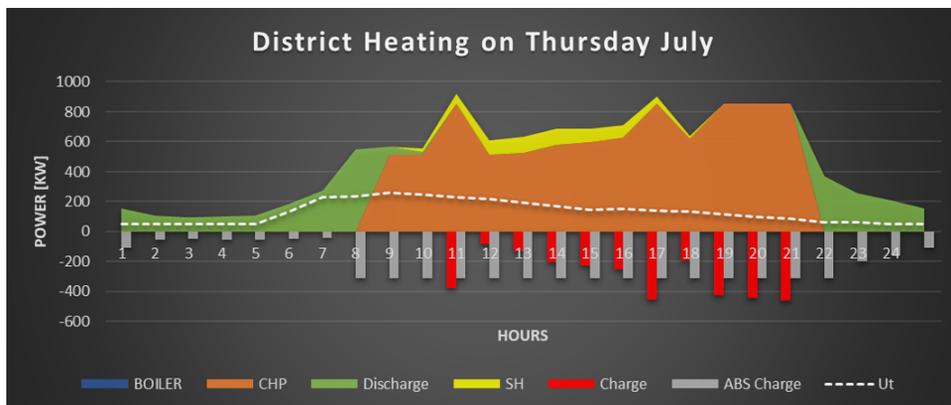


Figure 89: District Heating on Thursday July (Scenario 2).

Si riporta ora il risultato finale della simulazione del mese di Luglio in una forma più compatta:

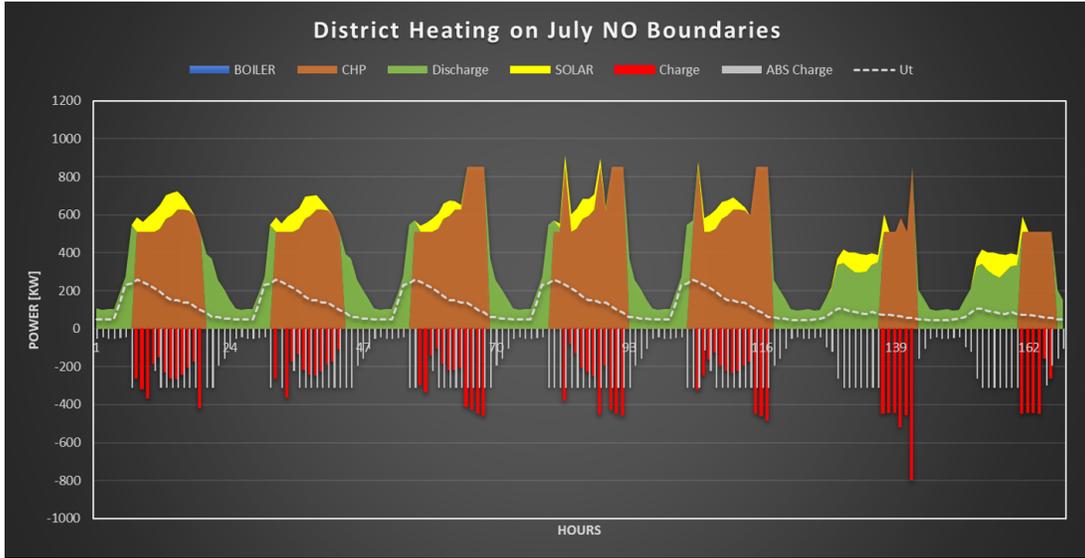


Figure 90: District Heating on July related to Ut NO Boundaries (Scenario 2).

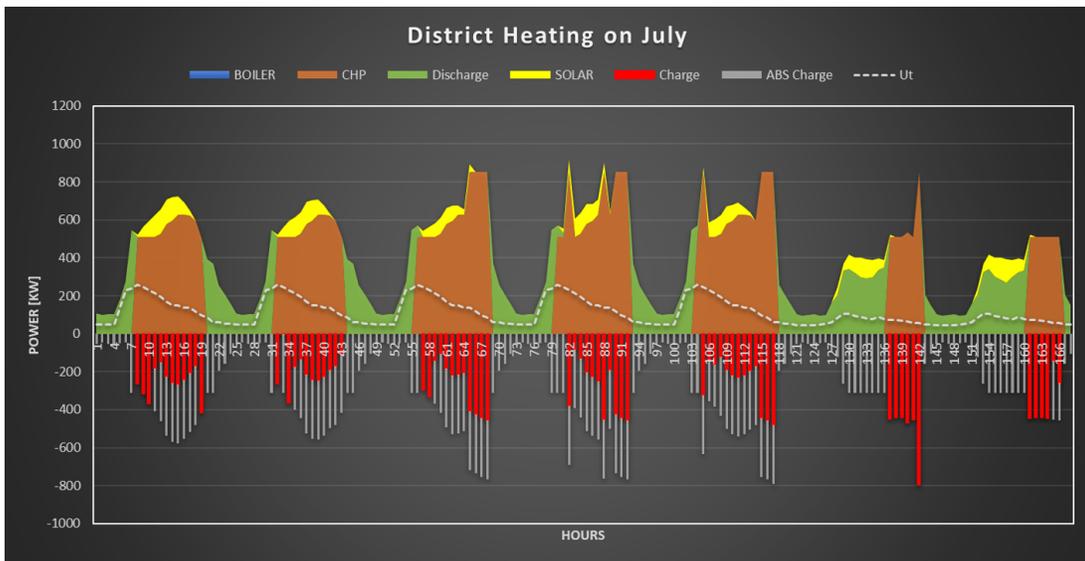


Figure 91: District Heating on July related to Ut (Scenario 2).

Nella settimana tipo estiva di Luglio, l'apporto energetico del solare é ovviamente piú significativo rispetto ai periodo precedentemente citati grazie alla maggiore radiazione solare e migliore inclinazione.

Il Solare termico in questo caso viene utilizzato affiancato al CHP per produrre calore, ma invece di essere utilizzato come vettore energetico per teleriscaldamento, viene mandato nell'assorbitore come alimentazione per produrre "freddo".

Di conseguenza il solare termico in estate viene utilizzato come fonte per il teleraffrescamento assieme al chiller.

Vediamo come si comporta il sistema in questo primo scenario simulando un periodo estivo di teleraffrescamento:

Caso senza vincoli sulla caldaia (2MW):

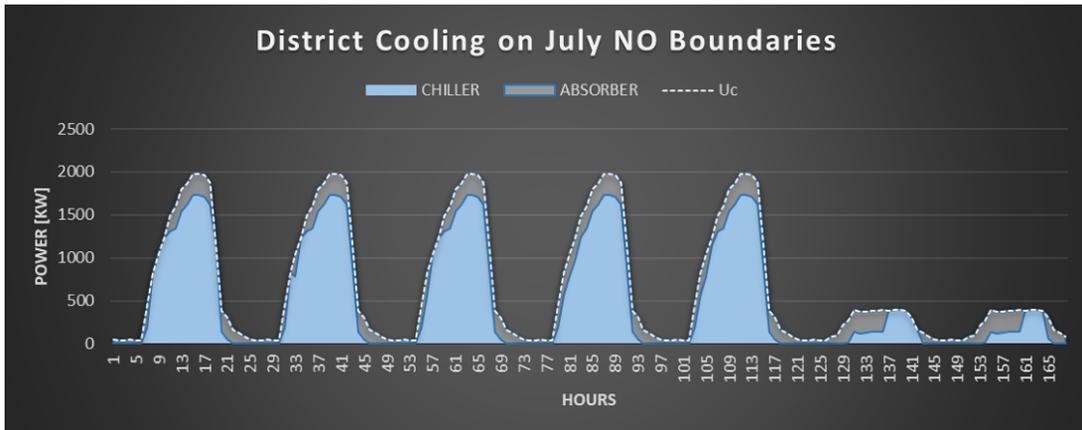


Figure 92: District cooling on July related to Uc NO Boundaries (Scenario 2).

Caso con caldaia vincolata a 5MW:

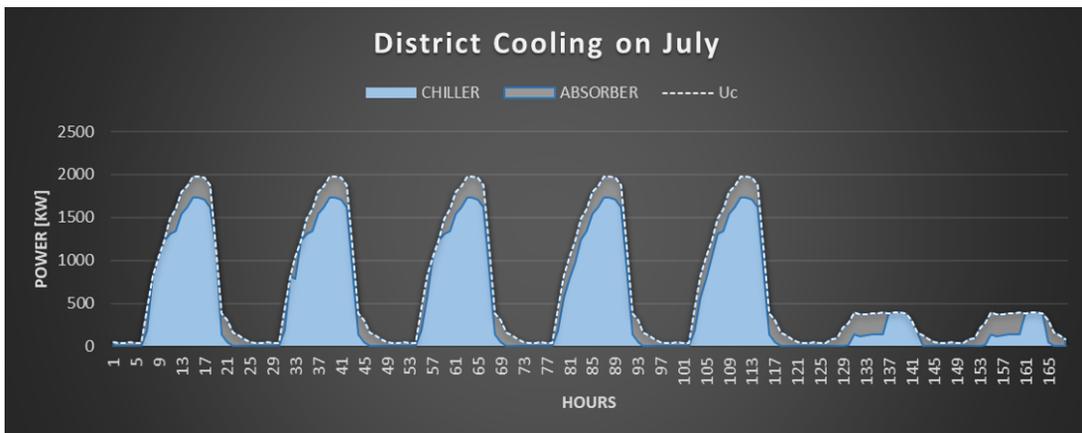


Figure 93: District cooling on July related to Uc (Scenario 2).

Viene mostrato infine il comportamento del sistema in reazione alla richiesta di energia elettrica:

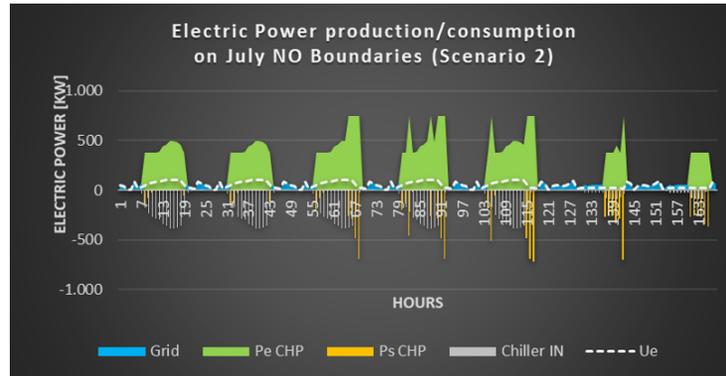


Figure 94: Energy Energy on July related to Ue NO Boundaries (Scenario 2).

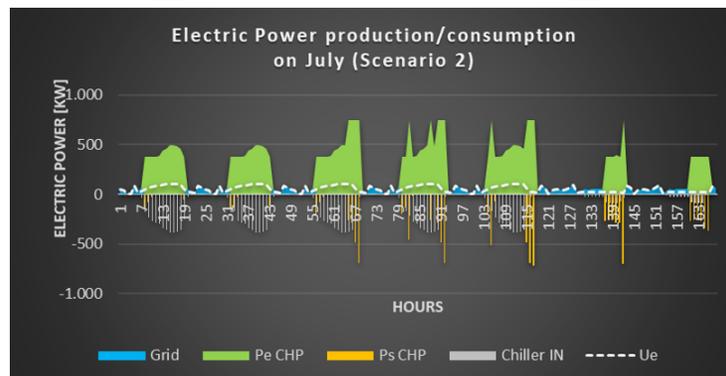


Figure 95: Energy Energy on July related to Ue (Scenario 2).

In questo caso, la domanda di energia elettrica da Chiller é molto piú elevata rispetto la richiesta di energia elettrica dalle utenze, di conseguenza il chiller richiede una potenza non trascurabile.

Vediamo come il cogeneratore si attiva maggiormente per soddisfare il carico elettrico da chiller e il surplus vien evenduto cedendolo alla rete.

Si riportano di seguito i dati di "share" complessivi nel caso con taglia vincolata 5MW:

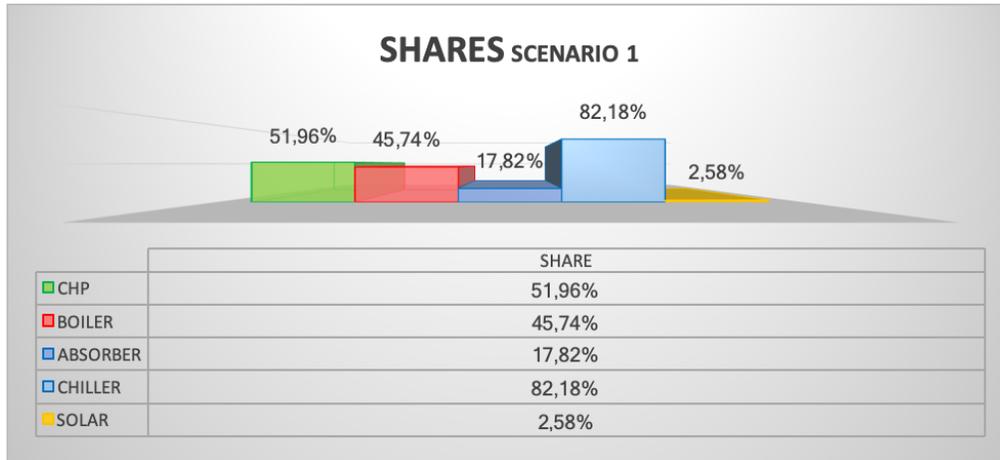


Figure 96: Complete Share (Scenario 2).

