



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo e implementazione di un tool di
ottimizzazione per la pianificazione
operazionale di una
Local Energy Community
come soggetto del mercato

M. Di Somma, A. Buonanno, M. Caliano, G. Graditi

SVILUPPO E IMPLEMENTAZIONE DI UN TOOL DI OTTIMIZZAZIONE PER LA PIANIFICAZIONE OPERAZIONALE DI UNA LOCAL ENERGY COMMUNITY COME SOGGETTO DEL MERCATO

M. Di Somma, A. Buonanno, M. Caliano, G. Graditi (ENEA)

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: Tecnologie

Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Work package: Local Energy District

Linea di attività: Sviluppo di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community come soggetto del mercato

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	8
3 DESCRIZIONE DELLO USE CASE E DEL TOOL DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICO/AMBIENTALE	10
3.1 USE CASE.....	10
3.2 TOOL DI OTTIMIZZAZIONE ECONOMICO-AMBIENTALE PER LA PIANIFICAZIONE OPERAZIONALE DI UNA LEC COME SOGGETTO DEL MERCATO	12
4 MODELLAZIONE DELLE INCERTEZZE E METODO DEGLI SCENARI.....	14
4.1 DATI STORICI	14
4.2 PDF FITTING	15
4.3 ROULETTE WHEEL	18
4.3.1 <i>Esempio di Roulette Wheel</i>	20
4.4 RIDUZIONE DEGLI SCENARI	21
4.4.1 <i>Norma 1 – Mean Absolute Error</i>	23
4.4.2 <i>Norma 2 – Euclidean Distance</i>	24
4.5 RIMOZIONE DEGLI OUTLIER.....	26
4.6 AUMENTO DEL NUMERO DI REGIONI.....	27
4.7 SCENARI PRODOTTI	29
5 MODELLO DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO ECONOMICO-AMBIENTALE CON APPROCCIO STOCASTICO	31
5.1 VARIABILI DECISIONALI	31
5.2 FUNZIONI OBIETTIVO.....	31
5.3 VINCOLI.....	32
5.3.1 <i>Vincoli di funzionamento delle tecnologie</i>	32
5.3.1.1 Cogeneratori.....	32
5.3.1.2 Caldaie ausiliarie	32
5.3.1.3 Impianti fotovoltaici.....	33
5.3.1.4 Pompe di calore	33
5.3.1.5 Assorbitori	33
5.3.1.6 Batterie elettriche.....	33
5.3.1.7 Sistemi di accumulo termico.....	34
5.3.2 <i>Vincoli di bilancio</i>	34
5.3.2.1 Bilancio elettrico	34
5.3.2.2 Bilancio termico	34
5.3.3 <i>Vincoli addizionali</i>	35
5.4 METODO DI OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO	35
6 CASO STUDIO	36
6.1 DATI DI INPUT DEL MODELLO	36
6.1.1 <i>Richieste energetiche</i>	36
6.1.2 <i>Prezzi dei vettori energetici</i>	39
6.1.3 <i>Dati tecnici delle tecnologie della LEC</i>	39
6.1.4 <i>Intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC</i>	40
6.2 RISULTATI	41
6.2.1 <i>Fronti di Pareto</i>	41
6.2.2 <i>Strategie di offerta della LEC su MGP nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i>	42
6.2.3 <i>Bilanci energetici degli utenti della LEC nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i>	42
6.2.3.1 Caso invernale	42
6.2.3.2 Caso estivo	46

	<i>6.2.4 Analisi comparativa con un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale</i>	<i>48</i>
7	CONCLUSIONI.....	50
8	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	52

Sommario

Il presente rapporto tecnico documenta l'analisi svolta dal gruppo di lavoro del laboratorio TERIN-STSN-SGRE dell'ENEA nel corso della Linea di Attività LA1.70 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, che ha avuto come obiettivo lo sviluppo di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community (LEC) come soggetto del mercato.

L'attività svolta ha permesso di analizzare dal punto di vista economico e ambientale i benefici derivanti dall'implementazione di questa infrastruttura multi-energetica caratterizzata dalla presenza di più hub energetici multi-vettore, in grado di soddisfare la richiesta energetica variabile delle utenze ad essi associati e in grado di interagire, mediante scambi energetici tra loro e con la rete elettrica e del gas, allo scopo anche di partecipare al mercato del giorno prima mediante opportune strategie di offerta.

Nel dettaglio, il tool sviluppato si basa su un modello di ottimizzazione stocastica di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*) e consente di pianificare le strategie operative delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo facenti parti di una LEC, nonché le strategie di offerta della LEC, nel ruolo di aggregatore, per la partecipazione al mercato del giorno prima, considerando sia obiettivi economici che ambientali. Le tecnologie energetiche considerate nel modello si possono così classificare: impianti alimentati da fonte rinnovabile (fotovoltaico), impianti cogenerativi ad alto rendimento (motori a combustione interna a gas), caldaie ausiliarie alimentate a gas, impianti di conversione secondaria (pompe di calore reversibili e assorbitori), sistemi di accumulo elettrico e termico. L'obiettivo economico coincide con la minimizzazione del costo energetico netto giornaliero atteso associato alla LEC, mentre l'obiettivo ambientale coincide con la minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere attese associate alla LEC. Data la presenza della rinnovabile solare, è stato utilizzato un approccio di tipo stocastico e sono state modellate le incertezze legate alla generazione fotovoltaica mediante il metodo degli scenari. Il modello matematico è stato implementato in ambiente GAMS e risolto avvalendosi del solver CPLEX.

La LEC analizzata nel caso studio è costituita da quattro hub energetici multi-vettore in grado di interagire tra loro scambiando energia elettrica e termica, e ognuno caratterizzato da varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo e ciascuno chiamato a soddisfare la domanda multi-energetica della specifica utenza ad esso associato. Le utenze considerate sono state un ospedale, un edificio costituito da 10 unità ad uso ufficio, un albergo e un cluster di edifici residenziali costituito da 100 unità, localizzate nella zona climatica italiana E, nella città di Torino.

L'analisi ha previsto, inoltre, il confronto economico/ambientale tra le prestazioni della LEC con strategie operative ottimizzate e quelle di un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale. Da tale confronto è emerso che sia i costi energetici giornalieri che le emissioni di CO₂ giornaliere associati alla comunità con strategie operative ottimizzate migliorano in maniera significativa rispetto al caso convenzionale, dimostrando l'efficacia del tool proposto in termini di maggiori benefici di carattere sia economico che ambientale.

Dopo una breve introduzione, riportata al capitolo 1, il report risulta così suddiviso: il capitolo 2 riporta la descrizione cronologica delle attività svolte nel corso della corrente annualità; il capitolo 3 descrive le caratteristiche dello use case e del tool di ottimizzazione proposto, mentre il capitolo 4 e il capitolo 5 riportano, rispettivamente, la modellazione delle incertezze connesse alla generazione fotovoltaica e la formulazione matematica del modello di ottimizzazione sviluppato. Infine, il capitolo 6 riporta le caratteristiche del caso studio implementato e la discussione dettagliata dei risultati ottenuti.

1 Introduzione

Il presente rapporto tecnico documenta l'analisi svolta dal gruppo di lavoro del laboratorio TERIN-STSN-SGRE dell'ENEA nel corso della Linea di Attività LA1.70 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, che ha auto come obiettivo lo sviluppo di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community (LEC) come soggetto del mercato.

Il tool sviluppato si basa su un modello di ottimizzazione di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*) implementato in ambiente GAMS e risolto mediante il solver CPLEX, e consente di pianificare la gestione operativa delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo presenti negli hub-energetici multi-vettore costituenti una LEC, nonché le strategie di offerta per la partecipazione della LEC, nel ruolo di aggregatore, al mercato del giorno prima (MGP), considerando obiettivi economici e ambientali.

Nel dettaglio, la LEC analizzata rappresenta una unità localizzata in un territorio ben definito assimilabile a quello di un quartiere e si configura come un insieme di hub energetici multi-vettore, ciascuno dei quali chiamato a soddisfare la domanda multi-energetica dell'utenza ad esso associata. Ciascun hub energetico multi-vettore è costituito da una serie di tecnologie di generazione (impianti fotovoltaici, cogeneratori, caldaie a gas ausiliarie), di conversione (pompe di calore e assorbitori) e di accumulo energetico (batterie elettriche e accumulo termico per il caldo e per il freddo). Gli hub energetici multi-vettore possono interagire tra loro, condividendo energia elettrica e termica, quest'ultima mediante rete di teleriscaldamento, ai fini del soddisfacimento della domanda totale multi-energetica della LEC. Inoltre, la LEC funge anche da soggetto aggregatore per la partecipazione al mercato del giorno prima e gli utenti finali della LEC si configurano come unici attori beneficiari di questo approccio collegiale di gestione delle risorse locali.

Data la presenza della rinnovabile solare, nello sviluppo del modello di ottimizzazione, è stato utilizzato un approccio di tipo stocastico. In dettaglio, sono state modellate le incertezze legate alla generazione fotovoltaica ed è stato generato un set di scenari di irradianza oraria per i mesi di interesse rappresentativi della stagione invernale ed estiva e per una località selezionata, da implementare nel caso studio.

Gli altri input necessari all'implementazione del tool di ottimizzazione proposto sono: le richieste energetiche associate alle utenze della LEC, i prezzi dei vettori energetici in input alla comunità, le caratteristiche tecniche delle tecnologie in gioco, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC. L'obiettivo economico e l'obiettivo ambientale del modello di ottimizzazione coincidono, rispettivamente, con la minimizzazione del costo energetico netto giornaliero e la minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere attese associati alla LEC.

Data l'applicabilità in contesti reali, il tool sviluppato si presenta come un potente strumento in grado di fornire supporto ai decisori per comprendere i vantaggi derivanti da un approccio collegiale istituito per gestire le risorse energetiche. Tale vantaggio è reso possibile grazie alla formulazione matematica generale del modello, nonché al metodo di ottimizzazione proposto. Assegnati, infatti, i dati di input del modello sopra menzionati, il tool proposto consente di ottenere, sul fronte di Pareto, le strategie operative ottimali delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo della comunità, nonché le strategie di offerta per la partecipazione della LEC, nel ruolo di aggregatore, a MGP. In tale contesto, infatti, le attività della prossima annualità si focalizzeranno sull'adattamento e successiva implementazione del tool sviluppato a casi reali rappresentativi delle reti e microreti energetiche dell'Università di Genova e dell'Università Politecnica delle Marche. Il modello di ottimizzazione del tool sarà, quindi, adattato secondo le caratteristiche e le specifiche tecniche di queste applicazioni, tenendo conto dei vincoli reali delle tecnologie delle reti energetiche e delle eventuali reti di teleriscaldamento presenti.

Nell'analisi condotta, il caso studio considerato consiste in una LEC localizzata nella città di Torino appartenente alla zona climatica italiana E, costituita da quattro hub energetici multi-vettore in grado di interagire tra loro scambiando energia elettrica e termica. Ciascun hub considerato è costituito da una serie di tecnologie di generazione, di conversione e accumulo energetico e ciascuno di essi è chiamato a soddisfare la domanda multi-energetica di una specifica utenza: un ospedale, un edificio con 10 unità ad uso ufficio, un albergo, e un cluster residenziale costituito da 100 unità. Con riferimento alle specifiche utenze, è stata,

infine, effettuata un'analisi comparativa economico/ambientale tra la LEC con strategie operative ottimizzate e un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

L'attività di ricerca della corrente annualità è stata articolata in quattro macro fasi, di seguito descritte:

- I. Durante la prima fase della corrente annualità, l'attività si è focalizzata sulla caratterizzazione dettagliata dello use case, partendo dall'analisi effettuata nell'ambito della precedente annualità e descritta nel Report RdS/PTR(2019)/012. Lo use case individuato ha l'obiettivo di ottenere l'ottimizzazione operativa economico/ambientale di una Energy Community, intesa come una comunità energetica locale integrata che funge anche da soggetto del mercato. La Energy Community analizzata fa riferimento ad un insieme di utenze energetiche in grado di effettuare scelte comuni dal punto di vista del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, al fine di massimizzare i benefici derivanti da questo approccio collegiale, grazie all'implementazione di soluzioni tecnologiche poli-generative per la generazione distribuita di energia e la gestione intelligente dei flussi energetici. In questa fase, quindi, sono state approfondite le caratteristiche dello use case, già definite nel corso della precedente annualità.
- II. Durante la seconda fase della corrente annualità, l'attività si è focalizzata sulla modellazione delle incertezze connesse alla generazione fotovoltaica e sulla generazione di un set di scenari di irradianza oraria giornaliera per i mesi di interesse, e la località selezionata, da implementare nel caso studio, al fine di tener conto della stocasticità della fonte solare nello sviluppo del modello di ottimizzazione. Nel dettaglio, è stato utilizzato il metodo della *Roulette Wheel* per generare il set iniziale di scenari, dopodiché è stato applicato un processo di riduzione del numero degli scenari basato sul metodo *Fast Forward* al fine di preservare gli scenari più rappresentativi, riducendo al contempo il carico computazionale della successiva fase di ottimizzazione stocastica. L'attività ha permesso così di definire 10 scenari rappresentativi per ciascun mese di interesse.
- III. Durante la terza fase della corrente annualità, è stato sviluppato il tool di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico. Obiettivo del modello è l'individuazione delle strategie operative ottimali orarie delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo della comunità sul fronte di Pareto, nonché delle strategie di offerta orarie per la partecipazione della LEC, nel ruolo di aggregatore, al mercato del giorno prima, minimizzando una somma pesata costituita dall'obiettivo economico e dall'obiettivo ambientale. L'obiettivo economico coincide con la minimizzazione del costo energetico netto giornaliero atteso associato alla LEC, mentre l'obiettivo ambientale coincide con la minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere attese associate alla LEC. Sono stati, quindi, definiti i vincoli di funzionamento delle tecnologie basati sui modelli matematici delle tecnologie associate, i vincoli di bilancio energetico necessari per assicurare che i carichi assegnati della LEC siano soddisfatti, e i vincoli aggiuntivi necessari a correlare le interazioni della LEC, nel ruolo di aggregatore, con il mercato del giorno prima. Infine, al fine di identificare il fronte di Pareto delle soluzioni ottimizzate, che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed ambientale, è stato utilizzato il metodo della somma pesata.
- IV. Durante la quarta e ultima fase della corrente annualità, è stato definito il caso studio rappresentativo di una LEC localizzata nella città di Torino, appartenente alla zona climatica italiana E, e costituita da quattro tipologie di utenze: un ospedale, un edificio con 10 unità ad uso ufficio, un albergo, e un cluster con 100 unità residenziali. Quindi, il modello sviluppato nel corso della terza fase è stato implementato in ambiente GAMS mediante solver CPLEX. I dati di input necessari all'implementazione del modello di ottimizzazione includono: le richieste energetiche delle specifiche utenze costituenti la comunità, i prezzi dei vettori energetici quali elettricità e gas naturale con riferimento al mercato del giorno prima, gli scenari di irradianza oraria generati nel corso della seconda fase, le caratteristiche tecniche delle tecnologie in gioco, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC. È stata poi effettuata un'analisi critica dei risultati ottenuti. In particolare, una volta ottenuto il fronte di Pareto, per il caso invernale e quello estivo, sono state analizzate le strategie operative della LEC e le strategie di offerta della LEC sul mercato del giorno prima sia nel caso di ottimizzazione economica che ambientale. Infine, è stata effettuata un'analisi comparativa

economico/ambientale tra la LEC con strategie operative ottimizzate e un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale, in cui il carico elettrico delle utenze della LEC è completamente soddisfatto dalla rete elettrica di distribuzione, il carico termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente da caldaie a gas, e il carico di raffrescamento da *chiller* elettrici, alimentati dall'elettricità di rete.

3 Descrizione dello Use Case e del tool di ottimizzazione economico/ambientale

3.1 Use case

Lo use case individuato ha l'obiettivo di ottenere l'ottimizzazione operativa economica/ambientale di una Energy Community, intesa come una comunità energetica locale integrata che funge anche da soggetto del mercato. Tale use case presenta le seguenti caratteristiche:

- la Energy Community si configura come una comunità energetica locale integrata, rispettando tutti i requisiti da considerare affinché un sistema energetico possa essere qualificato come comunità energetica locale integrata, descritti nel dettaglio nel report Report RdS/PTR(2019)/012;
- la LEC rappresenta una unità localizzata in un territorio ben definito, assimilabile a quello di un quartiere;
- gli utenti della LEC appartengono al settore residenziale e commerciale;
- la LEC si configura come un insieme di hub energetici multi-vettore, ciascuno dei quali è chiamato a soddisfare la domanda multi-energetica dell'edificio o cluster di edifici ad esso associato. La comunità è collegata ad infrastrutture esterne, quali la rete elettrica di distribuzione e la rete gas ed è caratterizzata da un unico punto di interconnessione alla rete elettrica di distribuzione;
- ciascun hub energetico multi-vettore è costituito da una serie di tecnologie di generazione, di conversione e accumulo energetico e dai relativi sistemi software e hardware per la gestione, il controllo e il monitoraggio dei flussi energetici;
- gli hub energetici multi-vettore sono energeticamente interconnessi e possono interagire tra loro, condividendo energia elettrica e termica, quest'ultima mediante rete di teleriscaldamento, ai fini del soddisfacimento del fabbisogno multi-energetico (elettrico, termico e di raffrescamento) degli utenti della comunità;
- la LEC funge anche da soggetto aggregatore per la partecipazione al mercato del giorno prima, mediante la definizione di opportune strategie di offerta ottenute massimizzando il valore della flessibilità delle risorse energetiche distribuite nel mercato del giorno prima;
- gli utenti finali della comunità si configurano come unici attori beneficiari di questo approccio integrato per la gestione delle risorse energetiche distribuite locali. In dettaglio, il tool di ottimizzazione consente di pianificare le strategie operative delle varie tecnologie della comunità, nonché le strategie di offerta per la partecipazione al mercato del giorno prima, considerando sia obiettivi economici quali la minimizzazione del costo energetico giornaliero degli utenti della comunità, che obiettivi ambientali ovvero la minimizzazione delle emissioni giornaliere di CO₂.

Lo schema funzionale della LEC è mostrato in Figura 1. Ogni hub energetico è costituito dalle seguenti tecnologie:

- Generazione: cogeneratore con motore a combustione interna alimentato a gas, impianto fotovoltaico e caldaia ausiliaria alimentata a gas;
- Conversione: assorbitore e pompa di calore elettrica reversibile;
- Accumulo: batteria e sistemi di accumulo termico per caldo e freddo.

La Figura 1 mostra anche le interazioni energetiche tra le tecnologie in ciascun hub energetico e tra gli hub energetici nell'ambito della comunità. In dettaglio, gli hub energetici possono condividere l'energia elettrica prodotta dai cogeneratori mediante una rete locale preesistente e l'energia termica erogata dai cogeneratori mediante rete di teleriscaldamento. Sempre con riferimento alla Figura 1, la distanza tra l'hub energetico i-

esimo e l'utente corrispondente j -esimo, ovvero nel caso di $i = j$, è assunta nulla, mentre la distanza tra i vari hub energetici nel caso di $i \neq j$, è assunta nota.

Per ciascun utente, il fabbisogno energetico è soddisfatto come segue:

- Il fabbisogno elettrico può essere soddisfatto dalla rete elettrica di distribuzione, cogeneratore, impianto fotovoltaico e batteria dell'hub energetico associato, nonché dai cogeneratori degli altri hub attraverso la rete locale preesistente;
- Il fabbisogno di energia termica per l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento ambiente può essere soddisfatto dal cogeneratore, pompa di calore, caldaia e accumulo termico dell'hub energetico associato, nonché dai cogeneratori degli altri hub energetici attraverso la rete di teleriscaldamento;
- Il fabbisogno di energia per il raffrescamento ambiente può essere soddisfatto dall'assorbitore, pompa di calore e accumulo termico dell'hub energetico associato. L'assorbitore di ciascun hub energetico può essere alimentato sia dall'energia termica erogata dal cogeneratore e della caldaia ausiliaria appartenenti allo stesso hub energetico che dall'energia termica erogata dai cogeneratori appartenenti ad altri hub energetici mediante la rete di teleriscaldamento.

Inoltre, la LEC può partecipare al mercato del giorno prima, immettendo in rete l'energia in eccesso prodotta dai cogeneratori e dagli impianti fotovoltaici.

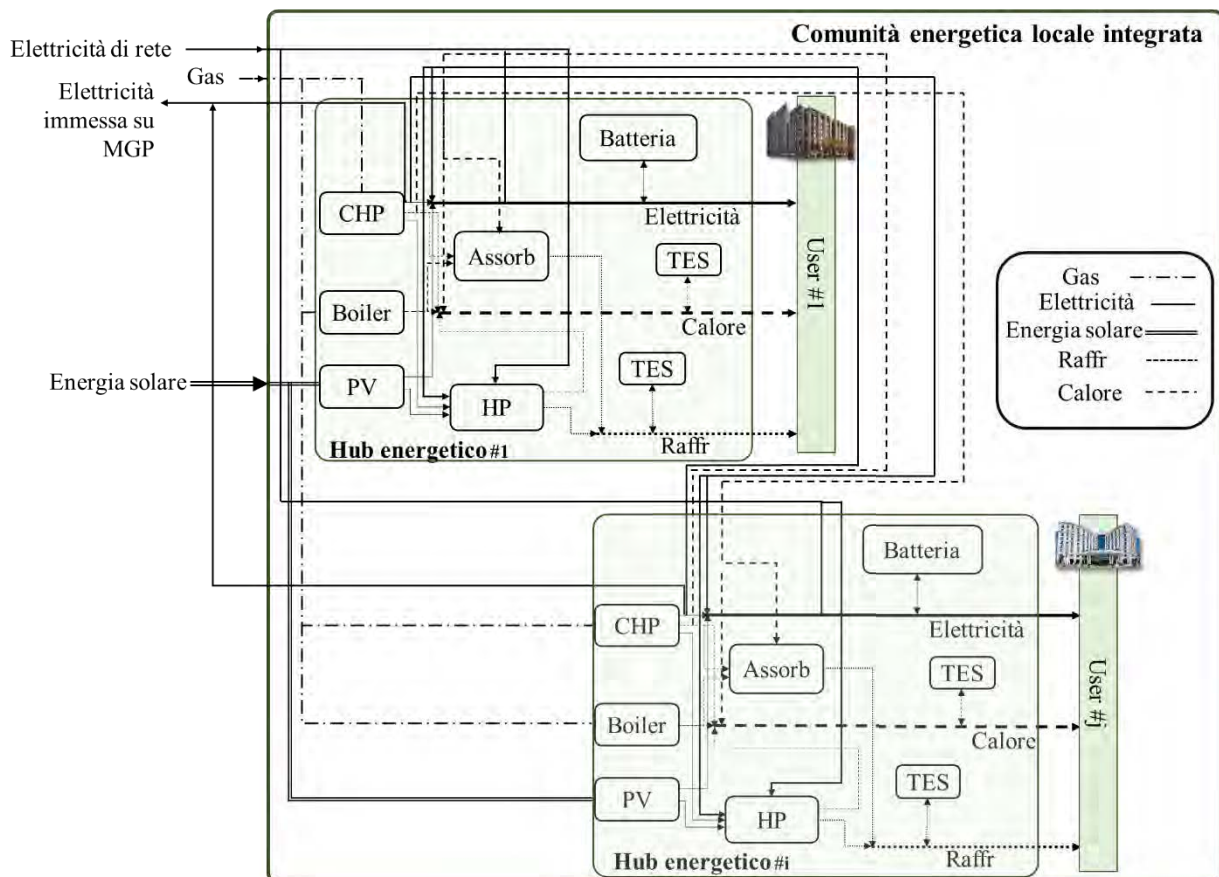


Figura 1: Schema funzionale della Local Energy Community

3.2 Tool di ottimizzazione economico-ambientale per la pianificazione operativa di una LEC come soggetto del mercato

L'obiettivo del tool di ottimizzazione è di individuare le strategie operative delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo della comunità, nonché le strategie di offerta per la partecipazione al mercato del giorno prima, minimizzando una somma pesata costituita dall'obiettivo economico (minimizzazione del costo energetico netto giornaliero) e dall'obiettivo ambientale (minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere). L'ottimizzazione si basa su un time-step orario.

Data la presenza della rinnovabile solare, nello sviluppo del modello di ottimizzazione è stato utilizzato un approccio di tipo stocastico. In dettaglio, sono state modellate le incertezze legate alla generazione fotovoltaica ed è stato generato un set di scenari per il mese invernale ed estivo e per una località selezionata, da implementare nel caso studio.

Si mostra in Figura 2, lo schema funzionale del tool di ottimizzazione operativa della LEC.

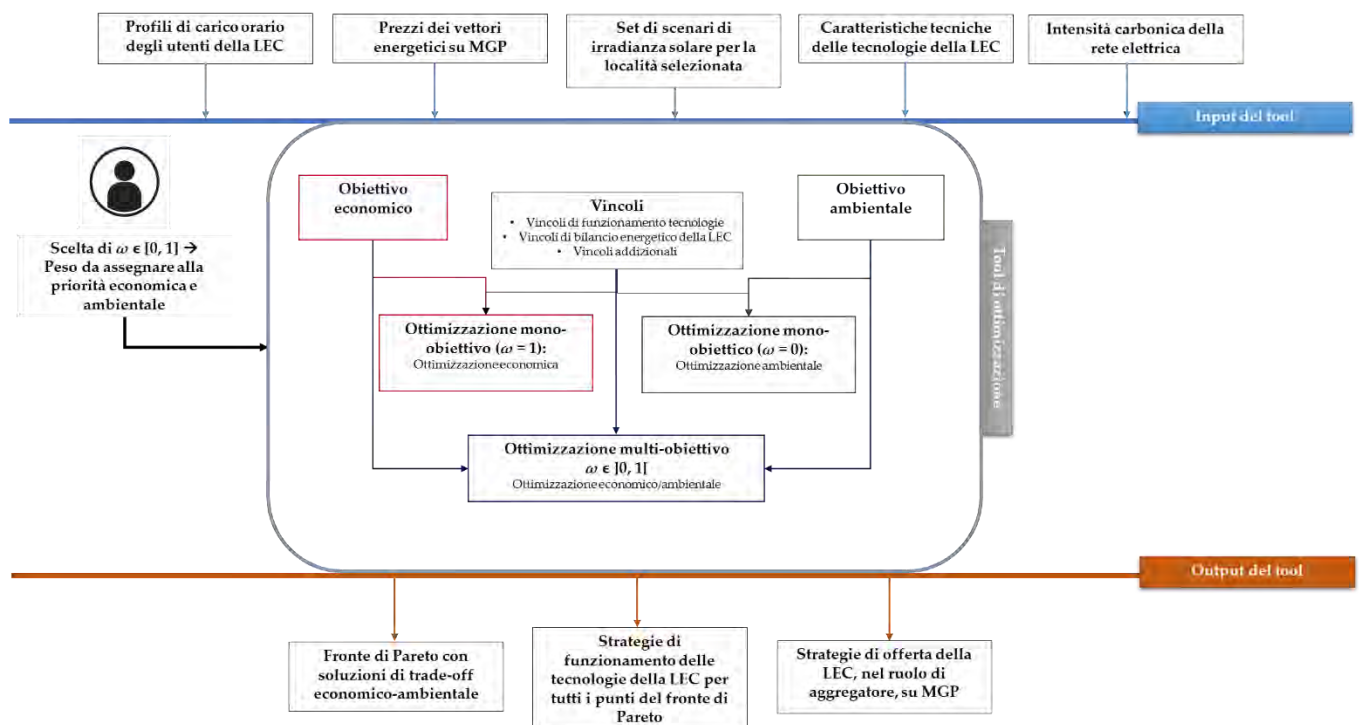


Figura 2: Schema funzionale del tool di ottimizzazione operativa della LEC

In dettaglio, gli input del tool sono:

- Profili di carico orario elettrico, termico e di raffrescamento degli utenti della LEC;
- Prezzi dei vettori energetici su MGP;
- Set di scenari di irradianza oraria giornaliera per una località selezionata;
- Caratteristiche tecniche delle tecnologie della LEC, come taglia, efficienza elettrica e/o termica;
- Intensità carbonica del gas e della rete elettrica di distribuzione alla quale la LEC è connessa.

Il tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa della LEC che funge anche come soggetto del mercato si basa su un modello di ottimizzazione multi-obiettivo di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*) che consta di due funzioni obiettivo, quella economica e quella ambientale, e di una serie di vincoli suddivisi nelle seguenti categorie:

- Vincoli di funzionamento delle tecnologie basati sui modelli matematici delle tecnologie associate;

- Vincoli di bilancio energetico necessari per assicurare che i carichi assegnati della LEC siano soddisfatti;
- Vincoli aggiuntivi necessari per correlare le interazioni della LEC, nel ruolo di aggregatore, con MGP.

Un altro parametro di input del tool è il valore del peso ω che può variare nell'intervallo $[0, 1]$ e indica la relativa importanza di ciascuna delle due funzioni obiettivo, così come descritto nel dettaglio al paragrafo 5. Imponendo $\omega = 1$, è possibile trovare la soluzione che minimizza il costo totale netto giornaliero atteso, mentre, imponendo $\omega = 0$, è possibile trovare la soluzione che minimizza le emissioni di CO₂ nette giornaliere attese. Facendo, invece, variare il peso ω nell'intervallo $]0, 1[$, è possibile identificare il fronte di Pareto.

Oltre al valore della funzione obiettivo economica e di quella ambientale, gli output del tool sono di seguito indicati:

- Fronte di Pareto che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed ambientale;
- Strategie operative orarie delle tecnologie incluse nella LEC per ciascun punto del fronte di Pareto;
- Strategie di offerta orarie della LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP.

I principali punti di forza del tool proposto sono descritti di seguito:

- Il tool si basa su un modello di ottimizzazione stocastica di tipo MILP che consente di ottimizzare le strategie di funzionamento di più hub energetici multi-vettore in presenza della rinnovabile solare, considerando aspetti sia di natura economica che ambientale e considerando gli utenti della comunità come unici beneficiari di questo approccio collegiale di gestione delle risorse.
- La formulazione matematica proposta tiene conto delle interazioni tra i vari vettori energetici all'interno di ciascun hub energetico, come elettricità, gas, energia termica, nonché delle interazioni elettriche e termiche tra i vari hub energetici all'interno della comunità.
- Il tool di ottimizzazione proposto è scalabile e flessibile per essere adattato ad una serie di contesti reali, grazie alla varietà di tecnologie di generazione, conversione e accumulo considerate nella modellazione e la formulazione matematica generale stabilita. Il tool rappresenta, pertanto, un valido strumento per fornire supporto ai *decision makers* per comprendere i vantaggi derivanti da un approccio collegiale istituito per gestire le risorse energetiche locali.

4 Modellazione delle incertezze e metodo degli scenari

Questo paragrafo descrive la modellazione delle incertezze connesse alla generazione fotovoltaica e l'approccio utilizzato per la generazione di un set di scenari di irradianza oraria giornaliera per i mesi di interesse, e la località selezionata, da implementare nel caso studio, al fine di tener conto della stocasticità della fonte solare nello sviluppo del modello di ottimizzazione. Nel dettaglio, è stato utilizzato il metodo della *Roulette Wheel* per generare il set iniziale di scenari, ed è stato poi applicato un processo di riduzione del numero degli scenari basato sul metodo *Fast Forward* al fine di preservare gli scenari più rappresentativi, riducendo al contempo il carico computazionale della successiva fase di ottimizzazione stocastica. L'attività ha permesso così di definire 10 scenari rappresentativi per ciascun mese di interesse.

4.1 Dati storici

Attraverso la piattaforma PVGIS¹, sono stati estratti i dati orari di irradianza solare stimati per gli anni che vanno dal 2005 al 2016 per la città di Torino (Lat.: 45.067, Long.: 7.682) considerando una inclinazione di falda di 35° e un Azimut di 0°.

La Figura 3 riporta, a titolo di esempio, gli andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni del mese di gennaio 2006. Si può notare una elevata variabilità che si accentua se si vanno a considerare tutti i giorni di gennaio dal 2005 al 2016 come mostrato nella Figura 4 attraverso un diagramma box and whiskers².

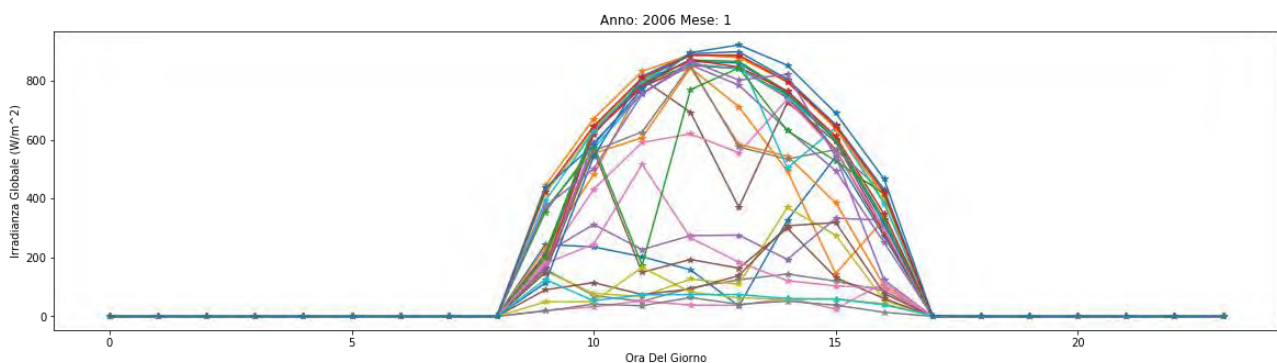


Figura 3: Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di gennaio 2006 per la città di Torino

¹ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

² Il diagramma box-whiskers permette di visualizzare la distribuzione dei dati osservati. Il bordo superiore del box rappresenta il 75° percentile dei dati ($Q3$), il bordo inferiore invece rappresenta 25° percentile ($Q1$). La linea che divide il box è la mediana (50° percentile). L'altezza del box è il range interquartile: $Q3-Q1$.

Il whisker superiore si trova a $(Q3 + perc * IQR)$, quello inferiore si trova ad un'altezza $(Q1 - perc * IQR)$. I valori esterni all'intervallo $[(Q1 - perc * IQR), (Q3 + perc * IQR)]$, rappresentati con dei punti, vengono considerati outlier. Se non dettagliato diversamente $perc$ si intende uguale a 1.5

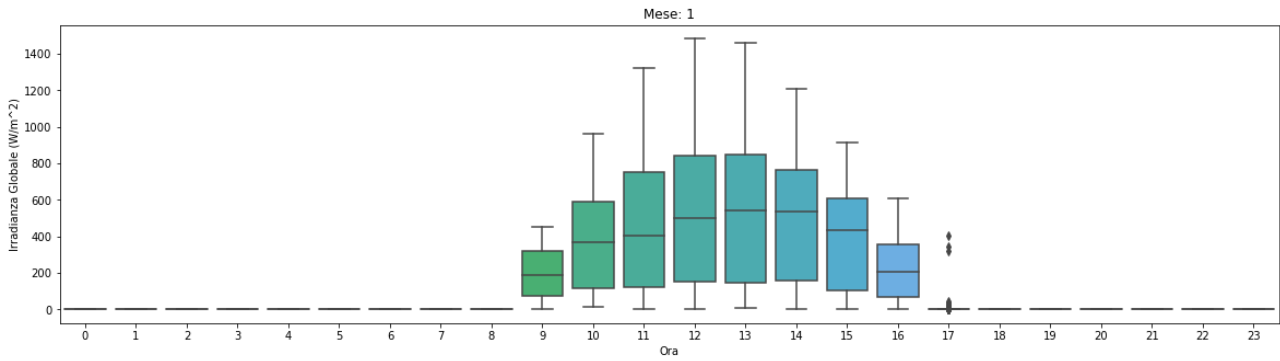


Figura 4: Diagramma box and whiskers della distribuzione di irradianza solare oraria per tutti i giorni di gennaio dal 2005 al 2016 per la città di Torino

Questa forte variabilità presente nei dati di partenza non potrà che ripercuotersi sulla variabilità degli scenari generati.

4.2 PDF Fitting

Utilizzando i dati storici descritti al paragrafo 4.1 (di seguito indicati come *dati osservati*), è stato possibile stimare, per ogni ora del giorno, la distribuzione di probabilità che meglio si adatta ad essi. Per modellare i dati di irradianza solare, diversi studi in letteratura utilizzano la distribuzione Beta [1] [2] [3].

La distribuzione Beta è una distribuzione di probabilità continua con supporto in $[0,1]$. La sua PDF è [4]:

$$f_S(x, a, b) = \frac{x^{a-1}(1-x)^{b-1}}{B(a, b)} \quad (1)$$

dove $B(a, b)$ è la funzione Beta definita come:

$$B(a, b) = \frac{\Gamma(a)\Gamma(b)}{\Gamma(a+b)} \quad (2)$$

dove $\Gamma(x)$ è la funzione Gamma definita come:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty u^{x-1} e^{-u} du \quad (3)$$

I valori di a e b devono essere positivi.

La distribuzione Beta, settando opportunamente i valori di a e b , consente di rappresentare sia distribuzioni unimodali che bimodali e, ponendo entrambi i valori ad 1, si ottiene una distribuzione uniforme. In Figura 5, si mostrano le PDF della distribuzione Beta con diversi valori di a e b . Si può osservare che:

- Con $a = 1$ e $b = 1$, la distribuzione è uniforme.
- Con $a < 1$ e $b < 1$, la distribuzione è bimodale con degli “spikes” in 0 e in 1.
- Con $a > 1$ e $b > 1$, la distribuzione è unimodale.

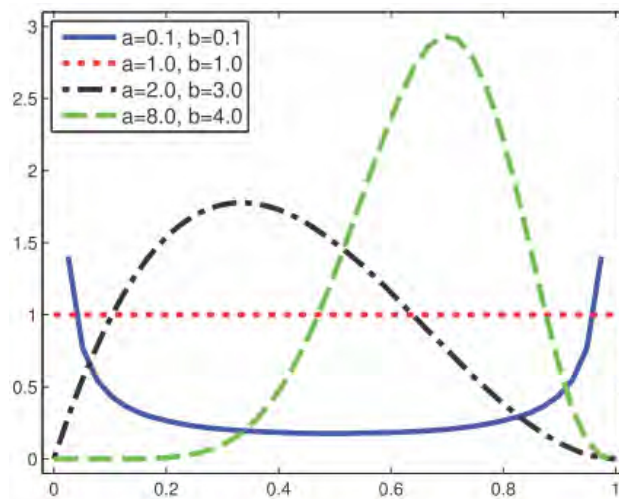


Figura 5 - Alcune distribuzioni Beta al variare di a e b [4]

Per ogni ora, i dati osservati vengono preventivamente normalizzati (*min-max scaling*), in modo che i valori assunti siano nell'intervallo $[0,1]$.

La procedura di *fit* di una PDF di tipo *Beta*, è stata implementata in Python utilizzando la libreria Scipy (*scipy.stats.beta*). Se i dati da fittare contengono lo zero, la funzione di *fit* va in errore in quanto il supporto della funzione non deve contenere gli estremi³. Pertanto, i dati di partenza sono stati normalizzati nell'intervallo $[1e-7, 1-1e-7]$.

Il supporto della PDF di tipo Beta è stato diviso in un certo numero di regioni (n_R).

In Figura 6 e Figura 7, e in Figura 8 e Figura 9 sono mostrati gli istogrammi rappresentanti le distribuzioni empiriche (blu), le PDF Beta che si adattano ai dati (curva rossa) e le PDF Beta suddivise in regioni (verde), rispettivamente, per i dati di irradianza delle ore 9.00 di tutti i giorni di gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 7 e 20 regioni, e per i dati di irradianza delle ore 16.00 di tutti i giorni di gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 7 e 20 regioni.