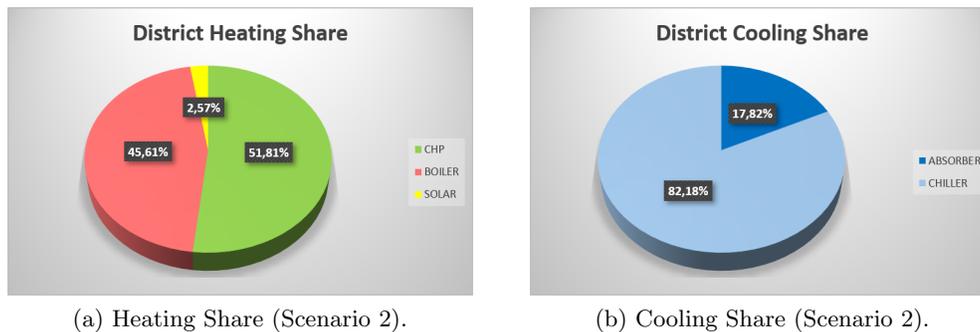


Figure 97: Heating and Cooling Shares (Scenario 2).

L'aggiunta del solare termico in primis diminuisce di 1 punto percentuale l'utilizzo della caldaia "Boiler", e permette alla produzione di energia termica di "spalmarsi" tra cogeneratore CHP e collettori solari.

In questo modo diminuisce leggermente la produzione da cogeneratore per produrre energia termica da solare termico.

Lo share da solare termico però vediamo come sia davvero basso attorno al 2,5%, un pó per i costi dei collettori solari, ma soprattutto per la scarsa domanda di energia termica nei periodi estivi, quando ovviamente si ha piú abbondanza di energia solare.

La produzione di energia termica derivante da solare, può essere impiegata in due modi:

- in assorbitore
- in accumulatore

Mandando l'energia termica prodotta da solare direttamente in accumulo viene utilizzata poi in un secondo momento magari per coprire picchi mattutini di richiesta di energia (Periodo invernale).

Il solare termico invece viene utilizzato per produrre energia termica da mandare in assorbitore nei periodi estivi per coprire la domanda di teleraffrescamento affiancandosi al chiller elettrico.

Resta comunque evidente che lo share da solare termico sia molto basso (2,58%), e questo dipende fortemente dal caso in esame, quindi dalle diverse richieste di utenze da servire e dall'algoritmo che preferisce l'utilizzo del cogeneratore grazie anche al fatto di avere la possibilità di produrre in cogenerazione ad alto rendimento e quindi beneficiando di incentivi e di prezzi del gas defiscalizzato vantaggiosi.

Vediamo nella tabella seguente le taglie ottimali ottenute nello scenario 2 proposto, e il relativo NPV calcolato al 20° anno di attività dell'impianto. Viene riportato ancora il Pay Back Time (Tempo di ritorno dell'investimento) il quale si attesta attorno ai 9-10 anni con taglia della caldaia a 5 MW; Il risultato del PBT é davvero ottimo grazie anche agli incentivi da solare termico e da CHP.

	CHP [kW]	BOILER [kW]	ABS [kW]	CHILLER [kW]	STT [kW]	Tilt SH	Sup. SH [m2]	NPV	PBT [y]
Base + SH(80°C) no Boundaries	751	2000	251	2252	5000	50° tilt	220	1,83E+06	7,8
Base + SH(80°C) 5MW Boiler	751	5000	251	2252	5000	50° tilt	220	1,43E+06	9,4

Figure 98: Overall results (Scenario 2).

Ci spostiamo ora continuando l'analisi su questo ultimo scenario ma eseguendo un'analisi in previsione di una variazione di prezzo del gas e di energia elettrica.

8.3 Analisi di sensitività Scenario 2

Un'ulteriore analisi é stata effettuata tenendo conto di una previsione futura di variazione dei prezzi sia per quanto riguarda il combustibile gas naturale che l'energia elettrica.

Le simulazioni sono state eseguite prevedendo una variazione abbastanza drastica del $\pm 10\%$ per entrambi i parametri.

Di seguito vengono riportati in matrice i risultati ottenuti:

	CHP [kW]	BOILER [kW]	ABS [kW]	CHILLER [kW]	STT [kW]	Tilt SH	Sup. SH [m2]	NPV	PBT [y]
gas 0% ele +10%	751	5000	251	2252	9000	50° tilt	35	1,76E+06	8,3
gas 0% ele -10%	751	5000	251	2252	7000	50° tilt	120	1,21E+06	10,3
gas +10% ele 0%	751	5000	251	2252	4750	50° tilt	26	8,39E+05	11,7
gas +10% ele +10%	751	5000	251	2252	7250	50° tilt	225	1,11E+06	10,5
gas +10% ele -10%	751	5000	251	2252	4000	50° tilt	267,5	7,02E+05	12,8
gas -10% ele 0%	751	5000	251	2252	8250	52,5° tilt	27,5	2,10E+06	7,6
gas -10% ele +10%	751	5000	251	2252	8750	-	0	2,40E+06	7,0
gas -10% ele -10%	751	5000	251	2252	6250	-	0	1,79E+06	8,3

Figure 99: variazione risultati dipendenti da prezzo gas e elettricit  (Scenario 2).

Le variazioni dei prezzi considerati nelle simulazioni effettuate non influenzano le taglie ottimali di base, ma viene fortemente influenzata la taglia ottimale del solare termico installato, portando in alcuni casi anche all'eliminazione dell'apporto energetico da rinnovabile.

In linea di massima possiamo notare come una diminuzione del prezzo del gas e un'aumento del prezzo dell'energia elettrica influisca positivamente il risultato. Infatti il risultato ottimale é proprio rappresentato da un valore del prezzo del gas diminuito del -10% e un valore del prezzo dell'elettricit  maggiorato del +10% ottenendo cos  un Pay Back Time pari a 7 anni.

Nel periodo estivo, mantenendo il prezzo del gas invariato (0%) e considerando una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica (sia di acquisto che di vendita), viene sfavorito l'utilizzo del cogeneratore CHP durante la giornata ma, dato che il prezzo dell'energia elettrica presenta picchi serali secondo il grafico proposto di seguito, il cogeneratore viene utilizzato durante le ore della tarda serata producendo energia termica da accumulare nello storage da integrare poi con la produzione da solare termico per coprire la domanda.

Viene proposto l'andamento dell'accensione e spegnimento del cogeneratore rispetto all'andamento del prezzo di cessione alla rete dell'energia elettrica.

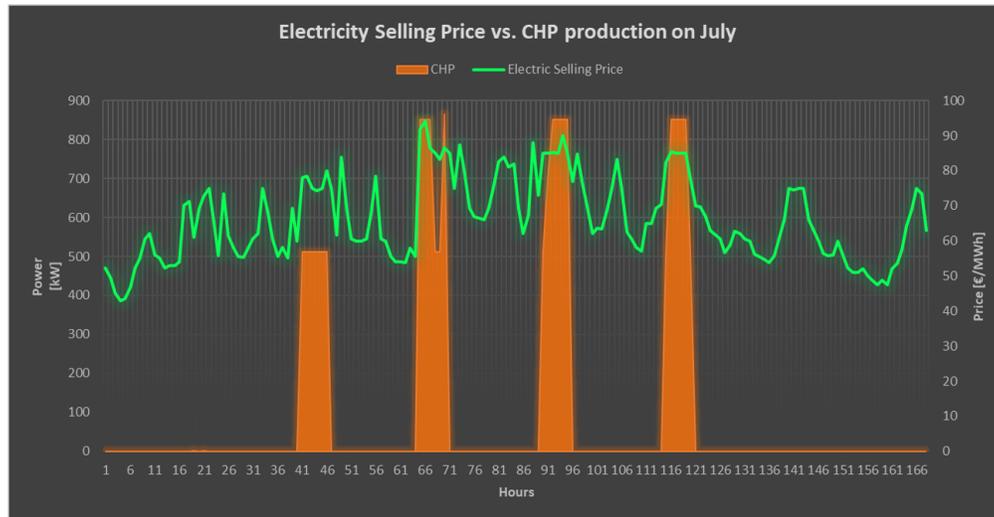


Figure 100: Accensione e spegnimento CHP in relazione al prezzo dell'energia elettrica nel periodo estivo (Scenario 2).

In realtà ci sono altri periodi della settimana in cui il prezzo dell'energia elettrica mostra dei picchi ma il cogeneratore CHP non è attivo. Questo andamento è spiegabile richiamando il parametro MOT spiegato in precedenza nel paragrafo della sintassi XEMS13.

L'MOT, acronimo di Minimum ON Time, indica il numero di ore minimo che il componente deve rimanere acceso. Siccome è stato imposto un valore di MOT e MST (Minimum Shutdown Time) pari a 6, la macchina dovrà rimanere accesa per 6 ore consecutive e altrettante ore spenta.

Di conseguenza il cogeneratore potrà effettuare 2 accensioni giornaliere.

Durante quei picchi in cui non si verifica il funzionamento del cogeneratore, il prezzo dell'energia elettrica in realtà subisce un picco ma non mantiene un valore elevato per il tempo necessario pari all' MOT, tale per cui sia convenga l'utilizzo del CHP.

Il prezzo di cessione alla rete di energia elettrica influenza fortemente i risultati, infatti la diminuzione del prezzo di energia elettrica sfavorisce l'uso del CHP nelle ore diurne come detto sopra, periodo durante il quale si verifica la massima richiesta di raffreddamento, di conseguenza l'algoritmo preferisce spegnere il cogeneratore e soddisfare la domanda di "freddo" esclusivamente tramite Chiller, lasciando l'assorbitore spento dato che non può essere alimentato da calore prodotto da CHP. Questo è anche il periodo in cui si ha uno share da CHP molto basso rispetto le altre simulazioni effettuate.

	TELERISCALDAMENTO			TELERAFFRESCAMENTO	
	Share CHP	Share Boiler	Share SH	Share ABS	Share Chiller
gas 0% ele -10%	41,22%	57,66%	1,40%	7,18%	92,82%

Figure 101: Share gas 0% Electricity -10% (Scenario 2).

Essendosi abbassato il prezzo del gas, conviene molto di piú l'utilizzo del cogeneratore CHP, di conseguenza si produce molto piú energia elettrica in cogenerazione, ed in questo caso l'apporto da solare termico é pressoché inefficiente sia se il calore prodotto da solare venisse utilizzato per alimentare l'assorbitore e quindi produrre "freddo" sia nel caso di accumulo diretto dell'energia termica prodotta.

	CHP [kW]	BOILER [kW]	ABS [kW]	CHILLER [kW]	STT [kW]	Tilt SH	Sup. SH [m2]	NPV	PBT [y]
gas -10% ele +10%	751	5000	251	2252	8750	-	0	2,40E+06	7,0
gas -10% ele -10%	751	5000	251	2252	6250	-	0	1,79E+06	8,3

Figure 102: Taglie ottimali gas -10% (Scenario 2).

Vediamo ora come variano i bilanci termici durante il periodo estivo al variare dei prezzi del gas e dell'energia elettrica.

Si ripropone dapprima il caso base senza alcuna variazione sui prezzi di elettricità e gas:

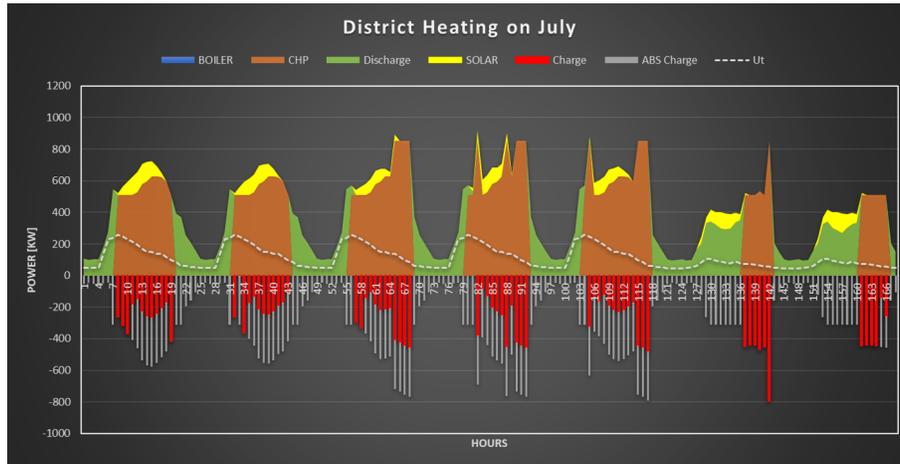
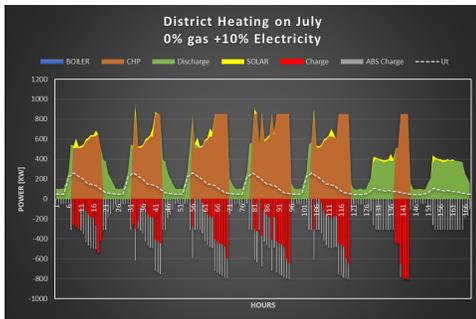
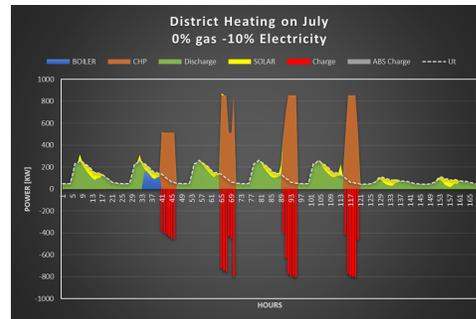


Figure 103: reference simulation, without any price variation. (Scenario 2).

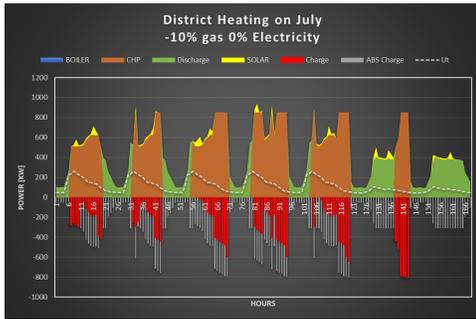


(a) 0% gas +10% electricity price variation (Scenario2)

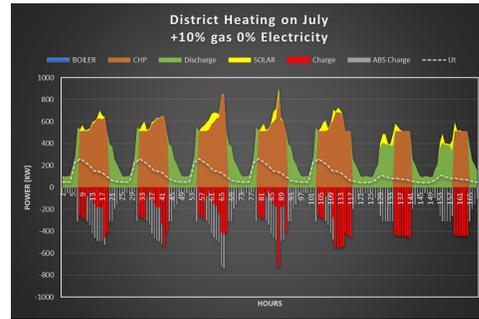


(b) 0% gas -10% electricity price variation (Scenario 2).

Figure 104: Variation on Electricity Price

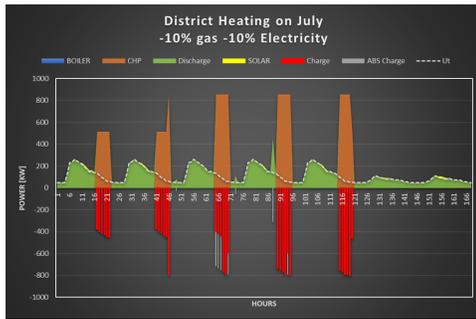


(a) -10% gas +0% electricity price variation (Scenario2)

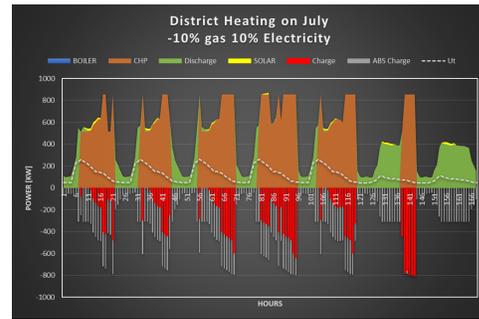


(b) +10% gas +0% electricity price variation (Scenario 2).

Figure 105: Variation on Gas Price

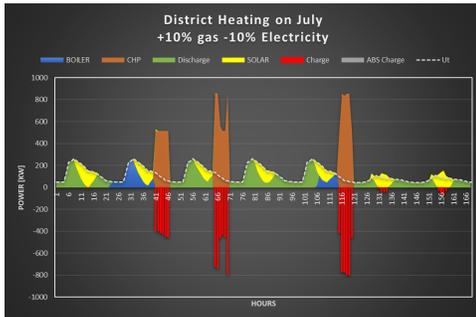


(a) -10% gas -10% electricity price variation (Scenario2)

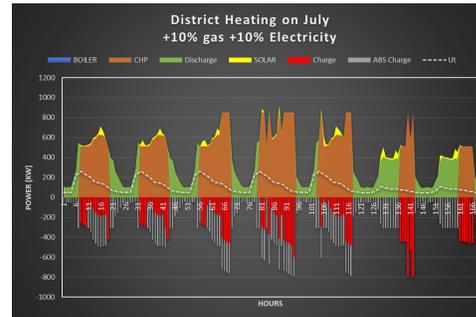


(b) -10% gas +10% electricity price variation (Scenario 2).

Figure 106: Keeping Gas at -10% & Variation on Electricity Price



(a) +10% gas -10% electricity price variation (Scenario2)



(b) +10% gas +10% electricity price variation (Scenario 2).

Figure 107: Keeping Gas at +10% & Variation on Electricity Price

In linea generale, quando il prezzo dell'energia elettrica cala del 10%, la cogenerazione é fortemente sfavorita, portando così ad utilizzare meno il cogeneratore, infatti come vediamo dai grafici la durata complessiva di accensione del cogeneratore é minore quando il prezzo dell'elettricità si abbassa del 10%.

Oltretutto dato che il cogeneratore é piú sfavorito, nelle figure 104b e 107a vediamo come compaia la caldaia per soddisfare il carico termico dato che il cogeneratore non può effettuare massimo 2 accensioni giornaliere dovute alla variabile MOT inserita in fase di simulazione (giá spiegata in precedenza), e di conseguenza se il prezzo dell'energia elettrica non é adeguatamente alto da portare beneficio, il cogeneratore rimane spento.

Per quanto riguarda il comportamento del sistema al variare del prezzo del gas, vediamo come una variazione del +10% comporti un aumento dell'utilizzo dell'assorbitore per far fronte alla richiesta di teleraffrescamento, di conseguenza aumenta lo share da assorbitore diminuendone quello da Chiller.

Aumenta poi la produzione da cogeneratore in qualche punto dato che il prezzo del gas é diminuito, però é anche vero che come mostrato in figura 105b con una variazione del prezzo del gas +10%, il cogeneratore si accende nel fine settimana per piú tempo rispetto alla figura 105a in quanto il prezzo del gas maggiorato, ne sfavorisce l'utilizzo in caldaia dovuto alle accise piú elevate, mentre é piú favorevole utilizzare il gas come combustibile per il cogeneratore dato che si beneficia dell'incentivo sul gas defiscalizzandolo.

Va da se che l'assetto migliore é quello mostrato in figura 106b dove oltretutto vediamo che l'apporto da solare termico é pressoché inutile in quanto il prezzo del gas é talmente basso da favorire maggiormente l'utilizzo del cogeneratore sia per quanto riguarda l'accisa sul gas quasi trascurabile, sia per il possibile risparmio

economico grazie alla cessione di energia elettrica in surplus prodotta e venduta, aumentandone il guadagno.

9 Conclusione

Prenderemo in considerazione i risultati ottenuti mantenendo la taglia della caldaia prefissata a 5MW; questo perché é logico predisporre l'installazione di una caldaia che copri l'intero picco massimo di energia termica (4MW) a vantaggio della sicurezza nel caso di un disservizio degli altri componenti a causa di eventuali guasti o semplice manutenzione ordinaria.

L'analisi effettuata porta inevitabilmente alla conclusione che la cogenerazione sia una soluzione ottimale per sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in quanto dai dati ottenuti vediamo uno share da cogenerazione piuttosto elevato attorno al 50%.

La simulazione di base senza apporto solare mostra un tempo di ritorno per nulla malvagio attorno ai 13-14 anni, con un Valore Attuale Netto discreto NPV=4,71e05.

	CHP [kW]	BOILER [kW]	ABS [kW]	CHILLER [kW]	STT [kW]	Tilt SH	Sup. SH [m2]	NPV	PBT [y]
Base no boundaries	501	2000	251	2252	5500	-	-	1,33E+06	7,5
Base 5MW boiler	751	5000	251	2252	7250	-	-	4,71E+05	13,7
Base + SH(80°C) no Boundaries	751	2000	251	2252	5000	50° tilt	220	1,83E+06	7,8
Base + SH(80°C) 5MW Boiler	751	5000	251	2252	5000	50° tilt	220	1,43E+06	9,4

Figure 108: Matrice Taglie ottimali, differenza Pay Back Time.

L'introduzione di un terzo componente in esame, il solare termico, porta un apporto energetico non trascurabile, seppur minimo, ricordiamo lo share solare pari a 2,58%; Quello che cambia notevolmente é il tempo di ritorno che si abbassa a 9,4 anni portando anche un innalzamento dell'NPV pari a 1,43e06. Questo significa che oltre a rientrare dell'investimento molto prima, si ha anche un valore attuale netto calcolato al 20° anno di gran lunga superiore, portando un risparmio totale considerevolmente maggiore, grazie anche al fatto di avere un incentivo solare pari a 11440 €/y circa 1/5 dell'incentivo da CHP.

	E [MWh]	H [MWh]	Dt [MWh]	F [MWh]	CHP H _n	CHP E _n	Ref H _n	Ref E _n	ng	PES	RISP [MWh]	TEE (tep)	€/TEE	CHP Incentivo/y [€]	SH Incentivo/y
Base no boundaries	1,73E+03	2,23E+03	5,67E-13	4,51E+03	49,51%	38,44%	92,00%	48,67%	87,95%	24,69%	2270	273	150	40989,82	-
Base SMW boiler	2,25E+03	2,75E+03	8,16E-13	5,69E+03	48,28%	39,64%	92,00%	48,67%	87,92%	25,33%	2787	336	150	50331,43	-
Base + SH(80°C) no Boundaries	2,19E+03	2,67E+03	4,05E-13	5,54E+03	48,29%	39,62%	92,00%	48,67%	87,92%	25,32%	2714,5	326,82	150	49023,41	11440
Base + SH(80°C) SMW Boiler	2,19E+03	2,67E+03	4,32E-11	5,53E+03	48,30%	39,62%	92,00%	48,67%	87,92%	25,32%	2711	326,46	150	48968,43	11440

Figure 109: Parametri energetici

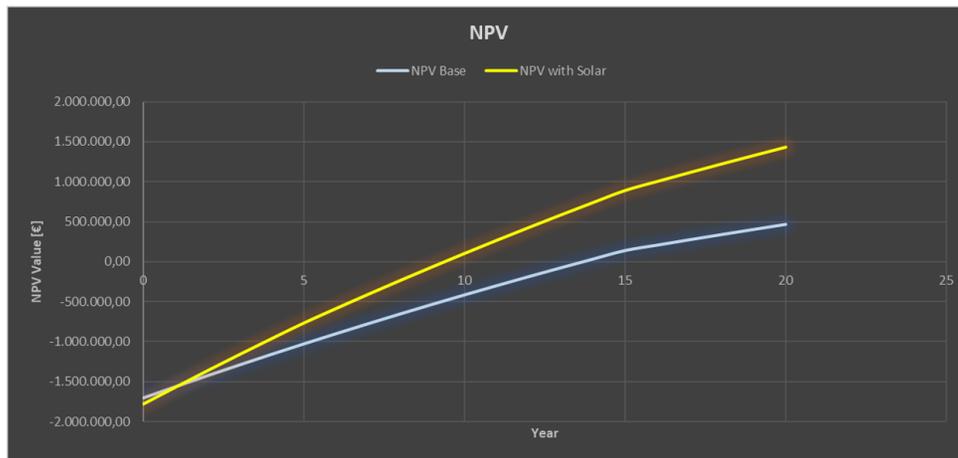


Figure 110: NPV base vs with solar

Si vede chiaramente dal grafico come la pendenza della curva gialla sia maggiore con installazione di collettori solari, garantendo un tempo di ritorno di gran lunga minore. Questo è possibile grazie agli incentivi da solare termico e da cogeneratore i quali vengono percepiti per i primi 5 anni e 15 anni rispettivamente. L'incentivo da cogeneratore è quello sicuramente più ingente che determina la fattibilità del sistema, ragione per cui dal 15° anno in poi il coefficiente angolare delle due linee cambia, determinandone un'abbassamento della pendenza.

anni analisi	frac NPV	CUM frac NPV	NOT Bonded Boiler	Boiler 5MW
			NPV	NPV
0	1	1	-1,08E+06	-1,71E+06
1	0,9803922	1,980392157	-9,30E+05	-1,56E+06
2	0,9611688	2,941560938	-7,80E+05	-1,43E+06
3	0,9423223	3,883883273	-6,32E+05	-1,29E+06
4	0,9238454	4,807728699	-4,88E+05	-1,16E+06
5	0,9057308	5,713459509	-3,47E+05	-1,03E+06
6	0,8879714	6,601430891	-2,08E+05	-9,00E+05
7	0,8705602	7,471991069	-7,20E+04	-7,75E+05
8	0,8534904	8,32548144	6,14E+04	-6,52E+05
9	0,8367553	9,162236706	1,92E+05	-5,31E+05
10	0,8203483	9,982585006	3,20E+05	-4,13E+05
11	0,804263	10,78684805	4,46E+05	-2,97E+05
12	0,7884932	11,57534122	5,69E+05	-1,84E+05
13	0,7730325	12,34837375	6,90E+05	-7,27E+04
14	0,757875	13,10624877	8,08E+05	3,64E+04
15	0,7430147	13,8492635	9,24E+05	1,43E+05
16	0,7284458	0,728445814	1,01E+06	2,12E+05
17	0,7141626	1,442608376	1,09E+06	2,78E+05
18	0,7001594	2,142767751	1,17E+06	3,44E+05
19	0,6864308	2,829198511	1,25E+06	4,08E+05
20	0,6729713	3,502169844	1,33E+06	4,71E+05

(a) NPV (Scenario 1).

anni analisi	frac NPV	CUM frac NPV	NOT Bonded Boiler	Boiler 5MW
			NPV	NPV
0	1	1	-1,53E+06	-1,78E+06
1	0,9803922	1,980392157	-1,32E+06	-1,57E+06
2	0,9611688	2,941560938	-1,11E+06	-1,36E+06
3	0,9423223	3,883883273	-9,13E+05	-1,16E+06
4	0,9238454	4,807728699	-7,17E+05	-9,61E+05
5	0,9057308	5,713459509	-5,24E+05	-7,67E+05
6	0,8879714	6,601430891	-3,36E+05	-5,86E+05
7	0,8705602	7,471991069	-1,51E+05	-4,09E+05
8	0,8534904	8,32548144	3,09E+04	-2,36E+05
9	0,8367553	9,162236706	2,09E+05	-6,56E+04
10	0,8203483	9,982585006	3,83E+05	1,01E+05
11	0,804263	10,78684805	5,54E+05	2,65E+05
12	0,7884932	11,57534122	7,22E+05	4,25E+05
13	0,7730325	12,34837375	8,86E+05	5,82E+05
14	0,757875	13,10624877	1,05E+06	7,36E+05
15	0,7430147	13,8492635	1,21E+06	8,87E+05
16	0,7284458	0,728445814	1,32E+06	9,99E+05
17	0,7141626	1,442608376	1,44E+06	1,11E+06
18	0,7001594	2,142767751	1,56E+06	1,22E+06
19	0,6864308	2,829198511	1,67E+06	1,32E+06
20	0,6729713	3,502169844	1,78E+06	1,43E+06

(b) NPV (Scenario 2).