³ github.com/scipy/scipy/blob/v1.5.1/scipy/stats/_continuous_distns.py righe 669-670

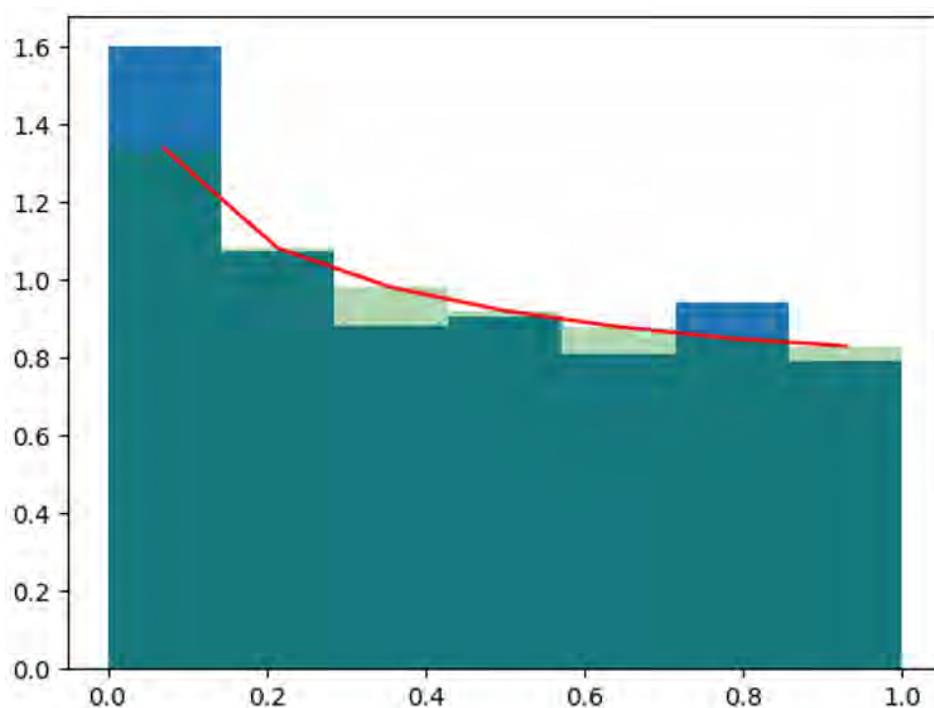


Figura 6 – Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 9:00 di tutti i giorni di Gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 7 regioni (verde)

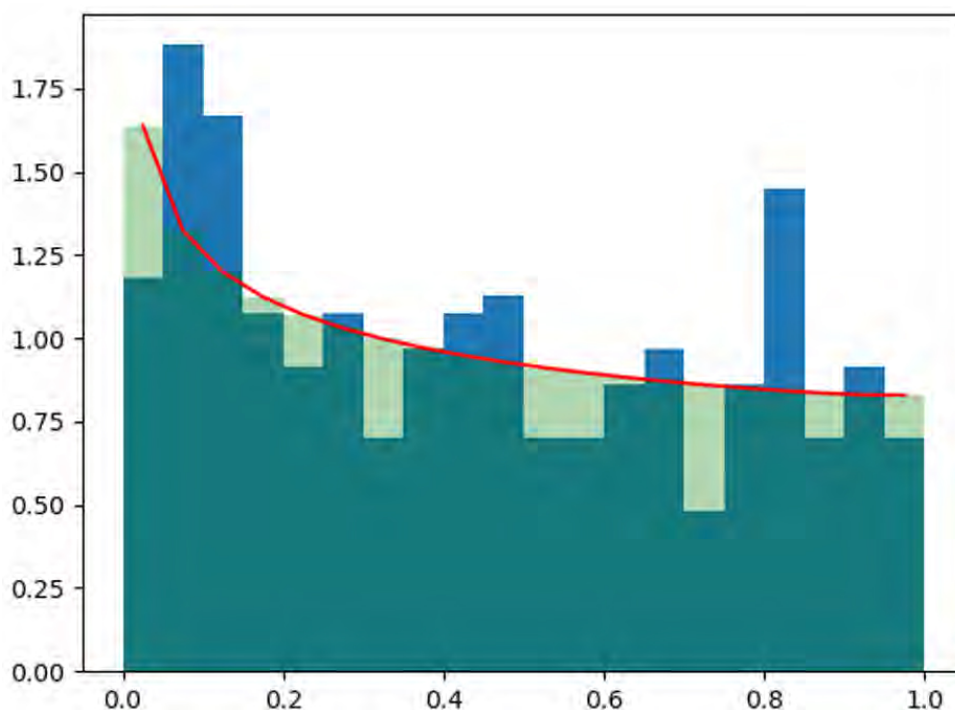


Figura 7 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 9:00 di tutti i giorni di Gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 20 regioni (verde)

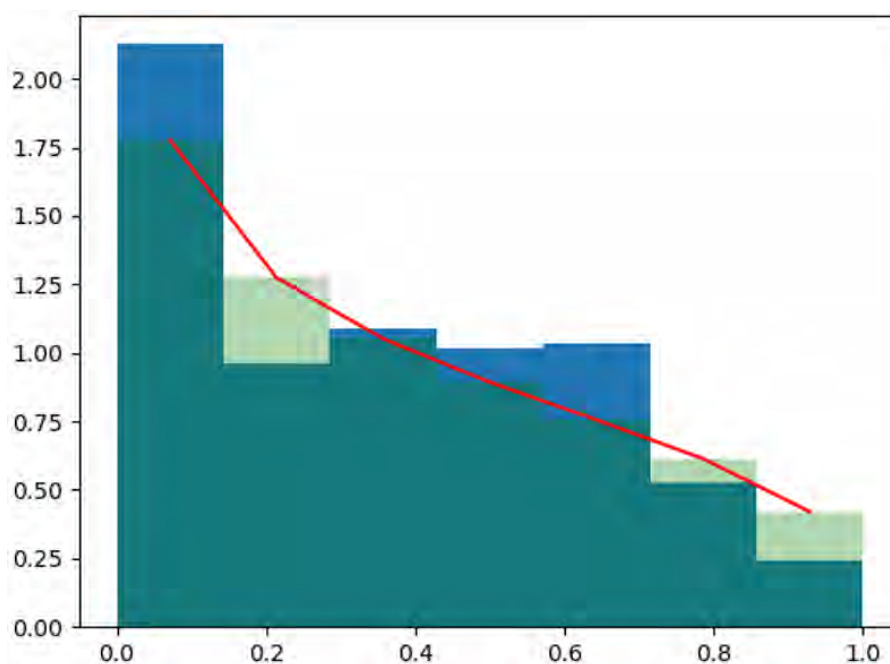


Figura 8 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 16:00 di tutti i giorni di Gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 7 regioni (verde)

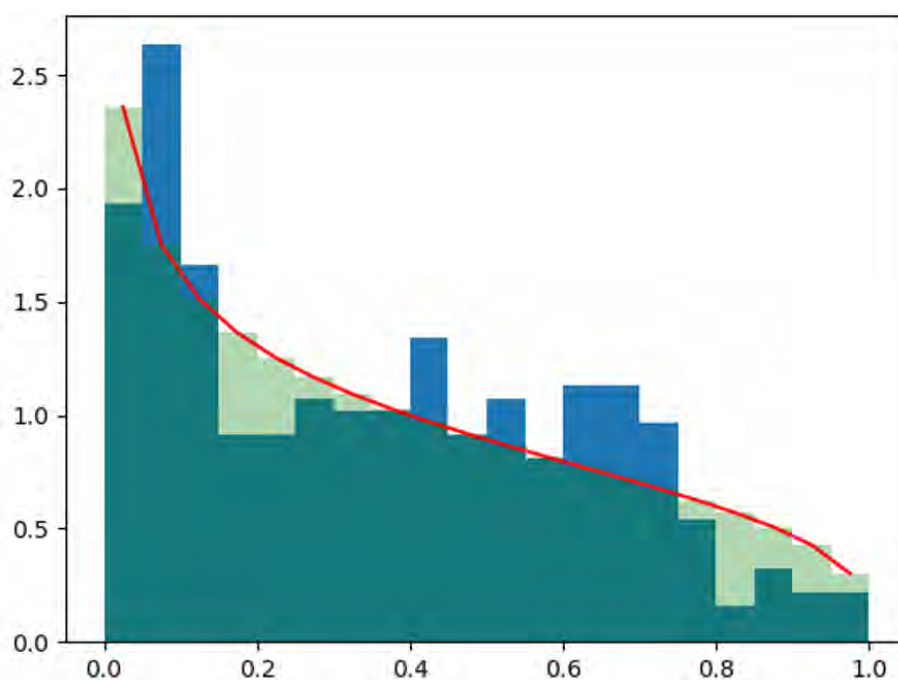


Figura 9 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 16:00 di tutti i giorni di Gennaio dal 2005 al 2016 utilizzando 20 regioni (verde)

4.3 Roulette Wheel

Per la generazione degli scenari di irradianza oraria è stato utilizzato il metodo della *Roulette Wheel* [5]. Tale metodo è stato originariamente utilizzato negli algoritmi genetici per scegliere i genitori da combinare per ottenere nuove generazioni. È possibile usare una tecnica analoga per estrarre dei campioni da una

distribuzione di probabilità di cui si conosca l'istogramma opportunamente diviso in un certo numero di regioni [6].

Utilizzando le seguenti variabili:

- t : l'ora del giorno considerata (da 0 a 23),
- n_R : il numero di regioni utilizzate,
- r : la regione considerata (da 1 a n_R),
- n_S : il numero di scenari generati,
- $\alpha_{t,r}$: la probabilità di occorrenza della regione r al tempo t ,
- $\hat{\alpha}_{t,r}$: la probabilità di occorrenza normalizzata della regione r al tempo t ,
- $l_{t,r}$: l'ampiezza della regione r al tempo t ,
- $h_{t,r}$: l'altezza della regione r al tempo t ,

è possibile calcolare la probabilità di occorrenza di una certa regione usando la seguente formula:

$$\alpha_{t,r} = l_{t,r} \cdot h_{t,r}, \quad r = 1, \dots, n_R; t = 0, \dots, 23 \quad (4)$$

La probabilità di occorrenza di ogni regione della PDF viene normalizzata secondo la seguente equazione:

$$\hat{\alpha}_{t,r} = \frac{\alpha_{t,r}}{\sum_{\rho=1}^{n_R} \alpha_{t,\rho}} \quad (5)$$

Le probabilità di occorrenza, opportunamente normalizzate e ordinate in modo decrescente, vengono cumulate in modo da avere un vettore che parta da 0 e arrivi ad 1.

$\hat{\alpha}_{t,1}$	$\hat{\alpha}_{t,2}$	$\hat{\alpha}_{t,3}$	...		$\hat{\alpha}_{t,n_R}$
----------------------	----------------------	----------------------	-----	--	------------------------

Figura 10 – Probabilità di occorrenza ordinate in senso decrescente

$\hat{\alpha}_{t,1}$	$\hat{\alpha}_{t,1} + \hat{\alpha}_{t,2}$	$\hat{\alpha}_{t,1} + \hat{\alpha}_{t,2} + \hat{\alpha}_{t,3}$	...		1
----------------------	---	--	-----	--	---

Figura 11 - Probabilità cumulativa di occorrenza

Il valore ottenuto campionando da una variabile uniforme $v \sim U(0,1)$, può essere utilizzato per scegliere, in modo randomico, una regione tra le n_R regioni possibili, confrontando il valore di v con la probabilità cumulata di occorrenza. In questo modo, è possibile campionare da una variabile randomica che ha una PDF di tipo *Beta* suddivisa in n_R regioni, andando a selezionare il valore centrale della regione ottenuta dalla *Roulette Wheel*.

È stato quindi possibile, per ogni ora, selezionare una regione con la relativa probabilità di occorrenza e il valore assunto (valore centrale della regione). L'insieme dei valori centrali così selezionati rappresenta uno *scenario*.

Se una particolare regione r è selezionata per un particolare scenario s al tempo t , la variabile binaria $W_{s,t,r} = 1$ mentre in tutti gli altri casi, $W_{s,t,r} = 0$.

Il modello utilizzato prevede che l'irradianza solare ad una certa ora sia indipendente dal valore assunto nelle altre ore. Questa ipotesi di indipendenza è una semplificazione che consente di calcolare la probabilità di un generico scenario s come il prodotto delle probabilità delle regioni selezionate ad ogni ora per quello scenario (numeratore dell'equazione seguente):

$$\pi_s = \frac{\prod_{t=0}^{23} \sum_{r=1}^{n_R} \{W_{s,t,r} \cdot \hat{\alpha}_{t,r}\}}{\sum_{s=1}^{n_S} \prod_{t=0}^{23} \sum_{r=1}^{n_R} \{W_{s,t,r} \cdot \hat{\alpha}_{t,r}\}}, \quad s = 1, \dots, n_S \quad (6)$$

Una volta calcolate le probabilità dei singoli scenari è possibile normalizzare le probabilità (andando a dividere per il valore al denominatore).

4.3.1 Esempio di Roulette Wheel

Si propone di seguito un esempio di applicazione del metodo di *Roulette Wheel*. Si suppone di avere una PDF Beta che è stata adattata ai dati osservati relativi all'ora 9:00. La PDF è stata suddivisa in 5 regioni con le seguenti caratteristiche:

Regione	Altezza	Larghezza	Valore centrale	Probabilità di occorrenza
1	1,2523653261018082	0,2	0,1	0,25640966281086447
2	1,0134572817580245	0,2	0,3	0,20749555618698562
3	0,9202367729316652	0,2	0,5	0,1884095604818627
4	0,8657633715553814	0,2	0,7	0,1772566594968682
5	0,8324133266404821	0,2	0,9	0,17042856102341894

Le probabilità di occorrenza ordinate in senso decrescente sono quelle di seguito indicate:

0,256	0,207	0,188	0,177	0,170
-------	-------	-------	-------	-------

Figura 12 – Probabilità di occorrenza ordinate in senso decrescente

Dai valori precedenti è possibile ottenere la distribuzione cumulativa di probabilità:

0,256	0,463	0,651	0,828	0,998
-------	-------	-------	-------	-------

Figura 13 - Probabilità cumulata di occorrenza

Si suppone di voler generare 10 scenari. Per l'ora 9, si hanno 10 valori randomicamente scelti tra 0 e 1. Ogni valore estratto viene confrontato con la probabilità cumulata di occorrenza e, in base a questo, viene selezionata la regione.

Valore Randomico	Regione Selezionata	Valore campionato
0,09	1	0,1
0,26	2	0,3
0,39	2	0,3
0,08	1	0,1
0,5	3	0,5
0,8	4	0,7
0,85	5	0,9
0,43	2	0,3
0,14	1	0,1
0,56	3	0,5

4.4 Riduzione degli scenari⁴

Utilizzando il metodo della roulette, è possibile ottenere una sequenza di 24 valori che rappresentano una possibile osservazione dei valori di irradianza solare per un giorno generico. Questa sequenza, che rappresenta la realizzazione del processo stocastico sottostante i dati osservati, viene chiamata, in questo contesto, *scenario*.

Utilizzando le seguenti variabili:

- $\xi, \{\xi_t\}_{t=1}^T$: processo stocastico T -dimensionale,
- $\xi^s, \{\xi_t^s\}_{t=1}^T$: scenario (una realizzazione di ξ),
- π_s : probabilità di occorrenza dello scenario ξ^s ,
- P : distribuzione di probabilità del processo ξ ,
- n_s : numero di scenari generati,
- J : insieme degli indici degli scenari eliminati,
- $\#J$: cardinalità di J , ovvero il numero di scenari eliminati,
- $n_p = n_s - \#J$: numero di scenari preservati,
- $c_T(\xi^i, \xi^j)$: misura di distanza tra gli scenari $\{\xi_t^i\}_{t=1}^T$ e $\{\xi_t^j\}_{t=1}^T$,

si assume che la distribuzione di probabilità P di un processo stocastico T -dimensionale indicato con ξ (o esplicitamente con $\{\xi_t\}_{t=1}^T$), sia approssimativamente ottenuta considerando n_s scenari, ovvero delle realizzazioni del processo stocastico, ξ^s (o $\{\xi_t^s\}_{t=1}^T$) con $s = 1, \dots, n_s$ aventi ognuno una probabilità di occorrenza (π_s). La probabilità di occorrenza degli scenari è normalizzata in modo da avere $\sum_{s=1}^S \pi_s = 1$.

Un processo di riduzione degli scenari deve consentire di ottenere la selezione di un sottoinsieme di scenari tale che la distribuzione di probabilità ottenuta utilizzando gli scenari preservati, Q , sia quanto più “vicina” alla distribuzione originale, P . Si introduce, pertanto, il concetto di distanza di Kantorovich tra due distribuzioni di probabilità P e Q :

$$D_K(P, Q) = \inf \left\{ \begin{array}{l} \sum_{u=1}^{n_s} \sum_{k=1}^{n_p} \eta_{u,k} c_T(\xi^u, \xi^k) : \\ n_{u,k} \geq 0, \\ \sum_{u=1}^{n_s} \eta_{u,k} = \pi_k \\ \sum_{k=1}^{n_p} \eta_{u,k} = \pi_u \\ \forall u, \forall k \end{array} \right\} \quad (7)$$

dove:

$c_T(\xi^k, \xi^u)$ è una misura di distanza tra i due scenari ξ^k e ξ^u definita come:

$$c_T(\xi^k, \xi^u) = \sum_{t=1}^T |\xi_t^k - \xi_t^u| \quad (8)$$

dove $|\cdot|$ è una norma di $\mathbb{R}^n$ (ad esempio la distanza euclidea), t è invece la singola componente dello scenario (nel caso in esame rappresenta una particolare ora del giorno).

π_k e π_u sono, rispettivamente, le probabilità di occorrenza degli scenari ξ^k e ξ^u .

$\eta_{u,k}$ è collegata alla distribuzione congiunta di probabilità dei due scenari.

⁴ Per la descrizione della problematica di riduzione degli scenari, si è seguito, in gran parte, il formalismo presente in [8].

La distanza di Kantorovich misura la distanza probabilistica tra due insiemi di scenari e può essere utilizzata per determinare, a partire da un insieme di scenari di partenza, un suo sottoinsieme che minimizzi la distanza tra le distribuzioni di probabilità associate ai due insiemi di scenari.

Poiché l'identificazione dell'insieme di scenari da preservare al fine di minimizzare la distanza di Kantorovich rappresenta un problema complesso da risolvere, in letteratura, sono stati proposti diversi metodi euristici che, pur non garantendo di raggiungere il minor valore possibile della distanza di Kantorovich, consentono di ottenere risultati soddisfacenti [7].

L'algoritmo considerato in questo caso è quello di *Fast Forward*, che seleziona da un insieme di scenari di partenza, un sottoinsieme dello stesso, in modo da minimizzare la distanza di Kantorovich tra le distribuzioni di probabilità generate dai due insiemi di scenari [8].

Partendo da un insieme vuoto, gli scenari vengono scelti sequenzialmente fino al raggiungimento del numero di scenari prescelto (n_p). Nella tabella di seguito si sintetizzano i passi effettuati dall'algoritmo *Fast Forward* per la riduzione degli scenari.

Numero di step	Breve descrizione
Step 0	Calcolo della distanza tra due scenari ξ^k e ξ^u. Si crea la matrice delle distanze il cui elemento generico (k,u) è: $c_{ku}^{[1]} = c_T(\xi^k, \xi^u), \quad k, u = 1, \dots, n_S$
Step 1	Per ogni scenario, viene calcolata la somma pesata delle distanze da ogni altro scenario: $z_u^{[1]} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq u}} \pi_k c_{ku}^{[1]}, \quad u = 1, \dots, n_S$ Il peso è dato dalla probabilità di occorrenza degli scenari considerati (π_k). Ad esempio: $z_1^{[1]} = \pi_2 c_{21}^{[1]} + \pi_3 c_{31}^{[1]} + \pi_4 c_{41}^{[1]} + \dots$ $z_2^{[1]} = \pi_1 c_{12}^{[1]} + \pi_3 c_{32}^{[1]} + \pi_4 c_{42}^{[1]} + \dots$ Una volta ottenuti tutti i valori di z per tutti gli scenari, si sceglie lo scenario con il valore di z più basso: $u_1 \in \operatorname{argmin}_{u \in \{1, \dots, n_S\}} z_u^{[1]}$ e si elimina lo scenario dalla lista contenente gli scenari da eliminare al passo 1 ($J^{[1]}$). Ovvero lo scenario così scelto viene preservato. $J^{[1]} = \{1, \dots, n_S\} \setminus \{u_1\}$
Step i	Utilizzando la lista degli scenari da eliminare e la matrice delle distanze aggiornate al passo precedente, ($J^{[i-1]}$ e $c_{ku}^{[i-1]}$), si calcolano, utilizzando lo stesso procedimento effettuato allo step 1, le quantità: $c_{ku}^{[i]} = \min \{c_{ku}^{[i-1]}, c_{ku_{i-1}}^{[i-1]}\} \quad k, u \in J^{[i-1]}$

Numero di step	Breve descrizione
	$z_u^{[i]} = \sum_{k \in J^{[i-1]} \setminus \{u\}} p_k c_{ku}^{[i]}, u \in J^{[i-1]}$ Una volta ottenuti tutti i valori di z per tutti gli scenari rimanenti, si sceglie lo scenario con il valore di z più basso: $u_i \in \operatorname{argmin}_{u \in J^{[i-1]}} z_u^{[i]}$ e si conserva lo scenario (in pratica, tale scenario viene eliminato dalla lista $J^{[i]}$ contenente gli scenari da eliminare al passo i) $J^{[i]} = J^{[i-1]} \setminus \{u_i\}$
Step n_P+1	$J = J^{[n_P]}$ J contiene gli indici di tutti gli scenari da eliminare. Viene definito l'insieme: $J(j) = \{i \in J : j = j(i)\}, \quad j(i) \in \operatorname{argmin}_{j \notin J} c_T(\xi^i, \xi^j), \quad \forall i \in J$ ovvero $J(j)$ è l'insieme degli scenari eliminati (i) che hanno j come scenario preservato più vicino. Infatti $j(i)$ rappresenta l'indice dello scenario preservato più vicino allo scenario i che è stato, invece, eliminato. La probabilità di occorrenza degli scenari preservati viene ricalcolata secondo la <i>optimal redistribution rule</i>: $\pi_j = \pi_j + \sum_{i \in J(j)} \pi_i$ secondo la quale, alla probabilità originaria dello scenario j, si sommano le probabilità di occorrenza degli scenari eliminati che hanno j come scenario più vicino.

Pur partendo dalle stesse condizioni iniziali, diverse misure di distanza portano a scenari preservati molto diversi.

Di seguito si mostrano i risultati ottenuti partendo da 1000 scenari ($n_S = 1000$) e con l'utilizzo di diverse metriche (c_T) per effettuare la riduzione degli scenari fino ad ottenerne 10 ($n_P = 10$) usando 5 regioni ($n_R = 5$).

4.4.1 Norma 1 – Mean Absolute Error

Considerando come misura di distanza la Norma 1 valutata come:

$$c_T(\xi^k, \xi^u) = \sum_{t=1}^T |\xi_t^k - \xi_t^u|, \quad (9)$$

si ottengono i risultati mostrati nelle figure a seguire.

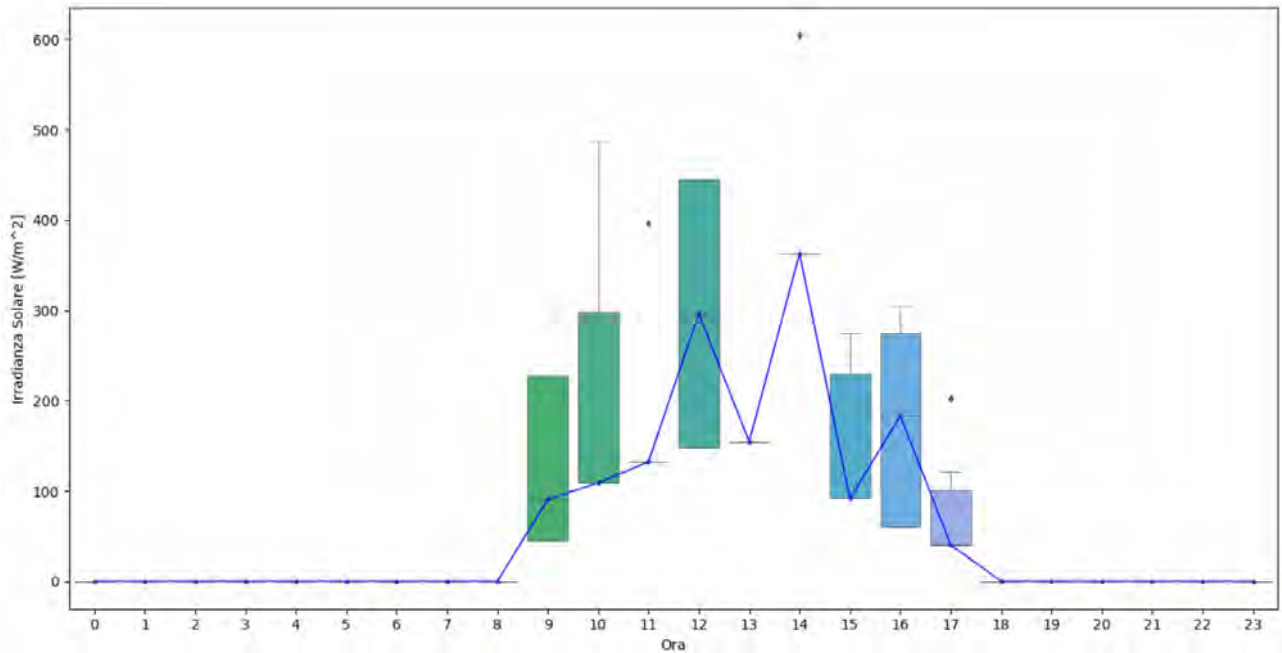


Figura 14 – Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la norma 1 come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e senza la rimozione degli outlier

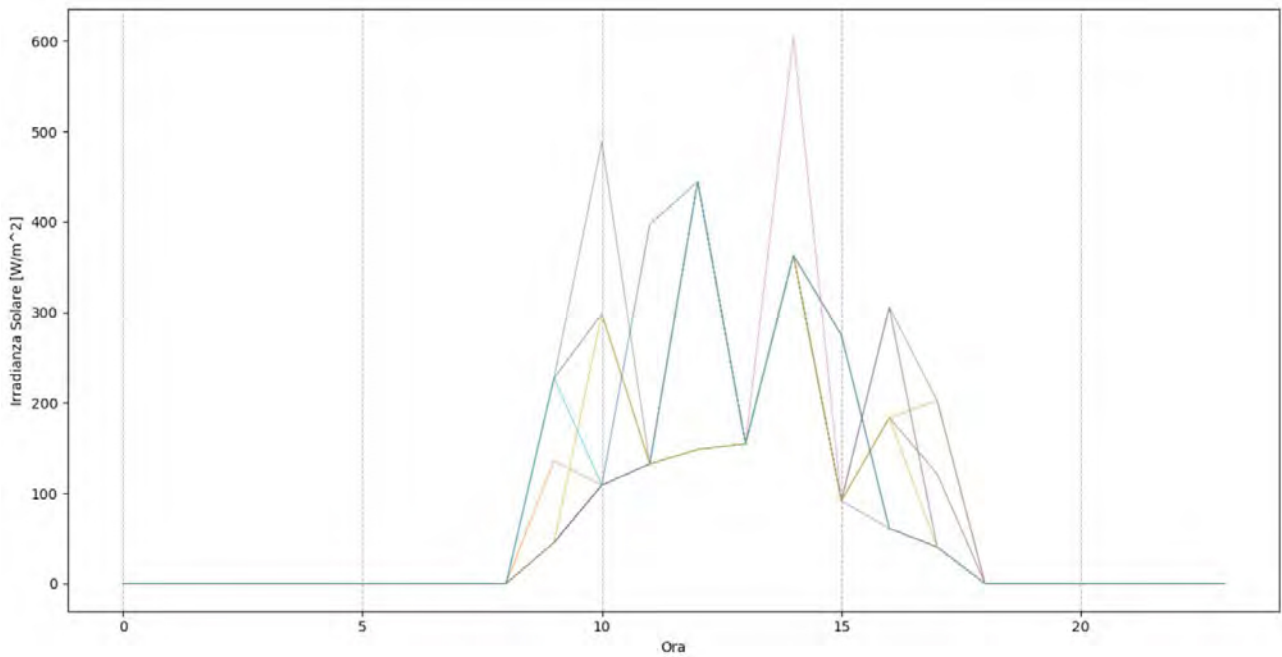


Figura 15 – Sovrapposizione di 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la norma 1 come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e senza la rimozione degli outlier

4.4.2 Norma 2 – Euclidean Distance

Considerando come misura di distanza la distanza Euclidea, valutata come:

$$c_T(\xi^k, \xi^u) = \sqrt{\sum_{t=1}^T (\xi_t^k - \xi_t^u)^2}, \quad (10)$$

si ottengono i risultati mostrati nelle figure a seguire.

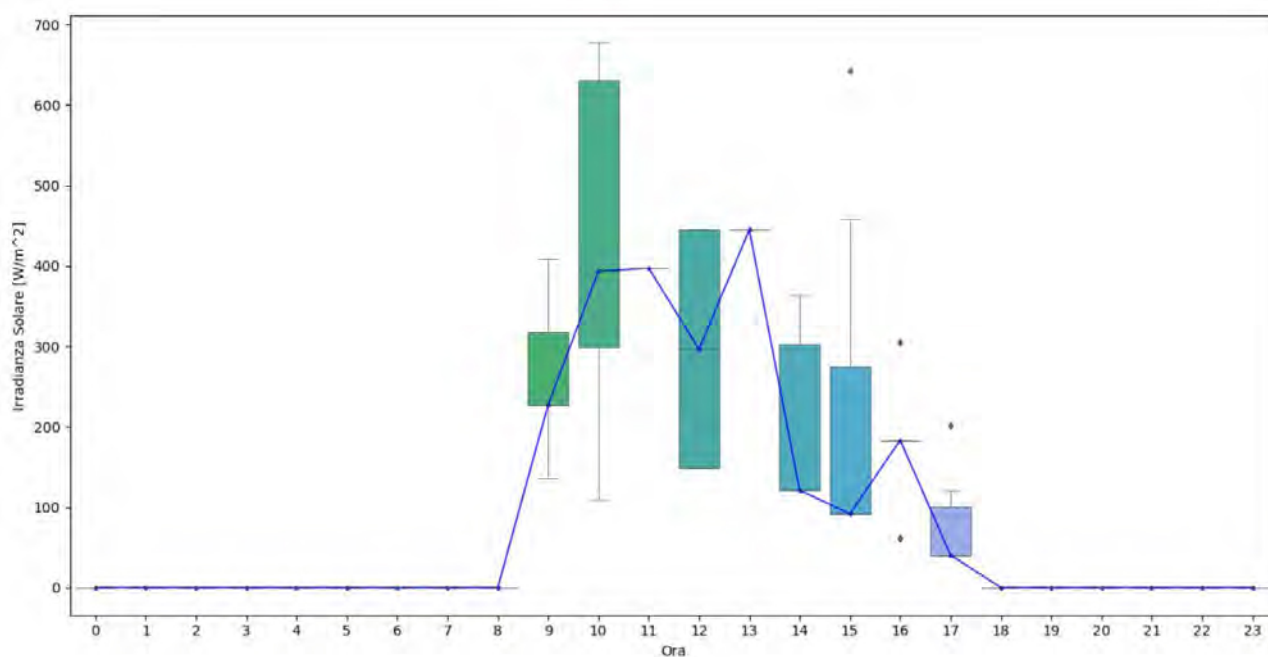


Figura 16 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e senza la rimozione degli outlier

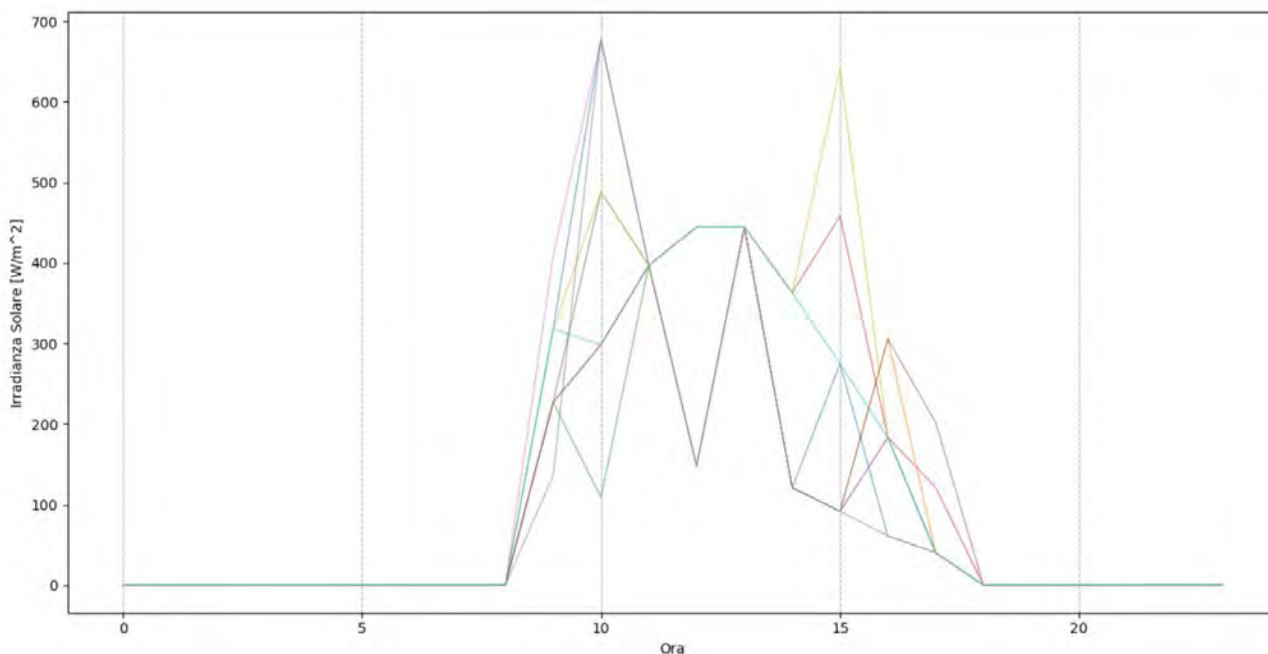


Figura 17 - Sovrapposizione di 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e senza la rimozione degli outlier

4.5 Rimozione degli outlier

Come menzionato in precedenza, l'elevata variabilità dei valori osservati per ogni ora porta ad una grande variabilità negli scenari prodotti. Per ridurre tale variabilità, si può effettuare una riduzione del range dei valori ammissibili ad ogni ora, considerando, pertanto, solo i valori compresi in:

$$[(Q1 - perc * IQR), (Q3 + perc * IQR)] \quad (11)$$

dove $Q1$ è il 25° Percentile, $Q3$ è il 75° Percentile, $IQR = Q3 - Q1$ è il range interquartile e $perc$ è la percentuale che indica una soglia oltre la quale escludere i punti.

In genere, vengono considerati outlier i valori che sono al di fuori del range indicato sopra con un valore di $perc = 1.5$. L'uso di questo valore per $perc$ non ha portato ad alcuna modifica degli scenari prodotti e, quindi, sono stati testati valori di $perc$ più selettivi.

Volendo valutare l'impatto del solo valore di $perc$ sugli scenari prodotti, si presentano i risultati usando 5 regioni e come misura di distanza quella Euclidea (come fatto in precedenza e mostrato in Figura 16). In tale caso, sono stati però rimossi gli outlier modificando il valore di $perc$: $perc = 0.5$ (Figura 18) e $perc = 0.15$ (Figura 19). Confrontando la Figura 18 e la Figura 19 con la Figura 16, si può notare come la rimozione degli outlier porti ad una riduzione della variabilità degli scenari anche se non così marcata. Questo è probabilmente dovuto al fatto che gli IQR dei valori osservati di irradianza (Figura 4) sono molto ampi e pochi sono i valori che cadono al di fuori di esso, riducendo di fatto l'impatto che la rimozione degli outlier ha sulla generazione degli scenari.

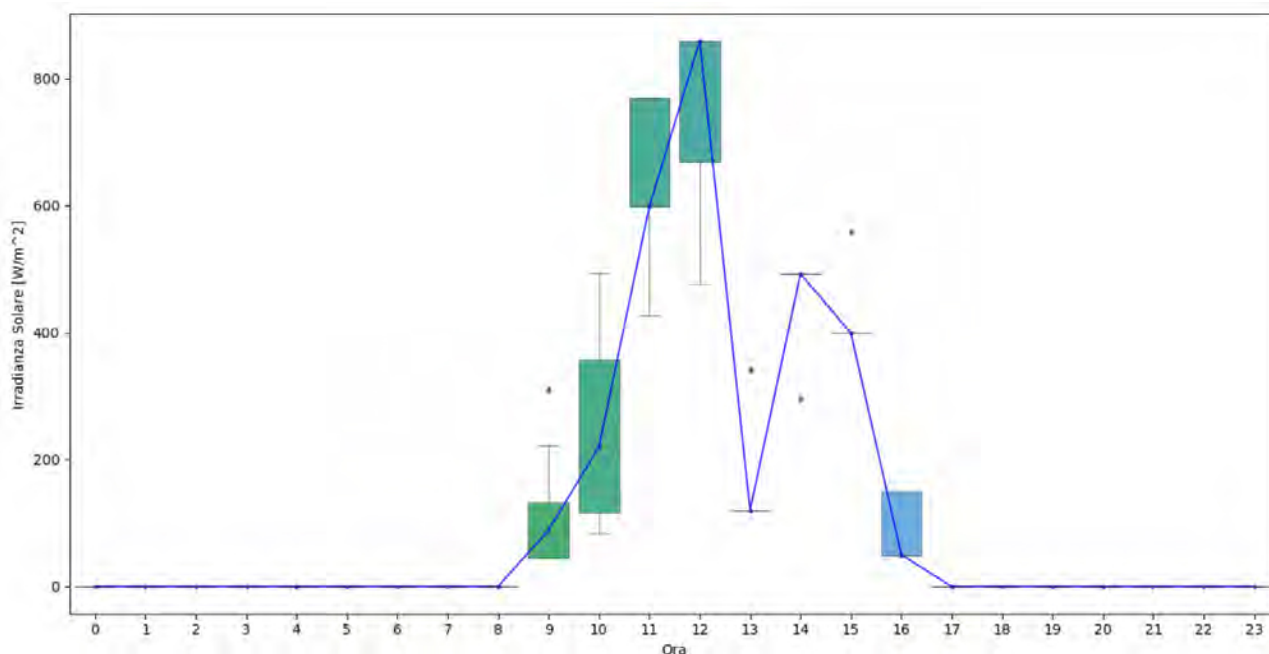


Figura 18 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e un valore di $perc=0.5$ per la rimozione degli outlier

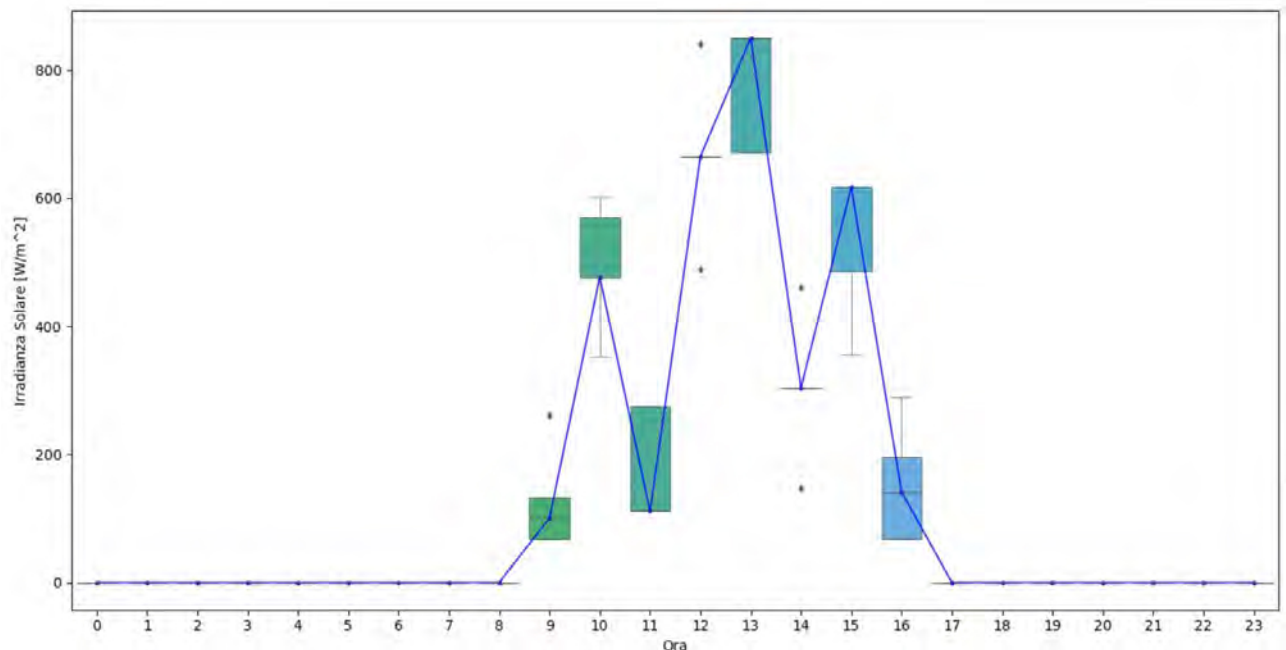


Figura 19 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e un valore di perc=0.15 per la rimozione degli outlier

4.6 Aumento del numero di regioni

Aumentando il numero di regioni in cui quantizzare la PDF di tipo Beta, è possibile ottenere scenari con maggiore variabilità.

Di seguito, si presentano i risultati ottenuti con misura di distanza euclidea con 3 regioni (Figura 20), 5 regioni (Figura 21), 7 regioni (Figura 22) e 11 regioni (Figura 23).

Dal confronto dei risultati, si può notare come aumentare il numero di regioni da 3 a 7 porti ad un aumento della variabilità degli scenari, ma oltre il valore di 7 questa variabilità sembra stabilizzarsi. Questo è probabilmente dovuto al fatto che, seppure il supporto della distribuzione Beta venga diviso in più regioni, molte regioni hanno una bassa probabilità di occorrenza riducendo quindi l'impatto che ha n_R .