Figure 111: NPV table.

Di seguito vengono riportate le equazioni usate per la determinazione del Valore Attuale Netto (VAN o NPV) nel caso con e senza solare termico:

NPV Scenario 1:

$$NPV = -I_v + \sum_{n=1}^{15} \frac{(CF + Inc_{CHP})}{(1+i)^n} + \sum_{n=16}^{20} \frac{(CF)}{(1+i)^n} \quad (25)$$

NPV Scenario 2:

$$NPV = -I_v + \sum_{n=1}^5 \frac{(CF + Inc_{CHP} + Inc_{SOL})}{(1+i)^n} + \sum_{n=6}^{15} \frac{(CF + Inc_{CHP})}{(1+i)^n} + \sum_{n=16}^{20} \frac{(CF)}{(1+i)^n} \quad (26)$$

Dove I_v indica il costo di investimento iniziale dell'impianto, n è il numero di anni di analisi, CF sono i Cash Flow netti tra entrate e uscite, Inc_{CHP} è l'incentivo per la cogenerazione, Inc_{SOL} è l'incentivo per il solare termico, i indica il discount rate ovvero il tasso di interesse.

Abbiamo poi notato come il prezzo dell'energia, sia termica che elettrica, influisca enormemente la scelta della situazione ottimale; è da tenere conto però che le variazioni del 10% considerate sono variazioni abbastanza drastiche.

Le simulazioni sono state effettuate tenendo conto un valore di titolo di efficienza energetica TEE pari a 150€/TEE, valore molto basso attualmente (Giugno 2019) considerando che è stimato sul portale ufficiale del GSE attorno ai 250 €/TEE.

Questo porta ancora di piú in ottima luce l'analisi effettuata in quando i tempi di ritorno sono giá ottimali nella situazione in esame, una maggiorazione del lavoro del TEE porterebbe ad un abbassamento del Pay Back Time considerevole e un conseguente aumento dell'NPV.

L'analisi é stata effettuata con un valore piú basso in modo cautelativo dato che non é possibile prevederne i valori futuri, o comunque di difficile previsione.

10 Bibliography

- [1] metodo della fattorizzazione matriciale lu, <http://bugs.unica.it/gppe/did/ca/tesine/2008/08marper.pdf>.
- [2] metodo dell'eliminazione di gauss, www.youmath.it.
- [3] Vantaggi del teleriscaldamento, www.ilteleriscaldamento.eu.
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico. D.m.5 settembre 2011 sulla cogenerazione car. 2011.
- [5] direttiva27.it.
- [6] Aidan Duffy, Martin Rogers, and Lacour Ayompe. *Renewable energy and energy efficiency: assessment of projects and policies*. John Wiley & Sons, 2015.
- [7] Consiglio Europeo and Consejo de la Unión Europea. Direttiva 2012/27. *CE Efficienza energetica*, 2012.
- [8] Parlamento Europeo. Direttiva 2012/27/eu sullefficienza energetica. *p. L*, 315:1–56, 2012.
- [9] GME. Gestore dei mercati energetici, <https://www.mercatoelettrico.org/it/>.
- [10] GSE. Allegato dm 16/02/2016 conto termico. 2016.
- [11] GSE. Decreto mise 16/02/2016 conto termico. 2016.
- [12] INNO. Jenbacher chp, <https://www.innio.com/en/products/jenbacher>.
- [13] Intergen. <https://www.intergen.it/cogenerazione-come-funziona-quali-vantaggi>, 2019. [Online; accessed 4-February-2019].
- [14] www.Siram.it.
- [15] YORK. York absorber, <http://www.york.com/absorption-chillers>.
- [16] Juan C Meza Zhengji Zhao and M Van Hove. Using pattern search methods for surface structure determination of nanomaterials. *Physics: Condensed Matter*, 18(39), 2006.

A Codice Matlab completo

Di seguito viene riportato il principale codice matlab svulippato per la simulazione del scenario 2 con solare termico:

```

1  clc
2  clear all
3  close all
4
5  delta= 1000*ones(1,7);
6  P_base=[751 5000 251 2252 7000 5000 12000]; %CHP BOILER
      ABS CHILLER STORAGE TILT SUP
7  P_lower=[1 5000 1 2252 1 100 100]; %valori minimi del
      range di ricerca
8  P_upper=[10000 5000 3000 2252 10000 9000 14400]; %valori
      massimi del range di ricerca
9  target= @(x)routine_XEMS13_PS_80deg_gas0_ele_10(x); %
      codice matlab principale
10 [P_base,Obj_base,Nobjcall,Nbisecl]=Pattsen(P_base,delta,
      P_lower,P_upper,target);

```

Dove P_{base} indica i punti di partenza per ciascuna taglia delle diverse macchine in analisi.

```

1  function NPV=routine_XEMS13_PS_80deg(x)
2
3
4  clc
5  close all
6  global flag_nofeas;
7
8  flag_nofeas=0;
9
10 %Ask where are the Load Profile directory
11 %disp('Which is the profile directory?\n');
12 %Answer=input('profile_dir= ','s');
13
14
15
16 %Leggo i profili di carico e