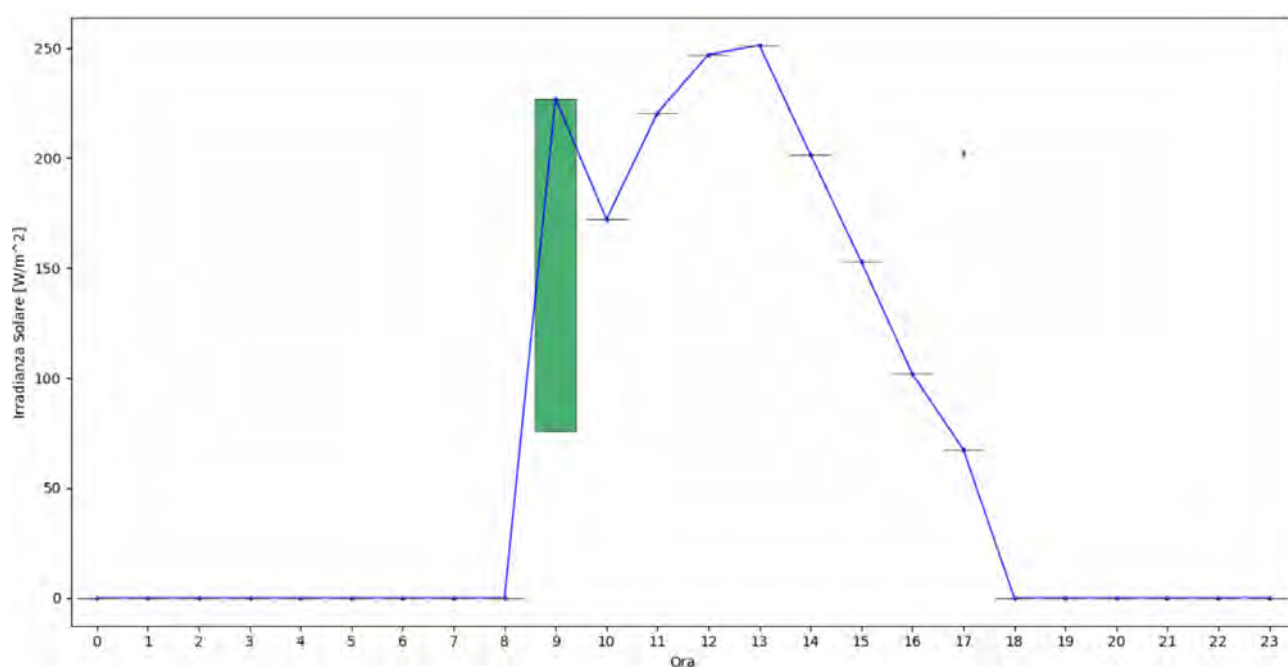


Figura 20 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 3 regioni e senza rimozione degli outlier

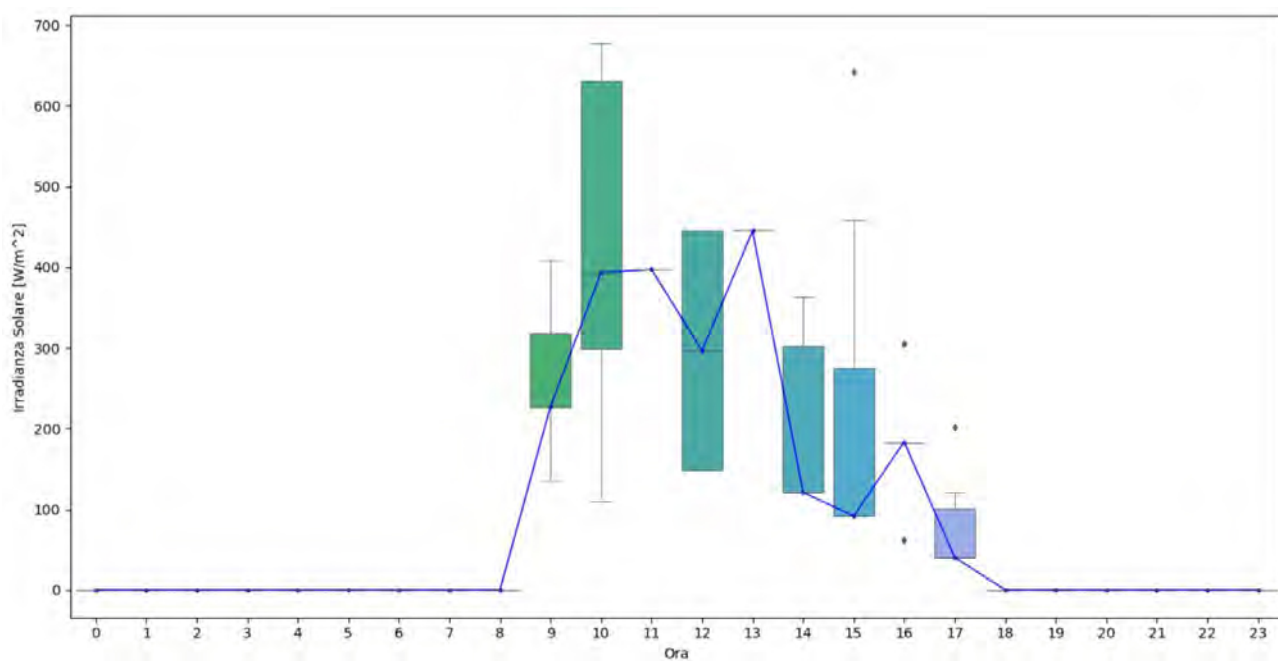


Figura 21 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 5 regioni e senza rimozione degli outlier

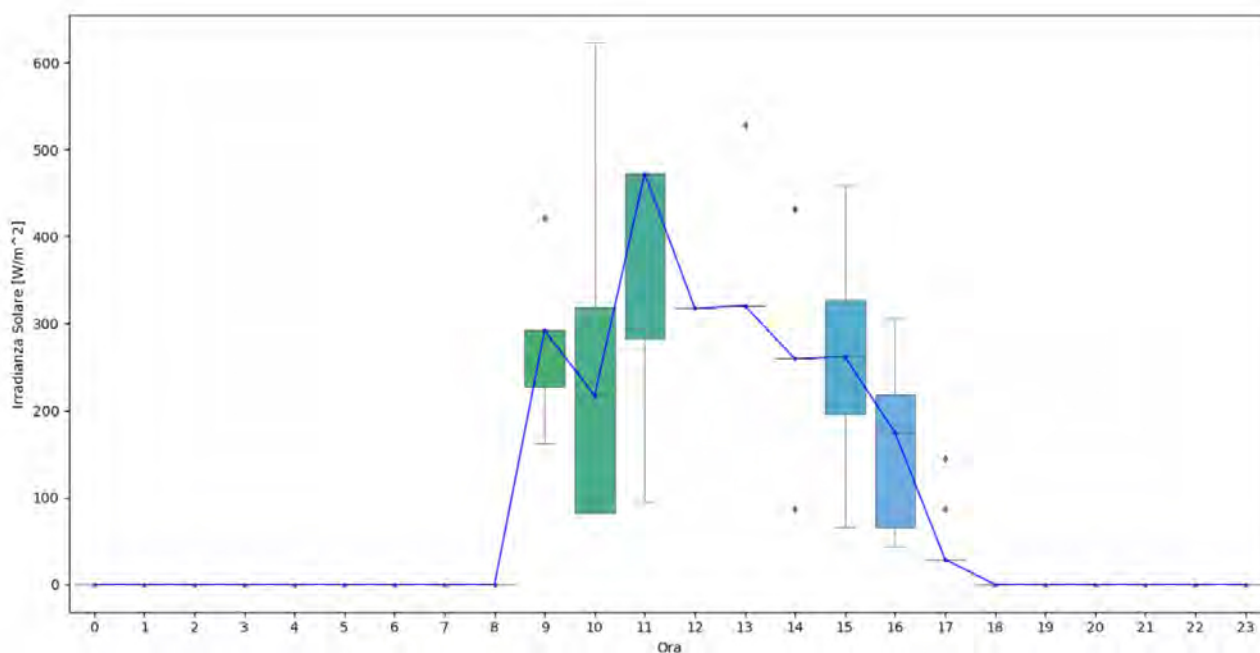


Figura 22 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 7 regioni e senza rimozione degli outlier

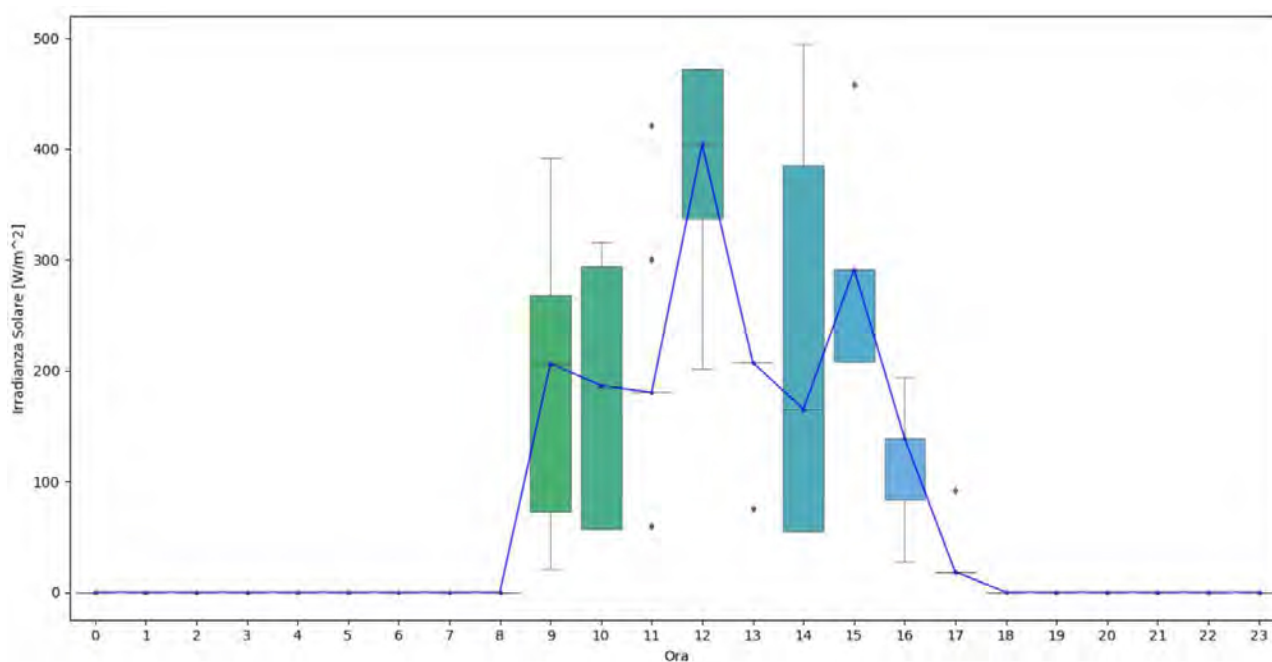


Figura 23 - Scenario mediano (blue) con sovrapposto il diagramma box and whiskers per i 10 scenari di irradianza oraria generati per il mese di gennaio usando la distanza Euclidea come misura di distanza tra gli scenari, 11 regioni e senza rimozione degli outlier

4.7 Scenari prodotti

A valle delle prove sopra riportate, si è scelto di generare 1000 scenari di cui preservarne solo 10 utilizzando l'algoritmo *Fast Forward* con una misura di distanza data dalla distanza Euclidea e un numero di regioni pari

a 7, senza eliminare gli outlier. La scelta di questi valori è dettata da una valutazione che tiene conto sia della variabilità degli scenari che della loro plausibilità.

Seguendo le suddette scelte, si sono prodotti 10 scenari per il mese di gennaio, rappresentativo della stagione invernale e 10 scenari per il mese di luglio, rappresentativo della stagione estiva, mostrati nelle figure seguenti.

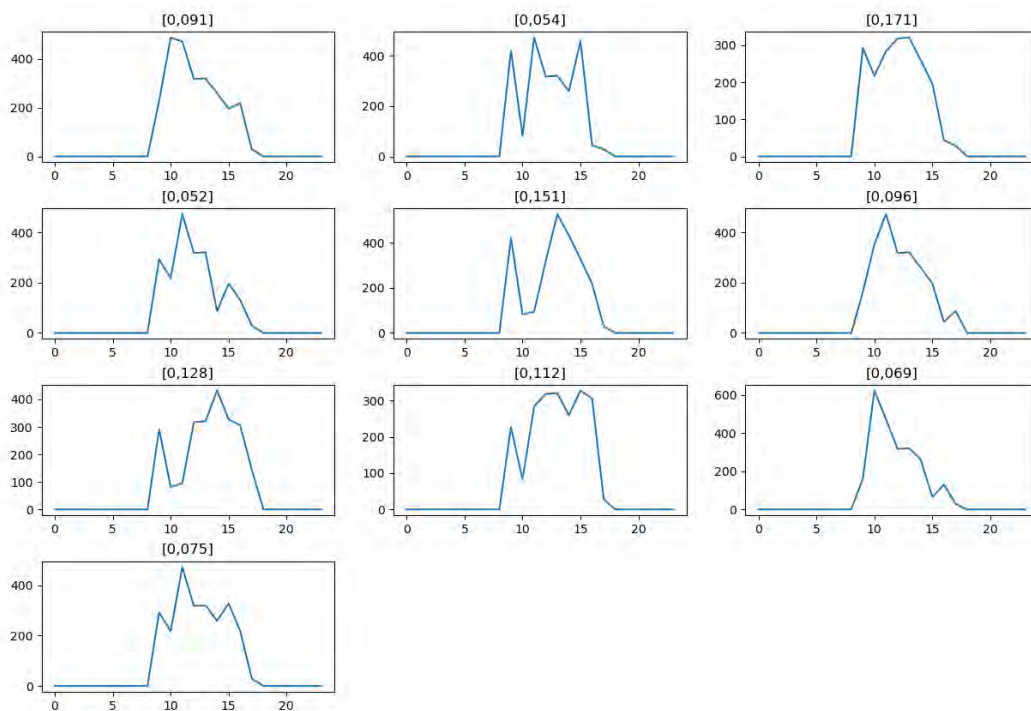


Figura 24 - 10 scenari di irradianza oraria per il caso invernale con le probabilità di occorrenza nel titolo

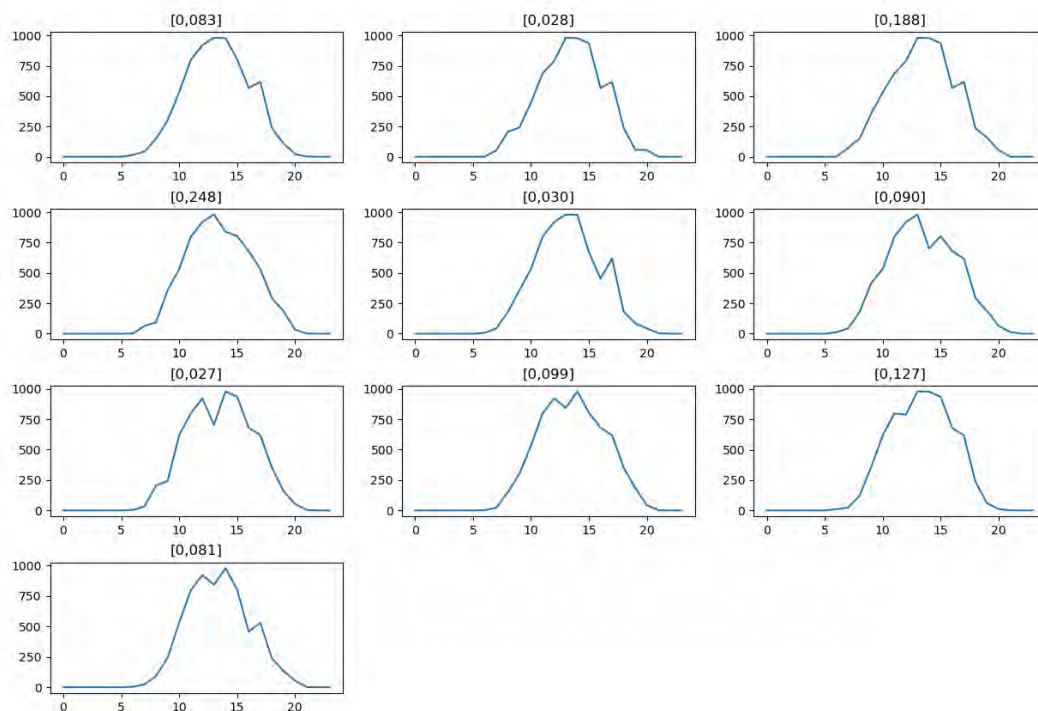


Figura 25 - 10 scenari di irradianza oraria per il caso estivo con le probabilità di occorrenza nel titolo

5 Modello di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico

Questo paragrafo descrive il modello di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico per l'individuazione delle strategie operative delle tecnologie di generazione, conversione e accumulo della comunità, nonché delle strategie di offerta della comunità per la partecipazione al mercato del giorno prima, minimizzando una somma pesata costituita dall'obiettivo economico (minimizzazione del costo energetico netto giornaliero) e dall'obiettivo ambientale (minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliero).

5.1 Variabili decisionali

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

- Stato di accensione/spegnimento di ciascun dispositivo energetico;
- Potenza elettrica, termica e frigorifera fornita da ciascun dispositivo energetico;
- Potenza elettrica e termica di caricamento e scaricamento dei sistemi di accumulo;
- Potenza elettrica prelevata dalla rete di distribuzione;
- Potenza elettrica venduta su MGP;
- Potenza elettrica e termica condivisa tra i vari hub energetici.

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

5.2 Funzioni obiettivo

Il modello di ottimizzazione presenta due funzioni obiettivo.

L'obiettivo economico è rappresentato dalla minimizzazione del costo energetico netto giornaliero atteso che consta di tre termini, ovvero il costo totale del gas consumato dai cogeneratori e le caldaie ausiliarie della LEC, il costo totale dell'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione e il ricavo associato alla vendita dell'energia elettrica su MGP:

$$F_{obj,eco} = \sum_i \sum_s \sum_t \pi_s \left(\Pi^{gas} (G_{CHP_{i,s,t}} + G_{AB_{i,s,t}}) + \Pi_t^{el,buy} E_{i,s,t}^{buy} - \Pi_t^{el,sell} E_{i,s,t}^{sell} \right) Dt \quad (12)$$

dove π_s rappresenta la probabilità di occorrenza dello scenario s ; Π^{gas} , $\Pi_t^{el,buy}$ e $\Pi_t^{el,sell}$ rappresentano rispettivamente il prezzo del gas e dell'elettricità acquistata e venduta su MGP; $G_{CHP_{i,s,t}}$ e $G_{AB_{i,s,t}}$ rappresentano le quantità di gas consumate rispettivamente dal cogeneratore e la caldaia presenti nell'hub energetico i -esimo per lo scenario s al tempo t ; $E_{i,s,t}^{buy}$ e $E_{i,s,t}^{sell}$ rappresentano, rispettivamente, la potenza elettrica acquistata e venduta dalla LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP, per lo scenario s al tempo t ; mentre Dt è il *time-step* orario

L'obiettivo ambientale è rappresentato dalla minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere attese, ed è stato formulato come:

$$F_{obj,env} = \sum_i \sum_s \sum_t \pi_s \left((E_{cin} E_{i,s,t}^{buy}) + (G_{cin} (G_{CHP_{i,s,t}} + G_{AB_{i,s,t}})) \right) Dt \quad (13)$$

dove E_{cin} e G_{cin} rappresentano, rispettivamente, l'intensità carbonica dell'elettricità di rete, che dipende dal mix energetico della rete elettrica a cui la LEC è interconnessa, e l'intensità carbonica del gas naturale.

5.3 Vincoli

I vincoli del problema di ottimizzazione si dividono in tre categorie, ovvero vincoli di funzionamento delle tecnologie, vincoli di bilancio e vincoli addizionali, come descritto di seguito.

5.3.1 Vincoli di funzionamento delle tecnologie

Come menzionato in precedenza, è stato assunto che ciascun hub energetico i è chiamato a soddisfare il fabbisogno multi-energetico dell'utenza j ad esso associato, ovvero il numero totale di hub energetici i è pari al numero totale di utenti J . L'interazione tra gli hub energetici avviene mediante la condivisione dell'energia termica erogata dai cogeneratori e di quella elettrica erogata dai cogeneratori.

I modelli matematici e i relativi vincoli di funzionamento per ciascuna tecnologia sono formulati di seguito.

5.3.1.1 Cogeneratori

Di seguito, si fa riferimento a CHP_i come il CHP nell'hub energetico i -simo. La potenza elettrica totale prodotta dal cogeneratore nello scenario s al tempo t , $E_{CHP_i,s,t}$, deve essere compresa tra il carico minimo e la massima potenza erogabile, se la tecnologia è in uso (variabile decisionale binaria $x_{CHP_i,s,t}$ è pari a 1), ovvero:

$$x_{CHP_i,s,t} E_{CHP_i}^{min} \leq E_{CHP_i,s,t} \leq x_{CHP_i,s,t} E_{CHP_i}^{max}, \forall i, s, t \quad (14)$$

dove la potenza totale erogata dal cogeneratore è uguale alla somma di quella venduta su MGP e quella utilizzata per l'autoconsumo nella LEC, ovvero:

$$E_{CHP_i,s,t} = E_{CHP_i,s,t}^{Sell} + \sum_{j=1}^J E_{CHP_i,j,s,t}^{Self}, \forall i, s, t \quad (15)$$

Per gran parte delle tecnologie presenti nella LEC, il vincolo di capacità è formulato come all'eq. (14).