```

```
17 %determino potenze massime che il pattern search deve
    rispettare.
18
19 Uc_week_max=[]; %inizializzo vettore carico Uc massimo
    settimana
20 Ut_week_max=[]; %inizializzo vettore carico Ut massimo
    settimana
21 sorting_Uc=[]; %inizializzo vettore Uc in ordine
    ascendente
22 sorting_Ut=[]; %inizializzo vettore Ut in ordine
    ascendente
23
24 %carico i profili Uc
25 Uc_week_1=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_1.csv'))
    ;
26 Uc_week_2=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_2.csv'))
    ;
27 Uc_week_3=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_3.csv'))
    ;
28 Uc_week_4=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_4.csv'))
    ;
29 Uc_week_5=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_5.csv'))
    ;
30 Uc_week_6=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_6.csv'))
    ;
31 Uc_week_7=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_7.csv'))
    ;
32 Uc_week_8=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_8.csv'))
    ;
33 Uc_week_9=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_9.csv'))
    ;
34 Uc_week_10=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_10.csv '
    ));
35 Uc_week_11=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_11.csv '
    ));
36 Uc_week_12=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_12.csv '
    ));
37 Uc_week_13=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_13.csv '
    ));
38 Uc_week_14=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Uc_week_14.csv '
    ));
```

```
    ));  
39  
40 sorting_Uc(:,1)=sort(Uc_week_1(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 1  
41 Uc_week_max(1)=sorting_Uc(168,1); %trovo il massimo della  
    settimana 1  
42 sorting_Uc(:,2)=sort(Uc_week_2(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 2  
43 Uc_week_max(2)=sorting_Uc(168,2); %trovo il massimo della  
    settimana 2  
44 sorting_Uc(:,3)=sort(Uc_week_3(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 3  
45 Uc_week_max(3)=sorting_Uc(168,3); %trovo il massimo della  
    settimana 3  
46 sorting_Uc(:,4)=sort(Uc_week_4(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 4  
47 Uc_week_max(4)=sorting_Uc(168,4); %trovo il massimo della  
    settimana 4  
48 sorting_Uc(:,5)=sort(Uc_week_5(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 5  
49 Uc_week_max(5)=sorting_Uc(168,5); %trovo il massimo della  
    settimana 5  
50 sorting_Uc(:,6)=sort(Uc_week_6(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 6  
51 Uc_week_max(6)=sorting_Uc(168,6); %trovo il massimo della  
    settimana 6  
52 sorting_Uc(:,7)=sort(Uc_week_7(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 7  
53 Uc_week_max(7)=sorting_Uc(168,7); %trovo il massimo della  
    settimana 7  
54 sorting_Uc(:,8)=sort(Uc_week_8(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 8  
55 Uc_week_max(8)=sorting_Uc(168,8); %trovo il massimo della  
    settimana 8  
56 sorting_Uc(:,9)=sort(Uc_week_9(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 9  
57 Uc_week_max(9)=sorting_Uc(168,9); %trovo il massimo della  
    settimana 9  
58 sorting_Uc(:,10)=sort(Uc_week_10(:,6),'ascend'); %ordine  
    crescente settimana 10
```

```
59 Uc_week_max(10)=sorting_Uc(168,10); %trovo il massimo
    della settimana 10
60 sorting_Uc(:,11)=sort(Uc_week_11(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 11
61 Uc_week_max(11)=sorting_Uc(168,11); %trovo il massimo
    della settimana 11
62 sorting_Uc(:,12)=sort(Uc_week_12(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 12
63 Uc_week_max(12)=sorting_Uc(168,12); %trovo il massimo
    della settimana 12
64 sorting_Uc(:,13)=sort(Uc_week_13(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 13
65 Uc_week_max(13)=sorting_Uc(168,13); %trovo il massimo
    della settimana 13
66 sorting_Uc(:,14)=sort(Uc_week_14(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 14
67 Uc_week_max(14)=sorting_Uc(168,14); %trovo il massimo
    della settimana 14
68
69 Uc_max_sort=sort(Uc_week_max(1,:), 'ascend');
70 Uc_max=Uc_max_sort(1,length(Uc_max_sort)); %Trovo massimo
    Uc
71
72
73 %carico i profili Ut
74 Ut_week_1=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_1.csv'))
    ;
75 Ut_week_2=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_2.csv'))
    ;
76 Ut_week_3=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_3.csv'))
    ;
77 Ut_week_4=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_4.csv'))
    ;
78 Ut_week_5=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_5.csv'))
    ;
79 Ut_week_6=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_6.csv'))
    ;
80 Ut_week_7=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_7.csv'))
    ;
81 Ut_week_8=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_8.csv'))
```

```
82 ;
    Ut_week_9=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_9.csv'))
    ;
83 Ut_week_10=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_10.csv'
    ));
84 Ut_week_11=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_11.csv'
    ));
85 Ut_week_12=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_12.csv'
    ));
86 Ut_week_13=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_13.csv'
    ));
87 Ut_week_14=load(fullfile('C:\', 'Profile', 'Ut_week_14.csv'
    ));
88
89 sorting_Ut(:,1)=sort(Ut_week_1(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 1
90 Ut_week_max(1)=sorting_Ut(168,1); %trovo il massimo della
    settimana 1
91 sorting_Ut(:,2)=sort(Ut_week_2(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 2
92 Ut_week_max(2)=sorting_Ut(168,2); %trovo il massimo della
    settimana 2
93 sorting_Ut(:,3)=sort(Ut_week_3(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 3
94 Ut_week_max(3)=sorting_Ut(168,3); %trovo il massimo della
    settimana 3
95 sorting_Ut(:,4)=sort(Ut_week_4(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 4
96 Ut_week_max(4)=sorting_Ut(168,4); %trovo il massimo della
    settimana 4
97 sorting_Ut(:,5)=sort(Ut_week_5(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 5
98 Ut_week_max(5)=sorting_Ut(168,5); %trovo il massimo della
    settimana 5
99 sorting_Ut(:,6)=sort(Ut_week_6(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 6
100 Ut_week_max(6)=sorting_Ut(168,6); %trovo il massimo della
    settimana 6
101 sorting_Ut(:,7)=sort(Ut_week_7(:,6), 'ascend'); %ordine
    crescente settimana 7
```

```
102 Ut_week_max(7)=sorting_Ut(168,7); %trovo il massimo della
    settimana 7
103 sorting_Ut(:,8)=sort(Ut_week_8(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 8
104 Ut_week_max(8)=sorting_Ut(168,8); %trovo il massimo della
    settimana 8
105 sorting_Ut(:,9)=sort(Ut_week_9(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 9
106 Ut_week_max(9)=sorting_Ut(168,9); %trovo il massimo della
    settimana 9
107 sorting_Ut(:,10)=sort(Ut_week_10(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 10
108 Ut_week_max(10)=sorting_Ut(168,10); %trovo il massimo
    della settimana 10
109 sorting_Ut(:,11)=sort(Ut_week_11(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 11
110 Ut_week_max(11)=sorting_Ut(168,11); %trovo il massimo
    della settimana 11
111 sorting_Ut(:,12)=sort(Ut_week_12(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 12
112 Ut_week_max(12)=sorting_Ut(168,12); %trovo il massimo
    della settimana 12
113 sorting_Ut(:,13)=sort(Ut_week_13(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 13
114 Ut_week_max(13)=sorting_Ut(168,13); %trovo il massimo
    della settimana 13
115 sorting_Ut(:,14)=sort(Ut_week_14(:,6),'ascend'); %ordine
    crescente settimana 14
116 Ut_week_max(14)=sorting_Ut(168,14); %trovo il massimo
    della settimana 14
117
118 Ut_max_sort=sort(Ut_week_max(1,:), 'ascend');
119 Ut_max=Ut_max_sort(1,length(Ut_max_sort)); %Trovo massimo
    Ut
120
121 %Prezzo vendita energia termica IREN su teleriscaldamento
    a Torino:
122 prezzo_en_th_IREN=80; % /MWh
123
124
```

```
125 Uc_tot=(Uc_week_1).*31/7+(Uc_week_2).*28/7+(Uc_week_3)
    .*31/7+...
126     (Uc_week_4).*15/7+(Uc_week_5).*15/7+(Uc_week_6)
    .*31/7+...
127     (Uc_week_7).*30/7+(Uc_week_8).*31/7+(Uc_week_9)
    .*31/7+...
128     (Uc_week_10).*30/7+(Uc_week_11).*31/7+(Uc_week_12)
    .*31/7+...
129     (Uc_week_13).*30/7+(Uc_week_14).*31/7;
130 Ut_tot=(Ut_week_1).*31/7+(Ut_week_2).*28/7+(Ut_week_3)
    .*31/7+...
131     (Ut_week_4).*15/7+(Ut_week_5).*15/7+(Ut_week_6)
    .*31/7+...
132     (Ut_week_7).*30/7+(Ut_week_8).*31/7+(Ut_week_9)
    .*31/7+...
133     (Ut_week_10).*30/7+(Ut_week_11).*31/7+(Ut_week_12)
    .*31/7+...
134     (Ut_week_13).*30/7+(Ut_week_14).*31/7;
135
136 Energia_tot=sum(Ut_tot(:,6)+Uc_tot(:,6)); %kWh
137
138
139 cd('G:\TESI'); %cambio directory per lavorare sulla
    cartella TESI
140
141
142 %PATTERN SEARCH STARTS
143 vettore=[x(1) x(2) x(3) x(4) x(5) x(6) x(7)]; %[CHP
    BOILER ABS ELE STORAGE SOLAR]
144
145 %carico file dati CHP(Pth,Pe,rend) "General Electric data
    "
146
147 AA=load('dati_CHP.txt');
148 Pe_CHP=AA(:,1);
149 eff_e_CHP=AA(:,2);
150 Pth_CHP=AA(:,3);
151 eff_th_CHP=AA(:,4);
152 heat_recovery_vector=AA(:,6);
153 %scrivo rapporto potenze CHP
```

```
154 for i=1:length(Pth_CHP)
155 rapp_P(i,1)=Pth_CHP(i)/Pe_CHP(i);
156 end
157
158 %discretizzo dominio per interpolazione CHP
159 %x=Pe_CHP(1,1):1:Pe_CHP(length(Pe_CHP),1);
160
161 %uso interpolazione lineare a tratti
162 y1=fit(Pe_CHP,rapp_P,'power1'); %rapporto Pth/Pe in
    funzione di Pe
163 y2=fit(Pe_CHP,eff_e_CHP,'power1'); %eff elettrica in
    funzione di Pe
164 y3=fit(Pe_CHP,eff_th_CHP,'power1'); %eff termica in
    funzione di Pe
165 y4=fit(Pe_CHP,heat_recovery_vector,'poly1'); %heat
    recovery in funzione di Pe
166 y_rapp_CHP=y1(Pe_CHP);
167 y_eff_e_CHP=y2(Pe_CHP);
168 y_eff_th_CHP=y3(Pe_CHP);
169
170
171 % figure(1)
172 % plot(Pe_CHP,y_rapp_CHP,'-o','linewidth',2);
173 % xlabel('Pe_{CHP}');
174 % ylabel('Pe_{CHP}/Pth_{CHP}');
175 % legend('P{e}/P{th}','location','best');
176 % title('CHP Rapporto P_{e}/P_{th} vs. P_{e} installata
    ');
177 % grid on;
178
179 % figure(2)
180 % plot(Pe_CHP,y_eff_e_CHP,'-r','linewidth',2);
181 % hold on
182 % plot(Pe_CHP,y_eff_th_CHP,'-b','linewidth',2);
183 % xlabel('Pe_{CHP}');
184 % ylabel('Eff_{elettrica CHP}');
185 % legend('Eff_{elettrica CHP}','Eff_{termina CHP}','
    location','best');
186 % title('CHP Efficienza_{Elettrica} & Efficienza_{
    Termica} vs. P_{e} installata');
```

```
187 % grid on;
188
189 %carico file dati BOILER (Pth uscita,rend) "Baltur data"
190
191 BB=load('dati_BOILER.txt');
192 Pth_out_BOILER=BB(:,1);
193 eff_th_BOILER=BB(:,2);
194 for i=1:length(Pth_out_BOILER)
195     Pth_in_BOILER(i,1)=(Pth_out_BOILER(i,1)/eff_th_BOILER
196         (i,1))*100;
197
198 end
199
200 %discretizzo dominio per interpolazione BOILER OUT
201 %xx1=Pth_out_BOILER(1,1):1:Pth_out_BOILER(length(
202     Pth_out_BOILER),1);
203 %uso interpolazione lineare a tratti
204 %yy1=interp1(Pth_out_BOILER,eff_th_BOILER,xx1);
205
206 %discretizzo dominio per interpolazione BOILER IN
207 %xx2=Pth_in_BOILER(1,1):1:Pth_in_BOILER(length(
208     Pth_in_BOILER),1);
209 %uso interpolazione lineare a tratti
210 %yy2=interp1(Pth_in_BOILER,eff_th_BOILER,xx2);
211
212 % figure(3)
213 % plot(Pth_out_BOILER,eff_th_BOILER,'*',xx1,yy1,'
214     linewidth',2);
215
216 % hold on
217 % plot(Pth_in_BOILER,eff_th_BOILER,'o',xx2,yy2,'linewidth
218     ',1);
219
220 % xlabel('Pth');
221 % ylabel('Eff_{Boiler}');
222 % legend('Pth_{OUT Boiler}','Pth_{IN Boiler}','location
223     ','best');
224
225 % title('BOILER Pth_{IN} & Pth_{OUT} vs. Eff_{Boiler}');
226 % grid on;
227 % ylim([94 97]);
228
229 %Carico dati CHIL ELE "GEOCLIMA data"
230
```

```
221 CC=load('dati_ELE.txt');
222 P_frig_OUT=CC(:,1);
223 P_chil_ING=CC(:,2);
224 COP_chil_ELE=CC(:,3);
225
226 yyy=fit(P_frig_OUT,COP_chil_ELE,'linearinterp'); %COP ELE
    in funzione di P frigorifera
227 %COP_chil_ELE_poly=polyval(yyy,P_frig_OUT);
228
229 % figure(4)
230 % plot(P_frig_OUT,COP_chil_ELE_poly);
231 % xlabel('P_{frig OUT}');
232 % ylabel('COP_{CHIL ELE}');
233 % legend('COP_{CHIL ELE}','location','best');
234 % title('COP_{CHIL ELE} vs. P_{frig OUT}');
235 % grid on;
236
237
238 %Carico dati ABS "LG data"
239
240 DD=load('dati_ABS.txt');
241 P_ABS_frig_OUT=DD(:,1);
242 Pth_ABS_ING=DD(:,3);
243 COP_ABS=P_ABS_frig_OUT./Pth_ABS_ING;
244 yyyy=fit(P_ABS_frig_OUT,COP_ABS,'linearinterp'); %COP ABS