Il vincolo di rampa, valido per i cogeneratori, limita la variazione della potenza elettrica totale erogata dal cogeneratore tra due *time-step* successivi, entro i rispettivi *Ramp-Down*, DR_{CHP_i} , e *Ramp-Up*, UR_{CHP_i} , ovvero:

$$DR_{CHP_i} \leq E_{CHP_i,s,t} - E_{CHP_i,s,t-\Delta t} \leq UR_{CHP_i}, \forall i, s, t \quad (16)$$

La quantità di gas totale consumata dal cogeneratore, $G_{CHP_i,s,t}$, è formulata come:

$$G_{CHP_i,s,t} = \frac{E_{CHP_i,s,t}}{(\eta_{CHP_i}^e LHV_{gas})}, \forall i, s, t \quad (17)$$

dove $\eta_{CHP_i}^e$ rappresenta l'efficienza elettrica del cogeneratore, mentre LHV_{gas} è il potere calorifico inferiore del gas naturale.

La potenza termica recuperata dal cogeneratore è formulata come:

$$H_{CHP_i,s,t} = \frac{E_{CHP_i,s,t} \eta_{CHP_i}^{th}}{\eta_{CHP_i}^e}, \forall i, s, t \quad (18)$$

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

La potenza termica recuperata dal cogeneratore può essere suddivisa per il soddisfacimento del carico termico e di quello frigorifero dell'intera comunità, in quest'ultimo caso mediante l'utilizzo degli assorbitori.

5.3.1.2 Caldaie ausiliarie

Di seguito, si fa riferimento a AB_i come la caldaia ausiliaria appartenente all'hub energetico i -simo. La quantità di gas consumata dalla caldaia ausiliaria, $G_{AB_i,s,t}$, è formulata come:

$$G_{ABi,s,t} = \frac{H_{ABi,s,t}}{(\eta_{ABi}^{th} LHV_{gas})}, \forall i, s, t \quad (19)$$

dove η_{ABi}^{th} rappresenta l'efficienza termica della caldaia. La potenza termica erogata dalla caldaia ausiliaria può essere suddivisa per il soddisfacimento del carico termico e di quello frigorifero dell'intera comunità, in quest'ultimo caso mediante l'utilizzo degli assorbitori.

5.3.1.3 Impianti fotovoltaici

Di seguito, si fa riferimento a PV_i come l'impianto fotovoltaico appartenente all'hub energetico i-simo. La potenza elettrica totale erogata dall'impianto fotovoltaico per lo scenario s , è formulata come:

$$E_{PV_i,s,t} = A_{PV_i} \eta_{PV_i}^e I_{s,t}, \forall i, s, t \quad (20)$$

e dipende dall'area totale installata (A_{PV_i}), l'efficienza elettrica ($\eta_{PV_i}^e$) e l'irradianza solare per lo scenario s ($I_{s,t}$). La potenza elettrica erogata dall'impianto fotovoltaico può essere suddivisa nell'aliquota venduta su MGP e quella erogata per l'autoconsumo della LEC, entrambe variabili decisionali continue.

5.3.1.4 Pompe di calore

Di seguito, si fa riferimento a HP_i come la pompa di calore appartenente all'hub energetico i-simo. Nella modalità riscaldamento, la potenza elettrica richiesta per fornire la potenza termica, $H_{HP_i,s,t}^{Heat}$, è stata formulata come:

$$E_{HP_i,s,t}^{req,HM} = \frac{H_{HP_i,s,t}^{Heat}}{COP_{HP_i}^{HM}}, \forall i, s, t \quad (21)$$

dove $COP_{HP_i}^{HM}$ rappresenta il coefficiente di prestazione della pompa di calore in modalità riscaldamento. Il modello della pompa di calore in modalità raffrescamento può essere formulato in maniera simile.

5.3.1.5 Assorbitori

L'assorbitore $ACHil_i$ nell'hub energetico i-esimo può essere alimentato sia dalla potenza termica erogata dal cogeneratore e dalla caldaia ausiliaria appartenenti allo stesso hub energetico che dalla potenza termica erogata dai cogeneratori appartenenti ad altri hub energetici mediante la rete di teleriscaldamento con efficienza termica η_{pipe}^{th} . La potenza frigorifera erogata dall'assorbitore per lo scenario s è, pertanto, formulata come:

$$C_{ACHil_i,s,t} = \left(H_{ABi,s,t}^{Cool} + H_{CHP_{i,j},s,t}^{Cool} + \eta_{pipe}^{th} \sum_{i \neq j}^I H_{CHP_{i,j},s,t}^{Cool} \right) COP_{ACHil_i}, j = i, \forall i, s, t \quad (22)$$

dove COP_{ACHil_i} rappresenta il coefficiente di prestazione dell'assorbitore.

5.3.1.6 Batterie elettriche

Di seguito, si fa riferimento a Bat_i come la batteria elettrica appartenente all'hub energetico i-esimo. Lo stato di carica della batteria nello scenario s al tempo t , è formulato come:

$$SOC_{Bat_i,s,t} = SOC_{Bat_i,s,t-\Delta t} + E_{Bat_i,s,t}^{Ch} \eta_{Bat_i}^{Ch} - \frac{E_{Bat_i,s,t}^{Dis}}{\eta_{Bat_i}^{Dis}}, \forall i, s, t \quad (23)$$

$$SOC_{Bat_i,s,t}^{min} \leq SOC_{Bat_i,s,t} \leq SOC_{Bat_i,s,t}^{max}, \forall i, s, t \quad (24)$$

dove $\eta_{Bat_i}^{Ch}$ and $\eta_{Bat_i}^{Dis}$ rappresentano, rispettivamente, le efficienze di caricamento e scaricamento della batteria, mentre $E_{Bat_i,s,t}^{Ch}$ e $E_{Bat_i,s,t}^{Dis}$ rappresentano, rispettivamente, la potenza di caricamento e di scaricamento, che sono variabili decisionali continue con i vincoli formulati di seguito:

$$0 \leq E_{Bat_i,s,t}^{Ch} \leq x_{Bat_i,s,t}^{Ch} E_{Bat_i}^{Ch,max}, \forall i, s, t \quad (25)$$

$$0 \leq E_{Bat_i,s,t}^{Dis} \leq x_{Bat_i,s,t}^{Dis} E_{Bat_i}^{Dis,max}, \forall i, s, t \quad (26)$$

$$x_{Bat_i,s,t}^{Ch} + x_{Bat_i,s,t}^{Dis} \leq 1, \forall i, s, t \quad (27)$$

dove $E_{Bat_i}^{Ch,max}$ e $E_{Bat_i}^{Dis,max}$ rappresentano rispettivamente la potenza massima di caricamento e di scaricamento, mentre $x_{Bat_i,s,t}^{Ch}$ e $x_{Bat_i,s,t}^{Dis}$ sono variabili decisionali binarie che rappresentano l'utilizzo della batteria rispettivamente nei processi di caricamento e scaricamento.

5.3.1.7 Sistemi di accumulo termico

Di seguito, si fa riferimento a TES_i^{Heat} come il sistema di accumulo termico per il soddisfacimento del carico termico nell'hub energetico i -esimo. Per ciascuno scenario s , l'energia termica all'inizio di ciascun intervallo temporale eguaglia quella accumulata e non dissipata durante l'intervallo di tempo precedente, in base ad un fattore di perdita, più il flusso energetico netto, ovvero

$$H_{TES_i^{Heat},s,t} = H_{TES_i^{Heat},s,t-\Delta t} \left(1 - \varphi_{TES_i^{Heat},\Delta t}^{th}\right) + \left(H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Ch} - H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Dis}\right) \Delta t, \forall i, s, t \quad (28)$$

dove $\varphi_{TES_i^{Heat},\Delta t}^{th}$ è il fattore di perdita dell'accumulo termico che tiene conto dell'energia dissipata nel *time-step* Δt , mentre $H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Ch}$ e $H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Dis}$ rappresentano rispettivamente la potenza termica di caricamento e di scaricamento del sistema di accumulo. I vincoli per il sistema di accumulo termico per il raffreddamento ambiente sono stati formulati in maniera simile.

5.3.2 Vincoli di bilancio

I vincoli di bilancio sono necessari per assicurare che i carichi assegnati della LEC siano soddisfatti per ciascuno intervallo temporale.

5.3.2.1 Bilancio elettrico

Con riferimento al bilancio elettrico, in ciascun hub energetico i associato all'utente j , per ciascuno scenario s , la somma del carico elettrico e della potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore deve essere soddisfatta dalla potenza elettrica erogata dai cogeneratori presenti nella LEC, dall'impianto fotovoltaico e dalla batteria presenti nell'hub i e dalla potenza elettrica prelevata dalla rete, ovvero:

$$E_{j,t}^{dem} + E_{HP,i,s,t}^{req} = \sum_{i=1}^I E_{CHP,i,j,s,t}^{Self} + E_{PV,i,s,t}^{Self} + E_{i,s,t}^{buy} + E_{Bat_i,s,t}^{Dis} - E_{Bat_i,s,t}^{Ch}, i = j, \forall j, s, t \quad (29)$$

5.3.2.2 Bilancio termico

Con riferimento al bilancio termico, in ciascun hub energetico i associato all'utente j , per ciascuno scenario s , il carico termico di riscaldamento ambiente e di acqua calda sanitaria deve essere soddisfatto dalla potenza termica erogata dai cogeneratori presenti nella LEC, e dalla caldaia ausiliaria, la pompa di calore e il sistema di accumulo presenti nell'hub i , ovvero:

$$H_{j,t}^{dem} = H_{CHP,i,j,s,t}^{Heat} + H_{AB,i,s,t}^{Heat} + H_{HP,i,s,t}^{HM} + \eta_{pipe}^{th} \sum_{i \neq j}^I H_{CHP,i,j,s,t}^{Heat} + H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Dis} - H_{TES_i^{Heat},s,t}^{Ch}, i = j, \forall j, s, t \quad (30)$$

5.3.3 Vincoli aggiuntivi

I vincoli formulati di seguito consentono di correlare le interazioni della LEC, nel ruolo di aggregatore, con MGP:

$$E_{i,s,t}^{sell} = \sum_{i=1}^I (E_{CHP,i,s,t}^{sell} + E_{PV,i,s,t}^{sell}), \forall s, t, \quad (31)$$

che assicura che la potenza elettrica offerta dalla LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP sia uguale alla potenza elettrica venduta associata ai cogeneratori e agli impianti fotovoltaici in tutti gli hub energetici.

$$E_{i,s,t}^{buy} = \sum_{j=1}^J E_{j,s,t}^{buy}, \forall s, t, \quad (32)$$

che lega la potenza elettrica acquistata dalla LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP, alla potenza elettrica totale necessaria a soddisfare il carico elettrico di tutti gli utenti della LEC.

5.4 Metodo di ottimizzazione multi-obiettivo

Con le due funzioni obiettivo economica e ambientale, formulate, rispettivamente, alle eq. (12) e (13), il modello di ottimizzazione presenta due funzioni obiettivo da minimizzare. Per la risoluzione del problema di ottimizzazione multi-obiettivo, è stato scelto il metodo della somma pesata. Tale metodo consente di convertire le due funzioni obiettivo in un'unica funzione obiettivo, formulata come:

$$F_{obj} = c\omega F_{obj,eco} + (1 - \omega)F_{obj,env} \quad (33)$$

dove il peso ω indica la relativa importanza di ciascuna delle due funzioni obiettivo, mentre la costante c è un fattore di scala che consente di rendere le due funzioni obiettivo dello stesso ordine di grandezza. Imponendo $\omega = 1$, è possibile trovare la soluzione che minimizza il costo totale netto giornaliero atteso, mentre, imponendo $\omega = 0$, è possibile trovare la soluzione che minimizza le emissioni di CO₂ nette giornaliere attese. Facendo, invece, variare il peso ω nell'intervallo]0, 1[, è possibile trovare il fronte di Pareto, che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed ambientale. Tale metodo risulta essere di facile implementazione ed è stato dimostrato che consente di trovare tutte le soluzioni appartenenti al fronte di Pareto nel caso di problemi convessi, in presenza di due sole funzioni obiettivo [9], [10]. Il problema di ottimizzazione è lineare ed include sia variabili binarie che continue ed è stato risolto mediante l'algoritmo del *branch-and-cut*, che è particolarmente efficiente per modelli di tipo MILP.

6 Caso studio

Questo paragrafo descrive i risultati conseguiti implementando il tool proposto ad un caso studio rappresentativo di una LEC localizzata nella città di Torino appartenente alla zona climatica italiana E. In dettaglio, il modello sviluppato e descritto al capitolo 5, è stato implementato in ambiente GAMS e risolto mediante il solver CPLEX, considerando il caso studio descritto di seguito.

La LEC in esame è costituita da quattro tipologie di utenze: un ospedale, un edificio con 10 unità ad uso ufficio, un albergo, e un cluster di edifici con 100 unità residenziali.

La figura di seguito mostra la configurazione della LEC considerata nel caso studio, in cui sono evidenziate le interazioni energetiche con il mercato elettrico e del gas, quelle tra ciascun hub energetico e l'utente associato, e quelle tra i vari hub energetici.

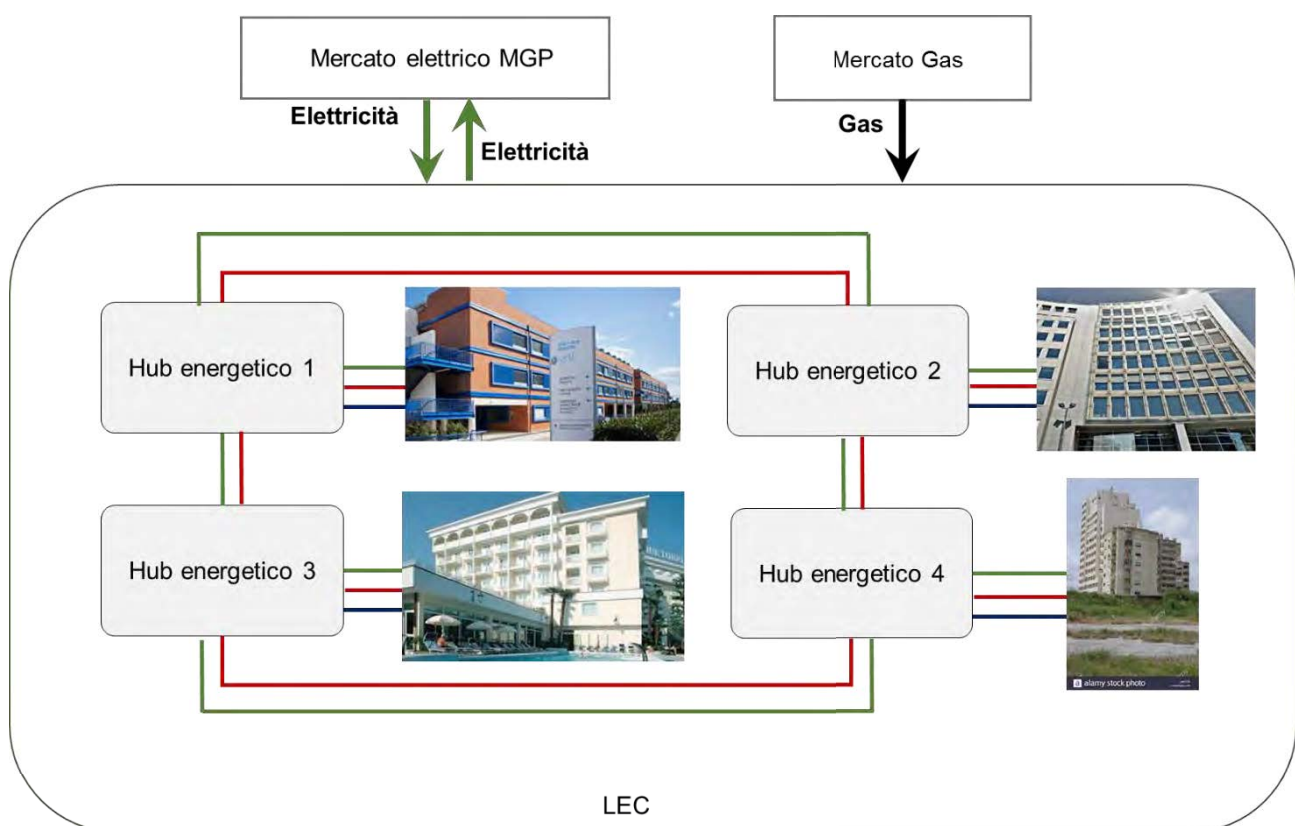


Figura 26. Configurazione della LEC considerata nel caso studio

6.1 Dati di input del modello

I dati di input necessari all'implementazione del modello di ottimizzazione includono, oltre agli scenari di irradianza oraria generati, come riportato al capitolo 4, le richieste energetiche delle specifiche utenze costituenti la comunità, i prezzi dei vettori energetici quali elettricità e gas naturale con riferimento a MGP, le caratteristiche tecniche delle tecnologie in gioco, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC.

6.1.1 Richieste energetiche

Definiti i due mesi rappresentativi della stagione invernale ed estiva, ovvero, rispettivamente, gennaio e luglio, sono state definite le due giornate rappresentative, una per ciascun mese e relativamente a queste,

sono stati definiti i profili di carico elettrici e termici di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente.

In Figura 27 si mostrano i carichi orari elettrici e termici (acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente) con riferimento alle due giornate rappresentative per l'utenza ospedaliera, costruiti sulla base di quanto riportato in [11]. Nel dettaglio, il profilo di carico elettrico relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature può essere considerato essere il medesimo per entrambe le stagioni [12] [13] [14]. Pertanto, per la definizione del profilo di carico elettrico è stato preso a riferimento il profilo di carico elettrico di un giorno ferialo della stagione invernale, in quanto rappresentativo del carico elettrico associato al solo utilizzo delle apparecchiature elettriche dell'ospedale e dei sistemi di illuminazione. Il profilo di carico termico totale, dato dalla somma del profilo di carico per il riscaldamento ambiente e di acqua calda sanitaria è stato definito sulla base dei consumi termici relativi ad un giorno ferialo della stagione invernale, mentre quello di acqua calda sanitaria relativo al giorno della stagione estiva è stato definito sulla base dei consumi di un giorno ferialo della stagione estiva. Infine, è stato definito il profilo di carico per il raffrescamento ambiente. La definizione di tale profilo è stata effettuata sottraendo al profilo di carico elettrico estivo il profilo di carico elettrico invernale, ovvero relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature, e considerando un'efficienza media di conversione elettrico-termico, ovvero considerando come sistema di conversione una pompa di calore con COP costante e pari a 3.

In Figura 28, Figura 29, e Figura 30 sono riportati, rispettivamente, i carichi orari elettrici e termici (acqua calda sanitaria (*DHW – domestic hot water*), riscaldamento (*SH – space heating*) e raffrescamento ambiente (*SC – space cooling*)) con riferimento alle due giornate rappresentative per le 10 unità ad uso ufficio, l'albergo, e le 100 utenze residenziali, definiti, rispettivamente, in base a quanto riportato in [15], [16], e [17].

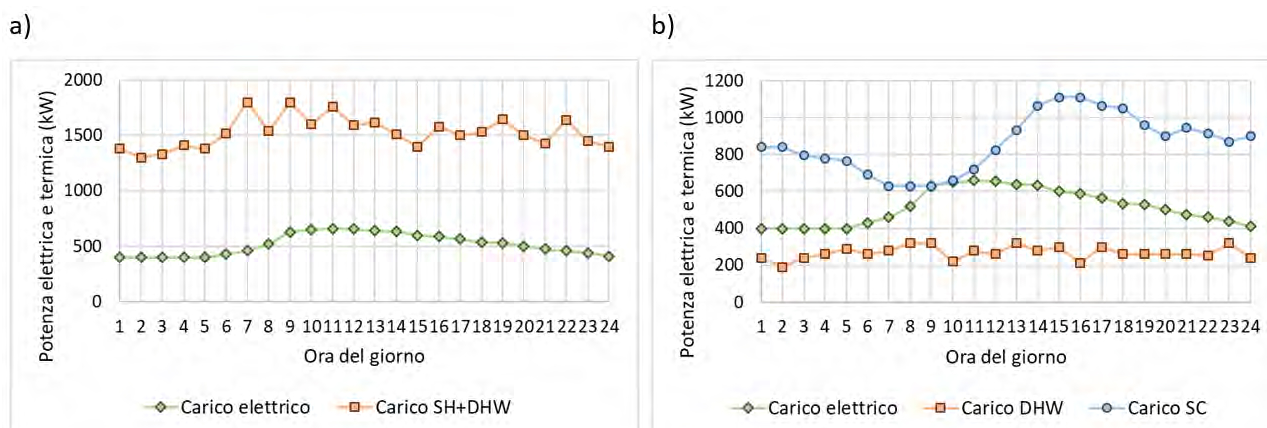
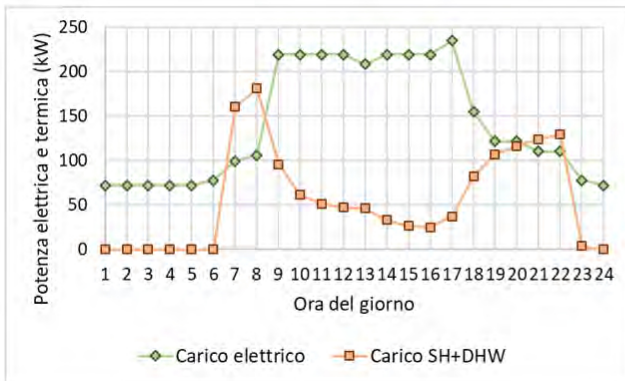


Figura 27. Carichi elettrici e termici orari dell'utenza ospedaliera: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

a)



b)

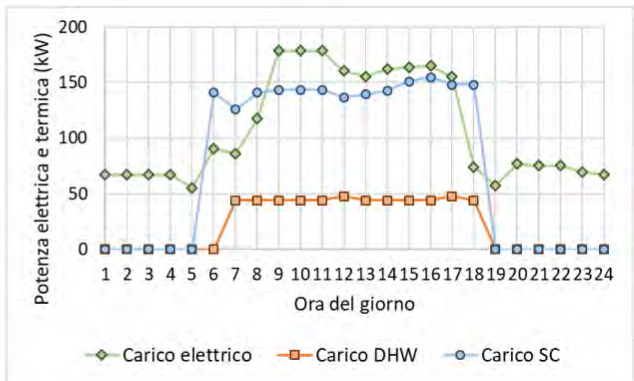
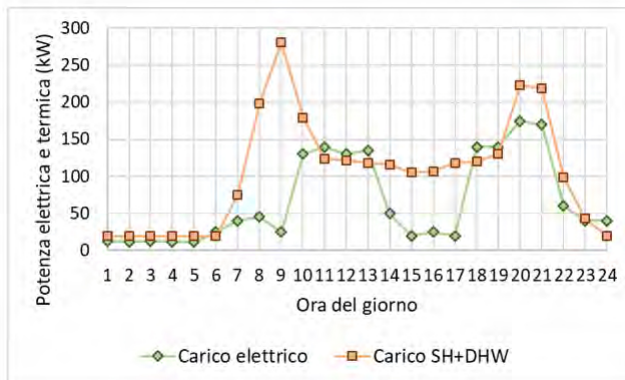


Figura 28. Carichi elettrici e termici orari delle 10 unità ad uso ufficio: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

a)



b)

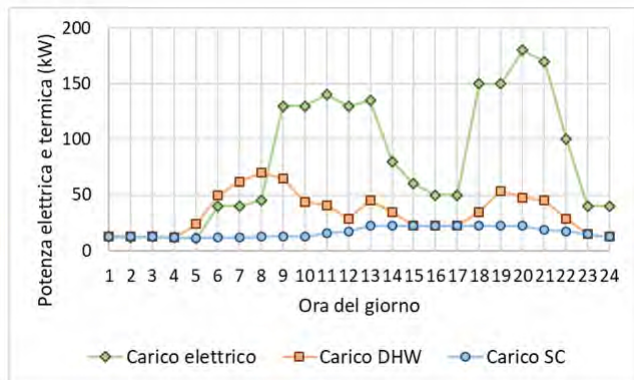
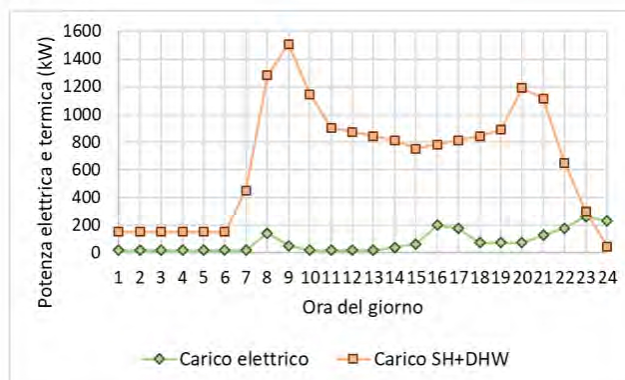


Figura 29. Carichi elettrici e termici orari dell'utenza alberghiera: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

a)



b)

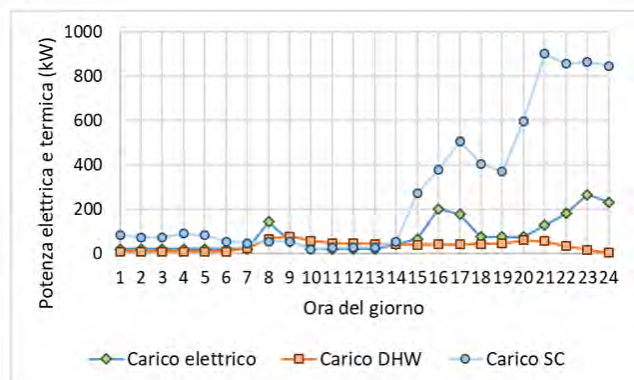


Figura 30. Carichi elettrici e termici orari delle 100 unità residenziali: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

In Tabella 1 è riportata la domanda energetica totale giornaliera associata alla LEC, con riferimento a elettricità, acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente.

Tabella 1. Domanda energetica della LEC per le due giornate rappresentative (kWh).

Stagione	Elettricità	Riscaldamento totale	Raffrescamento ambiente
Invernale	1040	3684	0
Estiva	968	452	1858

6.1.2 Prezzi dei vettori energetici

I prezzi dei vettori energetici in input alla LEC sono stati fissati in base ai prezzi di mercato, come riportato al sito del GME [18].

In Figura 31 si mostrano i prezzi orari medi dell'energia elettrica su MGP per la giornata rappresentativa invernale e estiva, ottenuti, rispettivamente, come media dei prezzi orari giornalieri sull'intero mese di gennaio e luglio.

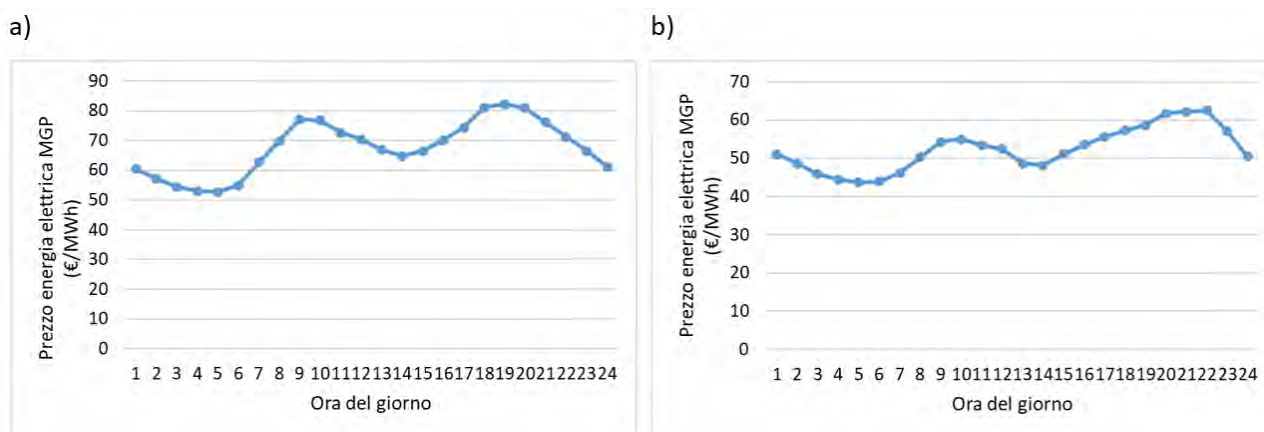


Figura 31. Prezzi orari medi dell'energia elettrica su MGP: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

Per quanto riguarda il prezzo del gas naturale, per la giornata rappresentativa invernale e estiva, è stato ottenuto, rispettivamente, come media del prezzo del gas sui Mercati del Gas del mese di gennaio e di luglio [18]. In dettaglio, esso è stato fissato pari a 0,2302 €/Nm³ per la giornata invernale e pari a 0,1986 €/Nm³ per la giornata estiva.

6.1.3 Dati tecnici delle tecnologie della LEC

La Tabella 2 riporta le caratteristiche tecniche delle tecnologie della LEC, in termini di taglie e efficienze. La definizione di tali dati è stata effettuata in base a quanto riportato in [19], andando a scalare opportunamente le taglie delle tecnologie in funzione dei carichi di picco delle varie utenze della LEC, e andando a fissare le efficienze in corrispondenza delle taglie individuate. Inoltre, è stato assunto che il SOC massimo e minimo per tutte le batterie della LEC corrisponda all'80% e al 20% della capacità. L'efficienza termica della rete di teleriscaldamento è stata assunta pari al 90%.

Tabella 2. Dati tecnici delle tecnologie della LEC.

Tipologia di Utenza	Tecnologia	Taglie (kW)-(kWh)	Efficienza	
			Elettrica	Termica
U1: Ospedale	CHP NG ICE	950 kW _{el}	0,34	0,48
	Caldaia a gas	265		0,9
	PV	3700 mq		0,14
	Pompa di calore	1000 kW _t		$COP^{SH}=3,5$ $COP^{SC}=3,0$
	Assorbitore	260		$COP=0,8$
	Accumulo elettrico	250	$\eta^{Ch} = \eta^{Disch}=0,85$	
	Accumulo termico	200		$\varphi_{TES} = 0,05$
U2: Uffici	CHP NG ICE	340 kW _{el}	0,34	0,48
	Caldaia a gas	50		0,9
	PV	1300 mq		0,14
	Pompa di calore	1000 kW _t		$COP^{SH}=3,5$ $COP^{SC}=3,0$
	Assorbitore	40		$COP=0,8$
	Accumulo elettrico	100	$\eta^{Ch} = \eta^{Disch}=0,85$	
	Accumulo termico	100		$\varphi_{TES} = 0,05$
U3: Albergo	CHP NG ICE	260 kW _{el}	0,33	0,54
	Caldaia a gas	50		0,9
	PV	1000 mq		0,14
	Pompa di calore	125 kW _t		$COP^{SH}=3,5$ $COP^{SC}=3,0$
	Assorbitore	40		$COP=0,8$
	Accumulo elettrico	80	$\eta^{Ch} = \eta^{Disch}=0,85$	
	Accumulo termico	100		$\varphi_{TES} = 0,05$
U4: Cluster di edifici residenziali	CHP NG ICE	380 kW _{el}	0,34	0,48
	Caldaia a gas	230		0,9
	PV	1500 mq		0,14
	Pompa di calore	670 kW _t		$COP^{SH}=3,5$ $COP^{SC}=3,0$
	Assorbitore	210		$COP=0,8$
	Accumulo elettrico	80	$\eta^{Ch} = \eta^{Disch}=0,85$	
	Accumulo termico	150		$\varphi_{TES} = 0,05$

6.1.4 Intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC

I fattori di emissione relativi ai vettori energetici in input alla LEC sono stati fissati pari a 0,354 kg_{CO2}/kWh per l'elettricità di rete, e pari a 0,202 kg_{CO2}/kWh per il gas naturale [20].

6.2 Risultati

6.2.1 Fronti di Pareto

Per il caso studio in esame, il modello di ottimizzazione comprende 80000 vincoli, 9600 variabili decisionali binarie e 30721 variabili decisionali continue. Il problema di ottimizzazione è risolvibile in circa 2 minuti con un *mixed integer gap* pari a 0,01% utilizzando un PC con 2 processori multi-core Intel® Xeon® E5 2.60 GHz con 32GB di RAM.

Si mostra nella figura di seguito il fronte di Pareto ottenuto dalla risoluzione del problema di ottimizzazione con riferimento al caso invernale ed estivo. I punti *ai* e *ae* sono stati ottenuti nel caso di ottimizzazione ambientale, imponendo il valore del peso ω uguale a 0 e, in corrispondenza di tali punti, il costo netto giornaliero atteso risulta massimo e pari a 1831 € nel caso invernale e pari a 1236,4 € nel caso estivo. In corrispondenza di tali punti, l'impatto ambientale in termini di emissioni di CO₂ risulta minimo, ovvero pari a 13245 kgCO₂ nel caso invernale e pari a 9319,6 kgCO₂ nel caso estivo.

I punti *bi* e *be*, invece, sono stati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica, imponendo il valore del peso ω uguale a 1 e, in corrispondenza di tali punti, il costo netto giornaliero atteso risulta minimo e pari a 1262,2 € nel caso invernale e pari a 1200,3 € nel caso estivo. In corrispondenza di tali punti, l'impatto ambientale in termini di emissioni di CO₂ risulta massimo, ovvero pari a 29928 kgCO₂ nel caso invernale e pari a 14004 kgCO₂ nel caso estivo.

I punti interni del fronte di Pareto sono stati invece ottenuti suddividendo l'intervallo in cui può variare il peso ω in 10 punti equidistanti. Ogni punto del fronte di Pareto corrisponde quindi ad una differente soluzione di strategie operative della LEC, ottimizzata secondo criteri economici ed ambientali.

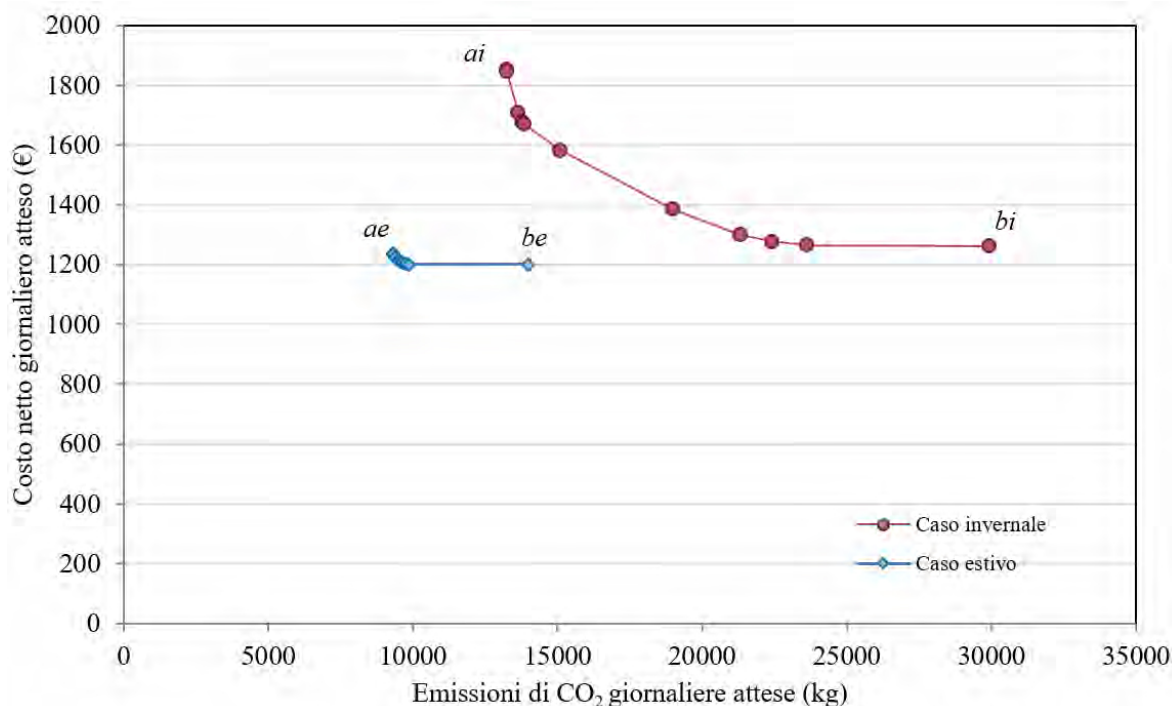


Figura 32. Fronti di Pareto ottenuti nel caso invernale ed estivo

Mettendo a confronto i due fronti di Pareto, si nota che i costi netti giornalieri e le emissioni di CO₂ giornaliere sono nettamente inferiori nel caso estivo, rispetto al caso invernale. Ciò è principalmente dovuto al minore fabbisogno energetico della LEC nel giorno rappresentativo estivo rispetto a quello invernale, così come mostrato in Tabella 1, e al maggiore apporto energetico gratuito e carbon-free offerto dagli impianti fotovoltaici.

6.2.2 Strategie di offerta della LEC su MGP nel caso di ottimizzazione economica e ambientale

Si mostrano nella figura di seguito le strategie di offerta della LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP ottenute con l'ottimizzazione economica per il caso invernale, ovvero in corrispondenza del punto *bi* del fronte di Pareto.

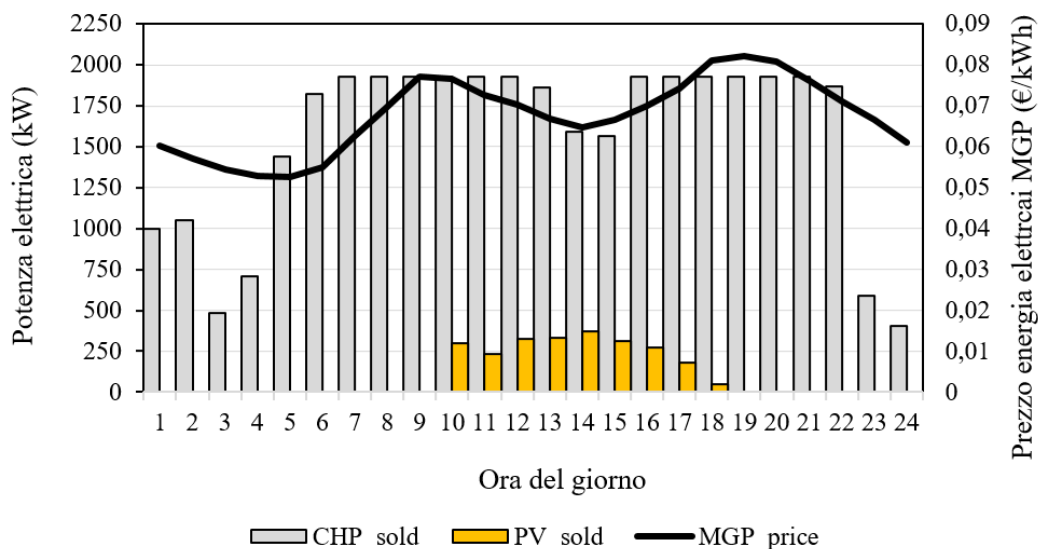


Figura 33. Strategie di offerta della LEC su MGP ottenute con ottimizzazione economica per il caso invernale

Si nota che le strategie di offerta della LEC su MGP sono sensibili rispetto al prezzo dell'energia elettrica. In dettaglio, la potenza elettrica totale erogata dai cogeneratori dei vari hub energetici e venduta su MGP segue l'andamento del prezzo dell'energia elettrica, mostrando valori massimi dall'ora 7 all'ora 12 e dall'ora 15 all'ora 21, e valori minimi all'ora 3 e 4 e all'ora 23 e 24. La potenza elettrica erogata dagli impianti fotovoltaici è venduta su MGP durante le ore centrali della giornata. Tali strategie di offerta della LEC consentono di massimizzare il ricavo legato alla vendita di energia elettrica su MGP, consentendo, pertanto, la minimizzazione del costo netto giornaliero per la LEC in esame.

Nel caso di ottimizzazione ambientale, ovvero in corrispondenza del punto *ai* del fronte di Pareto, sempre con riferimento al caso invernale, le strategie di offerta della LEC su MGP risultano nulle, ovvero la LEC non partecipa a MGP. Tale strategia operativa consente infatti di minimizzare l'impatto ambientale in termini di CO₂ legato al funzionamento delle tecnologie, in quanto queste ultime vengono utilizzate solo per autoconsumo nella LEC.

Le strategie di offerta della LEC su MGP nel caso estivo mostrano un andamento simile a quelle mostrate e discusse per il caso invernale.

6.2.3 Bilanci energetici degli utenti della LEC nel caso di ottimizzazione economica e ambientale

6.2.3.1 Caso invernale

Si mostra nella figura di seguito il bilancio elettrico per l'ospedale ottenuto con l'ottimizzazione economica per il caso invernale, ovvero in corrispondenza del punto *bi* del fronte di Pareto.