    in funzione di P frigorifera ABS
245 COP_ABS_poly=yyyy(P_ABS_frig_OUT);
246
247 % figure(5)
248 % plot(P_ABS_frig_OUT,COP_ABS_poly);
249 % xlabel('P_{ABS frig OUT}');
250 % ylabel('COP_{ABS}');
251 % legend('COP_{ABS}','location','best');
252 % title('COP_{ABS} vs. P_{ABS frig OUT}');
253 % grid on;
254
255 %carico dati Volume tank e Energy Loss
256
257 EE=load('dati_Volume_Tank.txt');
258 FF=load('dati_Energy_Loss.txt');
```

```
259 EE_x=EE(:,1);
260 EE_y=EE(:,2);
261 FF_x=FF(:,1);
262 FF_y=FF(:,2);
263 y1_Stt=fit(EE_x,EE_y,'linearinterp');
264 y2_Stt=fit(FF_x,FF_y,'linearinterp');
265 y1_Stt_poly=y1_Stt(EE_x);
266 y2_Stt_poly=y2_Stt(FF_x);
267
268 % figure(6)
269 % loglog(EE_x,EE_y,'linewidth',2,'color','red');
270 % title('Volume Tank vs. Energy Content');
271 % xlabel('Energy Content [kWh]');
272 % ylabel('Volume Tank [m^{3}]');
273 % grid on
274 %
275 % figure(7)
276 % loglog(FF_x,FF_y,'linewidth',2,'color','blue');
277 % title('Energy Loss vs. Volume Tank');
278 % xlabel('Volume Tank [m^{3}]');
279 % ylabel('Energy Loss [kWh/h]');
280 % grid on
281
282 %CALCOLO DATI DAL PATTERN SEARCH
283 %UTILIZZO PEDICE "0" PER INDICARE VALORI Istantanei
284
285
286 %BOILER
287
288 %Calcolo dati partendo dal vettore Pattern Search
289 Pth_out_BOILER_0=vettore(1,2);
290 y_eff_BOILER=polyfit(Pth_out_BOILER,eff_th_BOILER,1);
291 eff_BOILER_0=polyval(y_eff_BOILER,Pth_out_BOILER_0);
292 %eff_BOILER_0=yy1(Pth_out_BOILER_0);
293 Pth_in_BOILER_0=(Pth_out_BOILER_0/eff_BOILER_0)*100;
294
295
296
297 %CHP
298
```

```
299 %Calcolo dati partendo dal vettore Pattern Search
300 Pe_CHP_0=vettore(1,1);
301 rapp_CHP_0=y1(Pe_CHP_0);
302 Pth_CHP_0=rapp_CHP_0*Pe_CHP_0;
303
304 %Valuto Potenze elettriche a carichi parziali
305 Pe_CHP_75=0.75*Pe_CHP_0;
306 Pe_CHP_50=0.5*Pe_CHP_0;
307
308 %valuto efficienze 100%
309
310 eff_e_CHP_100=y2(Pe_CHP_0);
311 eff_th_CHP_100=y3(Pe_CHP_0);
312
313 %Valuto efficienze a carichi parziali
314 eff_e_CHP_75=eff_e_CHP_100-2;
315 eff_e_CHP_50=eff_e_CHP_100-4;
316 eff_th_CHP_75=eff_th_CHP_100+2;
317 eff_th_CHP_50=eff_th_CHP_100+4;
318
319 %Valuto Potenze Termiche a carichi Parziali
320 Pth_CHP_75=Pe_CHP_75*eff_th_CHP_75/eff_e_CHP_75;
321 Pth_CHP_50=Pe_CHP_50*eff_th_CHP_50/eff_e_CHP_50;
322
323 %Valuto Potenze combustibile ingresso
324 P_IN_comb_0=Pe_CHP_0/eff_e_CHP_100*100;
325 P_IN_comb_75=Pe_CHP_75/eff_e_CHP_75*100;
326 P_IN_comb_50=Pe_CHP_50/eff_e_CHP_50*100;
327
328 %ABS
329
330 P_ABS_frig_0=vettore(1,3);
331 COP_ABS_0=yyyy(P_ABS_frig_0);
332 COP_ABS_75=COP_ABS_0;
333 COP_ABS_50=COP_ABS_0;
334 P_ABS_frig_75=P_ABS_frig_0*0.75;
335 P_ABS_frig_50=P_ABS_frig_0*0.5;
336 Pth_ABS_ING_0=P_ABS_frig_0/COP_ABS_0;
337 Pth_ABS_ING_75=P_ABS_frig_75/COP_ABS_75;
338 Pth_ABS_ING_50=P_ABS_frig_50/COP_ABS_50;
```

```
339
340
341 %CHIL ELE
342
343 P_frig_0=vettore(1,4);
344 COP_chil_ELE_0=4.5; %dato reale macchina installata
345 P_chil_ING_0=P_frig_0/COP_chil_ELE_0;
346
347 COP_chil_ELE_75=COP_chil_ELE_0;
348 COP_chil_ELE_50=COP_chil_ELE_0;
349 P_frig_75=P_frig_0*0.75;
350 P_frig_50=P_frig_0*0.5;
351 P_chil_ING_75=P_frig_75/COP_chil_ELE_75;
352 P_chil_ING_50=P_frig_50/COP_chil_ELE_50;
353
354
355 %Storage Stt
356 Stt_0=vettore(1,5);
357 Volume_Tank_0=y1_Stt(Stt_0);
358 Energy_Loss_0=y2_Stt(Volume_Tank_0);
359 eff_Stt=1-Energy_Loss_0/Stt_0;
360
361 %separo parte intera da decimali per scrivere poi l'XML
362 %Pattern Search deve variare di 100 in 100 kWh.
363 number=Stt_0/1000;
364 integ=floor(number); %prendo numero intero
365 decimal=(Stt_0/1000-integ);
366 fract=ceil(1000*decimal); %prendo le 3 cifre decimali
367 %fract=10*(mod(abs(number),1));
368
369
370 %Valuto rapporto taglie CHP e Boiler
371 rapp_taglie=Pe_CHP_0/(Pth_CHP_0+Pth_out_BOILER_0);
372
373
374 %Valuto prezzi componenti
375
376 %Valuto prezzo STORAGE
377 dati_prezzo_storage=load('prezzo_STORAGE.txt');
378 x_storage=dati_prezzo_storage(:,1); %metri cubi
```

```
379 y_storage=dati_prezzo_storage(:,2); %vettore /kwh
380 y3_Stt=fit(x_storage,y_storage,'power1');
381 prezzo_Stt=y3_Stt(Volume_Tank_0); % /m3
382
383
384 %Cogeneratore CHPLE
385 database_prezzo_CHP=load('prezzo_CHP.txt'); %carico file
    database prezzi CHP
386 capacity_CHP=database_prezzo_CHP(:,1);
387 capital_cost_CHP=database_prezzo_CHP(:,2);
388 y_prezzo_CHP=polyfit(capacity_CHP',capital_cost_CHP',1);
    %prezzo CHP in funzione della taglia
389 prezzo_CHP=polyval(y_prezzo_CHP,Pe_CHP_0); %valuto prezzo
    CHP corrispondente alla taglia scelta
390
391 %Chiller Elettrico ELE
392 database_prezzo_ELE=load('prezzo_ELE.txt'); %carico file
    database prezzi Chiller elettrico
393 capacity_ELE=database_prezzo_ELE(:,4); %kW
394 cost_ELE=database_prezzo_ELE(:,5); % /kW
395 opex_database_ELE=database_prezzo_ELE(:,7); % /kW
396 y_prezzo_ELE=fit(capacity_ELE,cost_ELE,'power1'); %coeff
    prezzo Investimento ELE in funzione della taglia
397 y_opex_ELE=fit(capacity_ELE,opex_database_ELE,'power1');
    %coeff prezzo opex ELE in funzione della taglia
398 prezzo_ELE=y_prezzo_ELE(P_frig_0); %valuto prezzo ELE
    corrispondente alla taglia scelta
399 prezzo_opex_ELE=y_opex_ELE(P_frig_0); %valuto prezzo Opex
    ELE corrispondente alla taglia scelta
400
401 %Chiller ad assorbimento ABS
402 database_prezzo_ABS=load('prezzo_ABS.txt'); %carico file
    database prezzi Chillerad assorbimento
403 capacity_ABS=database_prezzo_ABS(:,4); %kW
404 cost_ABS=database_prezzo_ABS(:,5); % /kW
405 opex_database_ABS=database_prezzo_ABS(:,7); % /kW
406 y_prezzo_ABS=fit(capacity_ABS,cost_ABS,'power1'); %prezzo
    ELE in funzione della taglia
407 y_opex_ABS=fit(capacity_ABS,opex_database_ABS,'power1');
    %prezzo opex ABS in funzione della taglia
```

```
408 prezzo_ABS=y_prezzo_ABS(P_ABS_frig_0); %valuto prezzo ABS
    corrisponente alla taglia scelta
409 prezzo_opex_ABS=y_opex_ABS(P_ABS_frig_0); %valuto prezzo
    Opex ABS corrisponente alla taglia scelta
410
411 %Collettore Solare
412 giorni_mese=[31 28 31 15 15 31 30 31 31 30 31 31 30 31];
    %14 settimane tipo
413 media_pesata=giorni_mese./7;
414 Collettore_Solare_80deg
415
416 if Sup_lorda_PS<=Sup_lorda_max
417     %OK soluzione plausibile
418 else
419     %NO, superficie maggiore di quella massima.
420     %Soluzione da scartare
421     NPV=1e+25;
422     return;
423 end
424
425 %SCRIVO FILE XML
426
427 fid1=fopen('Components_Impianto.xml','w');
428 fprintf(fid1,'<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"
    standalone="no"?>\n');
429 fprintf(fid1,'<!DOCTYPE components SYSTEM "components.dtd
    ">\n\n');
430 fprintf(fid1,'<components>\n\n\n');
431
432 fprintf(fid1,'    <CHP name="CHP_Impianto_%.f" MOT="6"
    MST="6" maint="0.01" EtoVdef="0.22" fuel="gas" ESc
    ="0">\n',Pe_CHP_0);
433 fprintf(fid1,'        <CHP_PowerLevel>\n');
434 fprintf(fid1,'            <CHP_PowerLevel1>%.3f</
    CHP_PowerLevel1>\n',Pe_CHP_50);
435 fprintf(fid1,'            <CHP_PowerLevel2>%.3f</
    CHP_PowerLevel2>\n',Pth_CHP_50);
436 fprintf(fid1,'            <CHP_PowerLevel3>%.3f</
    CHP_PowerLevel3>\n',P_IN_comb_50);
437 fprintf(fid1,'            <CHP_PowerLevel4>0</
```

```
    CHP_PowerLevel4>\n');
438 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel5>0</
    CHP_PowerLevel5>\n');
439 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel6>0</
    CHP_PowerLevel6>\n');
440 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel7>0</
    CHP_PowerLevel7>\n');
441 fprintf(fid1, '          </CHP_PowerLevel>\n');
442 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel>\n');
443 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel1>%.3f</
    CHP_PowerLevel1>\n',Pe_CHP_75);
444 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel2>%.3f</
    CHP_PowerLevel2>\n',Pth_CHP_75);
445 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel3>%.3f</
    CHP_PowerLevel3>\n',P_IN_comb_75);
446 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel4>0</
    CHP_PowerLevel4>\n');
447 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel5>0</
    CHP_PowerLevel5>\n');
448 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel6>0</
    CHP_PowerLevel6>\n');
449 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel7>0</
    CHP_PowerLevel7>\n');
450 fprintf(fid1, '          </CHP_PowerLevel>\n');
451 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel>\n');
452 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel1>%.3f</
    CHP_PowerLevel1>\n',Pe_CHP_0);
453 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel2>%.3f</
    CHP_PowerLevel2>\n',Pth_CHP_0);
454 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel3>%.3f</
    CHP_PowerLevel3>\n',P_IN_comb_0);
455 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel4>0</
    CHP_PowerLevel4>\n');
456 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel5>0</
    CHP_PowerLevel5>\n');
457 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel6>0</
    CHP_PowerLevel6>\n');
458 fprintf(fid1, '          <CHP_PowerLevel7>0</
    CHP_PowerLevel7>\n');
459 fprintf(fid1, '          </CHP_PowerLevel>\n');
```

```
460 fprintf(fid1, '    </CHP>\n\n');
461
462 fprintf(fid1, '    <Boiler name="Boiler_Impianto_%.fkW"
    MOT="0" MST="0" Hi="10.4" ct="5" ESc="0">\n',
    Pth_out_BOILER_0);
463 fprintf(fid1, '        <Boiler_PowerLevel>\n');
464 fprintf(fid1, '            <Boiler_PowerLevel1>0</
    Boiler_PowerLevel1>\n');
465 fprintf(fid1, '            <Boiler_PowerLevel2>0</
    Boiler_PowerLevel2>\n');
466 fprintf(fid1, '        </Boiler_PowerLevel>\n');
467 fprintf(fid1, '    <Boiler_PowerLevel>\n');
468 fprintf(fid1, '        <Boiler_PowerLevel1>%.3f</
    Boiler_PowerLevel1>\n', Pth_out_BOILER_0);
469 fprintf(fid1, '        <Boiler_PowerLevel2>%.3f</
    Boiler_PowerLevel2>\n', Pth_in_BOILER_0);
470 fprintf(fid1, '    </Boiler_PowerLevel>\n');
471 fprintf(fid1, ' </Boiler>\n\n');
472
473 fprintf(fid1, '    <Abs name="Abs_Impianto_%.f" RatePower
    =%.f" COP="%.3f">\n', P_ABS_frig_0, P_ABS_frig_0,
    COP_ABS_0);
474 fprintf(fid1, '        <Abs_PowerLevel>\n');
475 fprintf(fid1, '            <Abs_PowerLevel1>0</
    Abs_PowerLevel1>\n');
476 fprintf(fid1, '            <Abs_PowerLevel2>0</
    Abs_PowerLevel2>\n');
477 fprintf(fid1, '        </Abs_PowerLevel>\n');
478 fprintf(fid1, '    <Abs_PowerLevel>\n');
479 fprintf(fid1, '        <Abs_PowerLevel1>%.3f</
    Abs_PowerLevel1>\n', P_ABS_frig_0);
480 fprintf(fid1, '        <Abs_PowerLevel2>%.3f</
    Abs_PowerLevel2>\n', Pth_ABS_ING_0);
481 fprintf(fid1, '    </Abs_PowerLevel>\n');
482 fprintf(fid1, ' </Abs>\n\n');
483
484 fprintf(fid1, '    <Ele name="Ele_Impianto_1" RatePower
    =%.f" COP="%.3f">\n', P_frig_0, COP_chil_ELE_0);
485 fprintf(fid1, '        <Ele_PowerLevel>\n');
486 fprintf(fid1, '            <Ele_PowerLevel1>0</
```

```

    Ele_PowerLevel1>\n');
487 fprintf(fid1, '          <Ele_PowerLevel2>0</
    Ele_PowerLevel2>\n');
488 fprintf(fid1, '          </Ele_PowerLevel>\n');
489 fprintf(fid1, '          <Ele_PowerLevel>\n');
490 fprintf(fid1, '          <Ele_PowerLevel1>%.3f</
    Ele_PowerLevel1>\n',P_frig_0);
491 fprintf(fid1, '          <Ele_PowerLevel2>%.3f</
    Ele_PowerLevel2>\n',P_chil_ING_0);
492 fprintf(fid1, '          </Ele_PowerLevel>\n');
493 fprintf(fid1, '          </Ele>\n\n');
494
495 if fract==0
496     fprintf(fid1, '          <Stt name="Stt_%.fMWh" Tsmax="%.f"
    eta="%.3f" EtoPR="2" ESc="0"></Stt>\n\n',integ,Stt_0
    ,eff_Stt);
497 else
498     fprintf(fid1, '          <Stt name="Stt_%.f_%.fMWh" Tsmax="%.f
    " eta="%.3f" EtoPR="2" ESc="0"></Stt>\n\n',integ,
    fract,Stt_0,eff_Stt);
499 end
500 %Collettore solare
501 fprintf(fid1, '          <SH name="SH_Impianto" Pn="1" AreaSH
    =%.2f" etash="0.5"/>\n\n',Sup_lorda);
502
503 fprintf(fid1, '          <Grid name="ReteNew" EF="0.459" R
    ="0.0000001" X="0.0000001" Inom="10000" Vmax="1.1">\n'
    );
504 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
505 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
506 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
507 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
508 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
509 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0.1404</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
510 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.0148</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
511 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');

```

```
512 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
513 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0.3123</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
514 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.0926</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
515 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
516 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
517 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0.4842</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
518 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.2295</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
519 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
520 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
521 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0.6562</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
522 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.4256</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
523 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
524 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
525 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>0.8281</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
526 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.6808</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
527 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
528 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel>\n');
529 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel1>1</
    Grid_CurrentLevel1>\n');
530 fprintf(fid1, '          <Grid_CurrentLevel2>0.9951</
    Grid_CurrentLevel2>\n');
531 fprintf(fid1, '          </Grid_CurrentLevel>\n');
532 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel>\n');
533 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel1>0</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
534 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel2>0</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
535 fprintf(fid1, '          </Grid_VoltageLevel>\n');
536 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel>\n');
537 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel1>0.1404</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
538 fprintf(fid1, '          <Grid_VoltageLevel2>0.0148</
```

```
    Grid_VoltageLevel2>\n');
539 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
540 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel>\n');
541 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel1>0.3123</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
542 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel2>0.0926</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
543 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
544 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel>\n');
545 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel1>0.4842</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
546 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel2>0.2295</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
547 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
548 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel>\n');
549 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel1>0.6562</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
550 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel2>0.4256</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
551 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
552 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel>\n');
553 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel1>0.8281</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
554 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel2>0.6808</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
555 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
556 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel>\n');
557 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel1>1</
    Grid_VoltageLevel1>\n');
558 fprintf(fid1, '        <Grid_VoltageLevel2>0.9951</
    Grid_VoltageLevel2>\n');
559 fprintf(fid1, '        </Grid_VoltageLevel>\n');
560 fprintf(fid1, '    </Grid>\n');
561 fprintf(fid1, '</components>\n');
562
563 fclose(fid1);
564
565 mkdir C:\Work %creo cartella work dentro disco C
566 mkdir C:\Components %creo cartella Components dentro
    disco C
```

```
567
568 movefile('Components_Impianto.xml','C:\Components') %
      salvo XML nel folder Components
569
570
571 %SCRIVO FILES .TXT NETLIST
572
573 %WEEK_1
574
575 for i=1:14
576
577 fid2=fopen(sprintf('Impianto_week_%i.txt',i),'w');
578 fprintf(fid2,'@XML Library Components File\n');
579 fprintf(fid2,'Components_Impianto\n\n');
580 fprintf(fid2,'@Scheduling\n');
581 fprintf(fid2,'168 1 1000\n\n');
582 fprintf(fid2,'@Optimization\n');
583 fprintf(fid2,'SN ECO\n\n');
584 fprintf(fid2,'@Nominal System Voltage (kV)\n');
585 fprintf(fid2,'0.4\n\n');
586 fprintf(fid2,'@Dispatchable Electric Input\n');
587 fprintf(fid2,'0 1 Grid ReteNew 0\n');
588 fprintf(fid2,'0 1 CHP CHP_Impianto_%.f 0\n\n',Pe_CHP_0);
589 fprintf(fid2,'@Dispatchable Thermal Input\n');
590 fprintf(fid2,'0 1 Boiler Boiler_Impianto_%.fkW 0\n',
      Pth_out_BOILER_0);
591 if fract~=0
592     fprintf(fid2,'0 1 Stt Stt_%.f_%.fMWh 0\n\n',integ,
      fract);
593 else
594     fprintf(fid2,'0 1 Stt Stt_%.fMWh 0\n\n',integ);
595 end
596
597 fprintf(fid2,'@Non-Dispatchable Thermal Input\n');
598 fprintf(fid2,'0 1 SH SH_Impianto P SH_pot_%ddeg_72C_week_
      %d 1000\n\n',angolo_work,i);
599
600 fprintf(fid2,'@Cooling Input\n');
601 fprintf(fid2,'0 1 Ele Ele_Impianto_1 1\n');
602 fprintf(fid2,'0 1 Abs Abs_Impianto_%.f 0\n\n',
```

```
        P_ABS_frig_0);
603 fprintf(fid2, '@Cooling Output\n');
604 fprintf(fid2, '0 1 Uc Uc_week_%.f\n\n', i);
605 fprintf(fid2, '@Thermal Output\n');
606 fprintf(fid2, '0 1 Ut Ut_week_%.f\n\n', i);
607 fprintf(fid2, '@Electric Output\n');
608 fprintf(fid2, '0 1 Ue Ue_week_%.f\n\n', i);
609 fprintf(fid2, '@Electricity Price\n');
610 fprintf(fid2, '0 1 Cs Cs_week_%.f\n\n', i);
611 fprintf(fid2, '0 1 Cp Cp_week_%.f\n\n', i);
612 fprintf(fid2, '@Natural Gas Price & LHV\n');
613
614 if Pe_CHP_0==0
615
616 fprintf(fid2, '0 1 Cd 0.5818\n'); %Cd=Cnd=0.37+0.2118
617 fprintf(fid2, '0 1 Cnd 0.5818\n');
618
619 elseif rapp_taglie >= 0.1
620
621 fprintf(fid2, '0 1 Cd 0.3704433\n'); %Cd=0.37+0.0004433
622 fprintf(fid2, '0 1 Cnd 0.388\n'); %Cnd=0.37+0.018
623
624 else
625     %rapp_taglie < 0.1
626 fprintf(fid2, '0 1 Cd 0.5818\n'); %Cd=Cnd=0.37+0.2118
627 fprintf(fid2, '0 1 Cnd 0.5818\n');
628 end
629
630
631 fprintf(fid2, '0 1 Hi 9.54\n\n');
632 fprintf(fid2, '@Solver\n');
633 fprintf(fid2, 'Gurobi 0\n');
634 fclose(fid2);
635
636 end
637
638 %creo file defaultDIR.txt
639 %Per modalit MUTA di XEMS13
640
641 fid3=fopen('defaultDIR.txt', 'w');
```

```
642 fprintf(fid3, 'C:/Work\n');
643 fprintf(fid3, 'C:/Profile\n');
644 fprintf(fid3, 'C:/Components\n');
645 fprintf(fid3, 'Impianto_week_1.txt\n');
646 fprintf(fid3, 'Impianto_week_2.txt\n');
647 fprintf(fid3, 'Impianto_week_3.txt\n');
648 fprintf(fid3, 'Impianto_week_4.txt\n');
649 fprintf(fid3, 'Impianto_week_5.txt\n');
650 fprintf(fid3, 'Impianto_week_6.txt\n');
651 fprintf(fid3, 'Impianto_week_7.txt\n');
652 fprintf(fid3, 'Impianto_week_8.txt\n');
653 fprintf(fid3, 'Impianto_week_9.txt\n');
654 fprintf(fid3, 'Impianto_week_10.txt\n');
655 fprintf(fid3, 'Impianto_week_11.txt\n');
656 fprintf(fid3, 'Impianto_week_12.txt\n');
657 fprintf(fid3, 'Impianto_week_13.txt\n');
658 fprintf(fid3, 'Impianto_week_14.txt\n');
659 fclose(fid3);
660
661 %salvo defaultDIR.txt nel folder Work
662 movefile('defaultDIR.txt', 'C:\Work');
663
664 %salvo Netlist nel folder Components
665 movefile('Impianto_week_1.txt', 'C:\Work');
666 movefile('Impianto_week_2.txt', 'C:\Work');
667 movefile('Impianto_week_3.txt', 'C:\Work');
668 movefile('Impianto_week_4.txt', 'C:\Work');
669 movefile('Impianto_week_5.txt', 'C:\Work');
670 movefile('Impianto_week_6.txt', 'C:\Work');
671 movefile('Impianto_week_7.txt', 'C:\Work');
672 movefile('Impianto_week_8.txt', 'C:\Work');
673 movefile('Impianto_week_9.txt', 'C:\Work');
674 movefile('Impianto_week_10.txt', 'C:\Work');
675 movefile('Impianto_week_11.txt', 'C:\Work');
676 movefile('Impianto_week_12.txt', 'C:\Work');
677 movefile('Impianto_week_13.txt', 'C:\Work');
678 movefile('Impianto_week_14.txt', 'C:\Work');
679
680 cd('C:\Work'); %cambio directory per lavorare sulla
    cartella Work
```

```
681 main_XEMS13_v2_7 %Lancio XEMS13
682 if (flag_nofeas==1)
683     NPV=1e25;
684     return;
685 end
686 analisi_costo %valuto i costi impianto per ogni settimana
        .
687
688 %Valuto i costi con media pesata:
689
690 Costo_Gennaio=Costo(1,1)*media_pesata(1);
691 Costo_Febbraio=Costo(2,1)*media_pesata(2);
692 Costo_Marzo=Costo(3,1)*media_pesata(3);
693 Costo_Aprile_1=Costo(4,1)*media_pesata(4);
694 Costo_Aprile_2=Costo(5,1)*media_pesata(5);
695 Costo_Maggio=Costo(6,1)*media_pesata(6);
696 Costo_Giugno=Costo(7,1)*media_pesata(7);
697 Costo_Luglio=Costo(8,1)*media_pesata(8);
698 Costo_Agosto=Costo(9,1)*media_pesata(9);
699 Costo_Settembre=Costo(10,1)*media_pesata(10);
700 Costo_Ottobre_1=Costo(11,1)*media_pesata(11);
701 Costo_Ottobre_2=Costo(12,1)*media_pesata(12);
702 Costo_Novembre=Costo(13,1)*media_pesata(13);
703 Costo_Dicembre=Costo(14,1)*media_pesata(14);
704
705 Costo_Esercizio_Impianto=Costo_Gennaio+Costo_Febbraio+
        Costo_Marzo+...
706             Costo_Aprile_1+Costo_Aprile_2+Costo_Maggio
        +Costo_Giugno+...
707             Costo_Luglio+Costo_Agosto+Costo_Settembre+
        ...
708             Costo_Ottobre_1+Costo_Ottobre_2+
        Costo_Novembre+Costo_Dicembre;
709
710 %Valuto costi di investimento dell'impianto e operativi e
        manutenzione (OPEX)
711 %dipendenti dalla taglia dell'impianto
712
713 %Valuto parametri per il calcolo del Primary Energy
        Saving (PES)
```

```
714
715 for i=1:length(giorni_mese)
716     Pot_elettrica_prod_CHP(i)=(EnergyEle.Pe(i))*
        media_pesata(i);
717     Pot_termica_prod_CHP(i)=(EnergyThe.Pt(i))*
        media_pesata(i);
718     Pot_dissipata_CHP(i)=(EnergyThe.Dt(i))*media_pesata(i
        );
719     Vol_gas_CHP(i)=(VolGas.CHP1(i))*media_pesata(i); %kWh
720     Pot_termica_IN_ABS(i)=(EnergyThe.AbsIn(i))*
        media_pesata(i);
721     Pot_termica_OUT_ABS(i)=EnergyCol.Abs(i)*media_pesata(
        i);
722     Pot_elettrica_OUT_ELE(i)=EnergyCol.EChi(i)*
        media_pesata(i);
723     Pot_termica_Boiler(i)=EnergyThe.Bt(i)*media_pesata(i)
        ;
724
725 end
726 Hi=9.54; %kWh/m3 Potere calorifico inferiore
727 PE=sum(Pot_elettrica_prod_CHP);
728 E=PE;
729 PT=sum(Pot_termica_prod_CHP);
730 DT=sum(Pot_dissipata_CHP);
731 H=PT-DT; %en termica prodotta da CHP UTILE
732 F=Hi*sum(Vol_gas_CHP); %En. tot combustibile su unit
        cogenerativa
733 CHP_H_eta=H/F;
734 CHP_E_eta=E/F;
735 eta_g=(E+H)/F; %rendimento globale CHP
736 ref_H_eta=0.92;
737 ref_E_eta=0.4867;
738 pes=(1-1/(CHP_H_eta/ref_H_eta+CHP_E_eta/ref_E_eta)); %
        Primary Energy Saving
739 PES=pes*100; %MWh
740
741 eta_e_ref=0.9;
742 eta_t_ref=0.46;
743
744 %Verifico il rendimento globale
```

```
745
746 if eta_g>=0.75
747     risp=E/eta_e_ref+H/eta_t_ref-F; %Risparmio annuo
748 else
749     %Unit virtuale
750     fid_virtuale=fopen('unit_virtuale.txt','w');
751     fprintf(fid_virtuale,'%f %f %f %f %f %f\n',Pe_CHP_0,
        Pth_out_BOILER_0,P_ABS_frig_0,P_frig_0,Stt_0,
        angolo);
752     fclose(fid_virtuale);
753
754     Ceff=CHP_E_eta/(0.75-CHP_E_eta);
755     E_chp=Ceff*H;
756     E_nonCHP=E-E_chp; %energia elettrica non cogenerativa
        prodotta dal sistema che non partecipa al
        processo di cogenerazione.
757     F_nonCHP=E_nonCHP/CHP_E_eta; %parte di energia
        immessa nel sistema che non partecipa al processo
        di cogenerazione.
758     F_chp=F-F_nonCHP; % parte di energia immessa nel
        sistema che partecipa al processo di cogenerazione
        .
759     risp=E_chp/eta_e_ref+H/eta_t_ref-F_chp; %Risparmio
        annuo con unit virtuale
760 end
761
762
763 %Verifico taglia CHP e ALTO RENDIMENTO:
764 if vettore(1,1)>=1000 %taglia CHP>=1MWe
765     K=1;
766     if PES>=10
767         %CAR verificato
768         RISP=risp*10^-3; %MWh
769     else
770         %CAR non verificato
771         RISP=0;
772     end
773 else %taglia CHP<1MWe
774     K=1.4;
775     if PES>0
```

```
776         %CAR verificato
777         RISP=risp*10^-3; %MWh
778     else
779         RISP=0;
780     end
781 end
782
783 TEE=0.086*K*RISP;
784
785
786
787
788 %CALCOLO I VARI SHARE
789 Share_CHPLE=(PT-DT-sum(Pot_termica_IN_ABS))/sum(Ut_tot
    (:,6));
790 Share_ABS=sum(Pot_termica_OUT_ABS)/sum(Uc_tot(:,6));
791 Share_ELE=sum(Pot_elettrica_OUT_ELE)/sum(Uc_tot(:,6));
792 Share_SH=sum(P_sol)/sum(Ut_tot(:,6));
793 Share_BOILER=sum(Pot_termica_Boiler)/sum(Ut_tot(:,6));
794
795
796 cd('G:\Tesi'); %cambio directory per lavorare sulla
    cartella Tesi
797
798 %BOILER
799 prezzo_BOILER=84; % /kWth
800
801 %SOLARE TERMICO
802 prezzo_SH=400; % /m2
803
804 %Calcolo i costi di investimento:
805 INV_BOILER=prezzo_BOILER*Pth_out_BOILER_0;
806 INV_Stt=prezzo_Stt*Volume_Tank_0;
807 INV_CHP=prezzo_CHP*Pe_CHP_0;
808 INV_ABS=prezzo_ABS*P_ABS_frig_0;
809 INV_ELE=0; %gi presente in ante-operam
810 INV_SH=prezzo_SH*Sup_lorda;
811
812 Costo_Investimento=INV_BOILER+INV_Stt+INV_CHP+INV_ABS+
    INV_ELE+INV_SH;
```

```
813
814 %Calcolo costi operativi e manutenzione O&M OPEX:
815 %costo_opex_CHP=3.75/100*INV_CHP;
816 costo_opex_BOILER=3.7/100*INV_BOILER;
817 costo_opex_Stt=0.7/100*INV_Stt;
818 costo_opex_ABS=prezzo_opex_ABS*P_ABS_frig_0;
819 %costo_opex_ELE=prezzo_opex_ELE*P_frig_0;
820 costo_opex_SH=1.2/100*INV_SH;
821
822 OPEX_TOT=costo_opex_BOILER+costo_opex_Stt+costo_opex_ABS+
      ...
823     +costo_opex_SH;
824
825 %Calcolo il costo totale dell'impianto:
826 Costo_totale_annuo=Costo_Esercizio_Impianto+
      Costo_Investimento+OPEX_TOT; % /anno
827
828
829 %Verifico incentivo Solare Termico
830 if Incentivo_solare*5>65/100*INV_SH
831     Incentivo_solare_tot=65/100*INV_SH; %sovrascirvo se
      superiore al 65% dell'investimento
832     Incentivo_solare=Incentivo_solare_tot/5;
833 else
834     %Incentivo solare    calcolato con la formula
      precedente
835 end
836
837
838 %Prezzo vendita energia termica IREN su teleriscaldamento
      a Torino:
839 prezzo_en_th_IREN=80; % /MWh
840
841 %calcolo i Cash Flows
842 Ricavo_annuale=Energia_tot/1000*prezzo_en_th_IREN;
843 %Il ricavo annuale non lo inserir nell'NPV in quanto sto
      confrontando con
844 %lo scenario ante-operam che anch'esso presenter il
      medesimo ricavo
845 %annuale.
```

```

846 prezzo_TEE=150; % /TEE
847 Incentivo_CHP=TEE*prezzo_TEE; % /anno
848
849 costo_opex_scenario_0=405.71e+3; %costo ante operam.
850
851 CF=costo_opex_scenario_0-(Costo_Esercizio_Impianto+
    OPEX_TOT); %Cash Flow: Vendita Energia-Costo generato
    da XEMS13-costi operativi e manutenzione.
852
853 %Calcolo NPV (Funzione Obbiettivo)
854 anni_analisi=20;
855 discount_rate=0.02;
856 frac_npv1=1./((1+discount_rate).^(1:5)); %per incentivo
    solare+incentivo CHP
857 frac_npv2=1./((1+discount_rate).^(6:15)); %per incentivo
    CHP
858 frac_npv3=1./((1+discount_rate).^(16:anni_analisi)); %
    fine incentivo
859
860 NPV=-(-Costo_Investimento+sum((CF+Incentivo_CHP+
    Incentivo_solare)...
861     *frac_npv1)+sum((CF+Incentivo_CHP)*frac_npv2)+sum(CF*
    frac_npv3));
862
863 fprintf('The NPV is: %.4f\n',NPV);

```

Dove la funzione "Collettore Solare 80deg" é stata sviluppata nel seguente modo:

```

1
2 area_larghezza= 60; %m
3 area_lunghezza= 24; %m
4 L_collettore=1.926; %m %lato appoggiato lungo il lato 60m
5 H_collettore=1.122; %m %lato inclinato
6 A_lorda_collettore=L_collettore*H_collettore; %m2
7 AREA=area_larghezza*area_lunghezza; %m2
8
9 %Calcolo distanza tra le file dei pannelli
10 alpha_angle=vettore(1,6)/100*pi/180; %radianti tilt
    collettore.
11 angolo=vettore(1,6)/100;

```

```
12 angolo_work=ceil(angolo);
13 %alpha_angle=40*pi/180;
14 beta_angle=18.39*pi/180; %radianti relativi alla
    posizione del sole
15 D=H_collettore*cos(alpha_angle)+H_collettore*sin(
    alpha_angle)/tan(beta_angle);
16
17 %Calcolo numero collettori e Superficie lorda
18 numero_file=ceil(area_lunghezza/D); %file di collettori
    installabili
19 coll_per_fila=ceil(area_larghezza/L_collettore);
20 n_coll=coll_per_fila*numero_file; %n collettori (appr.
    per difetto);
21 Sup_lorda_max=n_coll*A_lorda_collettore; %Superficie
    lorda collettori
22 Sup_lorda_PS=vettore(1,7)/100; %scalo il dato preso dal
    PS
23
24     Sup_lorda=Sup_lorda_PS; %Assegno la superficie lorda
    del Pattern
25     %Search alla mia variabile
26
27 n_coll_new=Sup_lorda/A_lorda_collettore;
28
29
30 %Dati collettore Riello RPS 25/4
31 tau_coll= 0.04; %coeff. emissione
32 alpha_coll= 0.95; %coeff. assorbimento
33 eta_0= 0.802; %rendimento ottico assorbitore
34 a_1= 4.28; %W/m2*K %coeff. dispersione termica
    assorbitore
35 a_2=0.0064; %W/m2*K %coeff. dispersione termica
    assorbitore
36
37 %Carico database Irradianza e Temperatura ambiente:
38 Irr=importdata('Irr_angle.xlsx');
39 T_amb=importdata('temperature_av_output.csv');
40
41 %Genero colonna di Irradianza corrispondente al Tilt del
    pattern search
```

```
42 step_tilt=[10 20 30 40 50 60 70 80 90];
43
44 esiste=find(angolo==step_tilt,1,'last');
45 if length(esiste)>=1 %angolo pattern search existen nel
    database
46
47     G_sol_colonna=Irr(:,esiste);
48
49 else
50     %interpolazione lineare
51
52 alpha_before=step_tilt(find(angolo>=step_tilt,1,'last'));
53 alpha_after=alpha_before+10; %perch database_step di 10.
54
55 indice_alpha_low=find(alpha_before==step_tilt,1,'last');
    %trovo indice colonna alpha before
56 indice_alpha_high=indice_alpha_low+1;
57 G_sol_colonna=(angolo-alpha_before)/(alpha_after-
    alpha_before)*...
58     (Irr(:,indice_alpha_high)-Irr(:,indice_alpha_low))+
    Irr(:,indice_alpha_low));
59 end
60
61 %Leggo solo la colonna corrispondente al tilt generato
    dal pattern search
62 % step_tilt=[10 20 30 40 50 60 70 80 90]*pi/180;
63 % indice_colonna=find(alpha_angle>=step_tilt,1,'last');
64 % G_sol=Irr(:,indice_colonna);
65 % tilt=indice_colonna*10;
66
67 G_sol=G_sol_colonna;
68
69 %Calcolo Potenza solare termico nel tempo
70 T_f=72; %Temperatura del fluido
71 for i=1:8760
72 P_sol(i)=Sup_lorda*(eta_0*G_sol(i)-a_1*(T_f-T_amb(i))-a_2
    *(T_f-T_amb(i)).^2)./1000;
73 end
74 P_sol(P_sol<0)=0;
75 P_sol_max=max(P_sol); %valore di dimensionamento per la
```

```
    pompa di calore
76
77 %Produzione solare nell'arco dell'anno
78 figure
79 plot(1:8760,P_sol,'red');
80 xlabel('days');
81 ylabel('kW');
82 title('Solar Production');
83 grid on
84 cum_giorni_mese=[31 59 90 105 120 151 181 212 243 273 288
    304 334 365];
85 step_orario=cum_giorni_mese*24;
86 giorni_mese=[31 28 31 15 15 31 30 31 31 30 31 31 30 31];
    %14 settimane tipo
87 media_pesata=giorni_mese./7;
88 %Ricavo settimane tipo per file txt WORK:
89 P_sol_month_1=(P_sol(1:step_orario(1))); %gennaio
90 P_sol_month_2=(P_sol(step_orario(1)+1:(step_orario(2))));
    %febbraio
91 P_sol_month_3=(P_sol(step_orario(2)+1:(step_orario(3))));
    %marzo
92 P_sol_month_4=(P_sol(step_orario(3)+1:(step_orario(4))));
    %Aprile (1:15)
93 P_sol_month_5=(P_sol(step_orario(4)+1:(step_orario(5))));
    %Aprile (16:30)
94 P_sol_month_6=(P_sol(step_orario(5)+1:(step_orario(6))));
    %Maggio
95 P_sol_month_7=(P_sol(step_orario(6)+1:(step_orario(7))));
    %Giugno
96 P_sol_month_8=(P_sol(step_orario(7)+1:(step_orario(8))));
    %Luglio
97 P_sol_month_9=(P_sol(step_orario(8)+1:(step_orario(9))));
    %Agosto
98 P_sol_month_10=(P_sol(step_orario(9)+1:(step_orario(10))
    )); %Settembre
99 P_sol_month_11=(P_sol(step_orario(10)+1:(step_orario(11))
    )); %Ottobre (1:15)
100 P_sol_month_12=(P_sol(step_orario(11)+1:(step_orario(12))
    )); %Ottobre (16:31)
101 P_sol_month_13=(P_sol(step_orario(12)+1:(step_orario(13))
```

```
    )); %Novembre
102 P_sol_month_14=(P_sol(step_orario(13)+1:(step_orario(14))
    )); %febbraio
103
104 P_sol_week_1=(P_sol_month_1(337:504));
105 P_sol_week_2=(P_sol_month_2(337:504));
106 P_sol_week_3=(P_sol_month_3(337:504));
107 P_sol_week_4=(P_sol_month_4(169:336));
108 P_sol_week_5=(P_sol_month_5(169:336));
109 P_sol_week_6=(P_sol_month_6(337:504));
110 P_sol_week_7=(P_sol_month_7(337:504));
111 P_sol_week_8=(P_sol_month_8(337:504));
112 P_sol_week_9=(P_sol_month_9(337:504));
113 P_sol_week_10=(P_sol_month_10(337:504));
114 P_sol_week_11=(P_sol_month_11(169:336));
115 P_sol_week_12=(P_sol_month_12(169:336));
116 P_sol_week_13=(P_sol_month_13(337:504));
117 P_sol_week_14=(P_sol_month_14(337:504));
118
119 Potenza_solare_week_1(:,6)=P_sol_week_1;
120 Potenza_solare_week_2(:,6)=P_sol_week_2;
121 Potenza_solare_week_3(:,6)=P_sol_week_3;
122 Potenza_solare_week_4(:,6)=P_sol_week_4;
123 Potenza_solare_week_5(:,6)=P_sol_week_5;
124 Potenza_solare_week_6(:,6)=P_sol_week_6;
125 Potenza_solare_week_7(:,6)=P_sol_week_7;
126 Potenza_solare_week_8(:,6)=P_sol_week_8;
127 Potenza_solare_week_9(:,6)=P_sol_week_9;
128 Potenza_solare_week_10(:,6)=P_sol_week_10;
129 Potenza_solare_week_11(:,6)=P_sol_week_11;
130 Potenza_solare_week_12(:,6)=P_sol_week_12;
131 Potenza_solare_week_13(:,6)=P_sol_week_13;
132 Potenza_solare_week_14(:,6)=P_sol_week_14;
133
134 %creo cell array
135 Potenza_solare_week(:,:,1)=Potenza_solare_week_1;
136 Potenza_solare_week(:,:,2)=Potenza_solare_week_2;
137 Potenza_solare_week(:,:,3)=Potenza_solare_week_3;
138 Potenza_solare_week(:,:,4)=Potenza_solare_week_4;
139 Potenza_solare_week(:,:,5)=Potenza_solare_week_5;
```

```
140 Potenza_solare_week(:,:,6)=Potenza_solare_week_6;
141 Potenza_solare_week(:,:,7)=Potenza_solare_week_7;
142 Potenza_solare_week(:,:,8)=Potenza_solare_week_8;
143 Potenza_solare_week(:,:,9)=Potenza_solare_week_9;
144 Potenza_solare_week(:,:,10)=Potenza_solare_week_10;
145 Potenza_solare_week(:,:,11)=Potenza_solare_week_11;
146 Potenza_solare_week(:,:,12)=Potenza_solare_week_12;
147 Potenza_solare_week(:,:,13)=Potenza_solare_week_13;
148 Potenza_solare_week(:,:,14)=Potenza_solare_week_14;
149
150 cd('C:\Profile'); %cambio directory per lavorare sulla
    cartella Profile
151 %Salvo i profili di solare termico nella cartella Profile
152
153 for i=1:14
154     week_now=Potenza_solare_week(:,:,i);
155     filename_sol = sprintf('SH_pot_%ddeg_%dC_week_%d.csv',
        angolo_work,T_f,i);
156     csvwrite(filename_sol, week_now)
157 end
158 cd('G:\Tesi'); %Torno sulla cartella principale
159
160 %Calcolo incentivo
161
162 Q_u=640; %kWh/anno riferito a T=75 C
163 Ci_vettore=[0.36 0.33 0.11 0.10 0.09];
164 if Sup_lorda<=12
165     C_i=Ci_vettore(1);
166 elseif Sup_lorda>12 && Sup_lorda<=50
167     C_i=Ci_vettore(2);
168 elseif Sup_lorda>50 && Sup_lorda<=200
169     C_i=Ci_vettore(3);
170 elseif Sup_lorda>200 && Sup_lorda<=500
171     C_i=Ci_vettore(4);
172 else
173     C_i=Ci_vettore(5);
174 end
175 Incentivo_solare=Q_u*C_i*Sup_lorda;
```