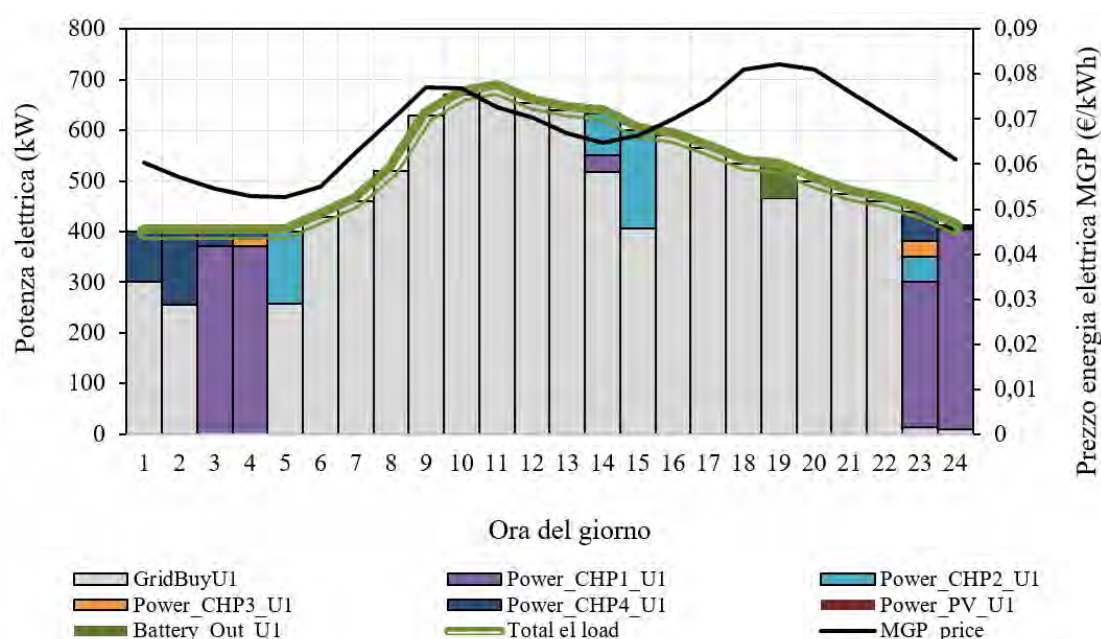


Figura 34. Bilancio elettrico dell'ospedale ottenuto con ottimizzazione economica per il caso invernale

Si nota che il carico elettrico dell'ospedale, dato dalla somma del carico elettrico relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature e della potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore HP1, è in gran parte soddisfatto dalla rete di distribuzione. Nelle ore caratterizzate da un basso prezzo dell'energia elettrica, come alle ore 3 e 4, 14 e 15 e 23 e 24, anche i cogeneratori della LEC contribuiscono al soddisfacimento del carico dell'ospedale. Questo risultato evidenzia che, nel caso di ottimizzazione economica, al fine di massimizzare il ricavo legato alla vendita di energia elettrica su MGP e minimizzare quindi il costo netto giornaliero, l'energia elettrica erogata dai cogeneratori viene in gran parte venduta su MGP, così come mostrato in Figura 33. L'energia elettrica erogata dagli impianti fotovoltaici non viene utilizzata per autoconsumo, ma venduta tutta su MGP, come mostrato in Figura 33. Il bilancio elettrico degli altri utenti della LEC mostra un andamento simile a quello dell'ospedale sopra descritto.

Si mostra nella figura di seguito il bilancio termico per l'ospedale ottenuto con l'ottimizzazione economica per il caso invernale, ovvero in corrispondenza del punto *bi* del fronte di Pareto. Si nota che gran parte del carico termico dell'ospedale è soddisfatto dai cogeneratori della LEC. La caldaia ausiliaria non viene mai azionata, mentre la pompa di calore e il sistema di accumulo termico contribuiscono soprattutto a soddisfare i carichi di picco. Anche in tal caso, il bilancio termico degli altri utenti della LEC mostra un andamento simile a quello dell'ospedale sopra descritto.

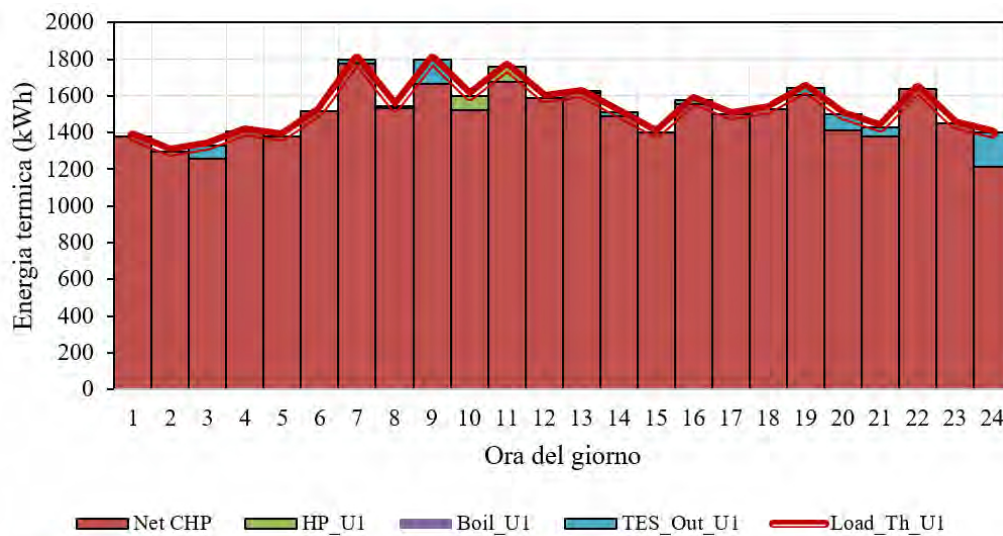


Figura 35. Bilancio termico dell'ospedale ottenuto con ottimizzazione economica per il caso invernale

Si mostra nella figura di seguito il bilancio elettrico per l'ospedale dato dalla somma del carico elettrico relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature e della potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore HP1, ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il caso invernale, ovvero in corrispondenza del punto *ai* del fronte di Pareto. A differenza dei risultati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica mostrati in Figura 34, si nota la rilevanza del contributo dei cogeneratori per il soddisfacimento del carico elettrico dell'utenza. Come discusso al paragrafo precedente, al fine di minimizzare le emissioni di CO₂, la LEC non partecipa a MGP e i cogeneratori e gli impianti fotovoltaici vengono utilizzati solo ai fini dell'autoconsumo. Si nota inoltre che tutti i cogeneratori della LEC contribuiscono a soddisfare l'elevato carico elettrico dell'ospedale.

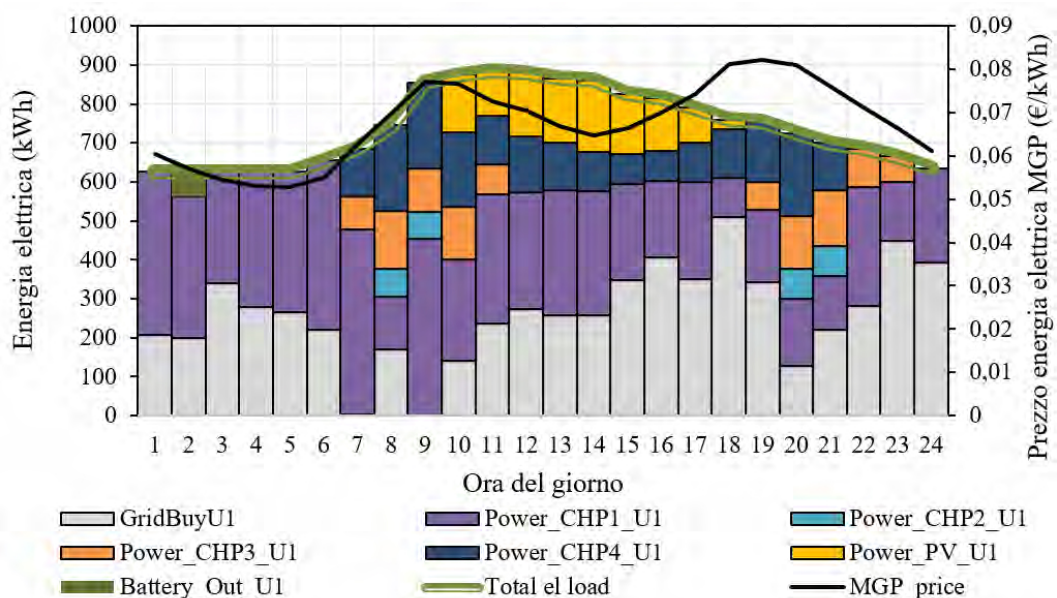


Figura 36. Bilancio elettrico dell'ospedale ottenuto con ottimizzazione ambientale per il caso invernale

Si mostra nella figura di seguito il bilancio termico per l'ospedale ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il caso invernale, ovvero in corrispondenza del punto *ai* del fronte di Pareto. A differenza dei risultati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica mostrati in Figura 35, si nota il contributo rilevante offerto da dalla pompa di calore HP1 per il soddisfacimento del carico termico dell'utenza, evidenziando l'importanza di questa tecnologia per la minimizzazione delle emissioni, grazie alla bassa intensità carbonica dell'elettricità

di rete e all'elevata efficienza di conversione. Si nota inoltre che la caldaie ausiliaria non viene mai azionata, evidenziando quanto questa tecnologia sia poco conveniente dal punto di vista ambientale.

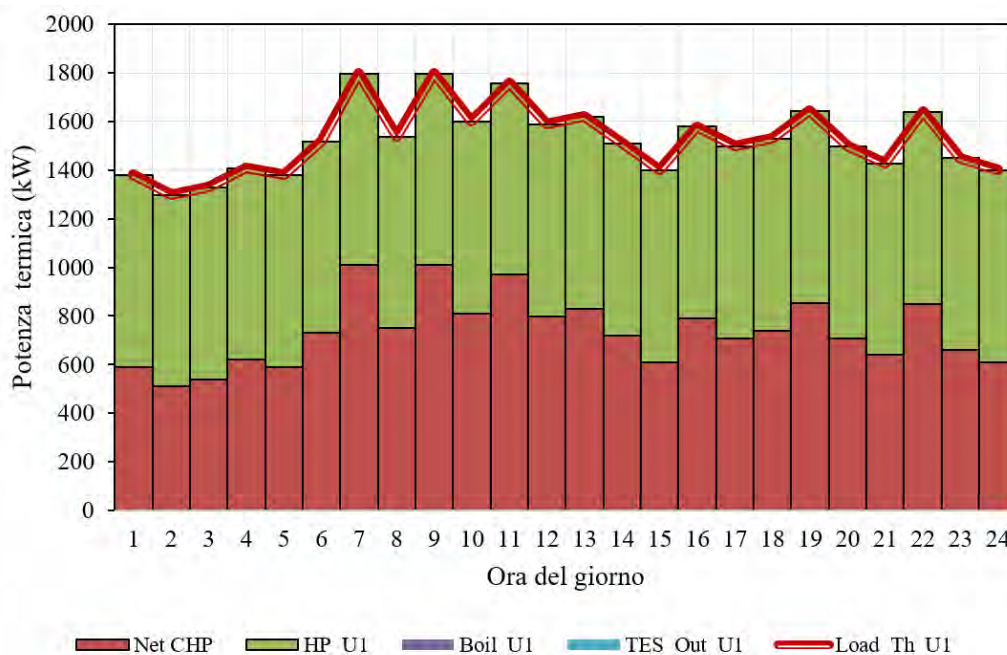


Figura 37. Bilancio termico dell'ospedale ottenuto con ottimizzazione ambientale per il caso invernale

La tabella di seguito mostra le quantità di energia termica giornaliera scambiata tra i quattro hub energetici della LEC ai fini dell'autoconsumo sia nel caso di ottimizzazione economica che ambientale.

Tabella 3. Energia termica giornaliera scambiata tra gli hub energetici della LEC ai fini dell'autoconsumo per il caso invernale (kWh)

HUB energetico (CHP)	CHP1	CHP2	CHP3	CHP4
Utente				
<i>Ottimizzazione economica</i>				
U1 (Ospedale)	30895,1	0	0	0
U2 (Uffici)	3363,8	1439,1	0	3380,9
U3 (Albergo)	2005,6	0	2526,4	2398,7
U4 (Cluster di edifici residenziali)	327,9	0	19,1	10696,2
<i>Ottimizzazione ambientale</i>				
U1 (Ospedale)	17179,2	2,2	0	110,8
U2 (Uffici)	0	197,8	0	244,5
U3 (Albergo)	443,1	157,2	481,3	895,6
U4 (Cluster di edifici residenziali)	15,1	0	0	3144,3

Si nota che la quantità di energia termica scambiata tra i vari hub energetici è maggiore nel caso di ottimizzazione economica, in quanto, in tal caso, i cogeneratori funzionano al massimo carico per vendere energia elettrica su MGP e massimizzare, in tal modo, i ricavi associati. È pertanto disponibile una grande quantità di energia termica che viene utilizzata dalla LEC ai fini dell'autoconsumo. Tale risultato è coerente con quanto mostrato in Figura 35, che evidenzia che il carico termico dell'ospedale è in gran parte soddisfatto dai cogeneratori. Si nota inoltre che per ciascun utente, risulta massima l'energia termica erogata dal cogeneratore dell'hub energetico ad esso associato, in quanto tale strategia operativa consente di minimizzare le perdite di rete, e quindi il costo del gas e le emissioni di CO₂ associate al funzionamento dei cogeneratori.

6.2.3.2 Caso estivo

Si mostra nella figura di seguito il bilancio elettrico per il cluster di edifici residenziali, ottenuto con l'ottimizzazione economica per il caso estivo, ovvero in corrispondenza del punto *be* del fronte di Pareto. In maniera analoga a quanto avviene per il caso invernale, si nota che il carico elettrico dell'utenza, dato dalla somma del carico elettrico relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature e della potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore HP4, è in gran parte soddisfatto dalla rete di distribuzione. I cogeneratori della LEC contribuiscono al soddisfacimento dei carichi di picco del cluster di edifici residenziali. Questo risultato evidenzia che, nel caso di ottimizzazione economica, al fine di massimizzare il ricavo legato alla vendita di energia elettrica e minimizzare quindi il costo netto giornaliero, l'energia elettrica erogata dai cogeneratori viene in gran parte venduta su MGP. La potenza elettrica erogata dall'impianto fotovoltaico non viene utilizzata per autoconsumo, ad eccezione che per le ore 13, 14 e 15, ma venduta tutta su MGP. Il bilancio elettrico degli altri utenti della LEC mostra un andamento simile a quello del cluster di edifici residenziali.

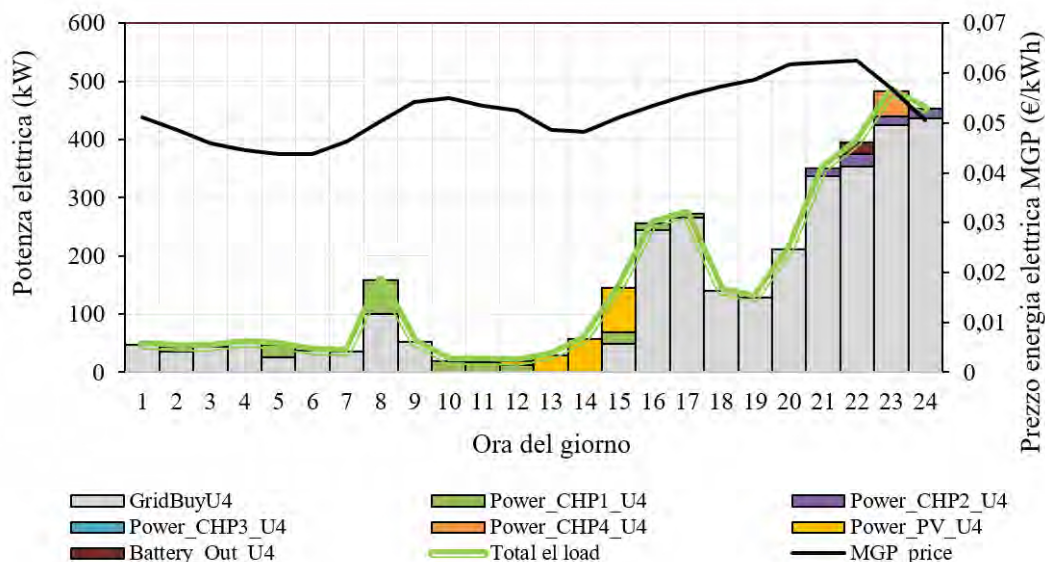


Figura 38. Bilancio elettrico del cluster di edifici residenziali ottenuto con ottimizzazione economica per il caso estivo

Si mostra nella figura di seguito il bilancio termico per il soddisfacimento del carico di raffrescamento del cluster di edifici residenziali ottenuto con l'ottimizzazione economica per il caso estivo, ovvero in corrispondenza del punto *be* del fronte di Pareto. Si nota che la pompa di calore HP4 è generalmente utilizzata per il soddisfacimento del carico dell'utenza nelle ore caratterizzate da un prezzo dell'energia elettrica più basso. Al contrario, in corrispondenza di quelle ore caratterizzate da un prezzo più elevato, ovvero dall'ora 9 all'ora 12, è evidente il contributo dell'assorbitore alimentato dai cogeneratori della LEC per il soddisfacimento del carico dell'utenza. Dall'ora 16 all'ora 22, in cui il prezzo dell'energia elettrica su

MGP è elevato, l'assorbitore funziona a pieno carico e viene utilizzata la pompa di calore HP4 per il soddisfacimento della restante parte di carico. Il bilancio termico degli altri utenti della LEC mostra un andamento simile a quello del cluster di edifici residenziali.

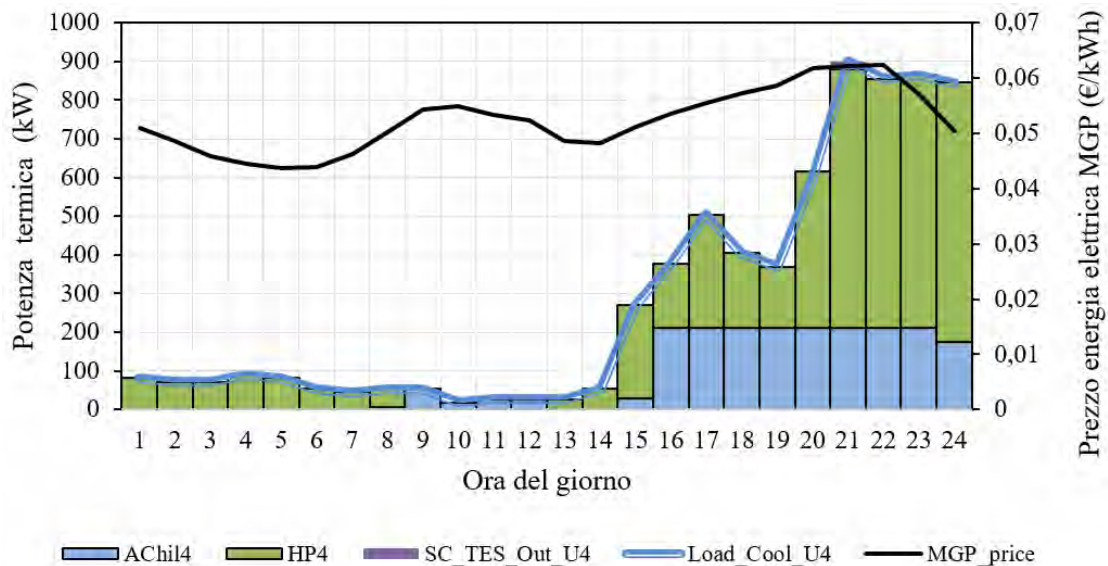


Figura 39. Bilancio termico per raffrescamento ambiente del cluster di edifici residenziali ottenuto con ottimizzazione economica per il caso estivo

Si mostra nella figura di seguito il bilancio elettrico per il cluster di edifici residenziali dato dalla somma del carico elettrico relativo all'utilizzo dei sistemi di illuminazione e delle apparecchiature e della potenza elettrica richiesta dalla pompa di calore HP4, ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il caso estivo, ovvero in corrispondenza del punto *ae* del fronte di Pareto. Si nota che il contributo dei cogeneratori per il soddisfacimento del carico dell'utenza è rilevante. Come discusso al paragrafo precedente, al fine di minimizzare le emissioni di CO₂, la LEC non partecipa a MGP e i cogeneratori e gli impianti fotovoltaici vengono principalmente utilizzati ai fini dell'autoconsumo. Si nota inoltre che tutti i cogeneratori della LEC contribuiscono a soddisfare i carichi di picco dell'utenza. È evidente il contributo del solare fotovoltaico nel soddisfacimento del carico durante le ore centrali della giornata. L'energia elettrica viene acquistata anche nelle ore in cui il prezzo è elevato, in quanto viene utilizzata per alimentare la pompa di calore HP4, come mostrato in Figura 41.

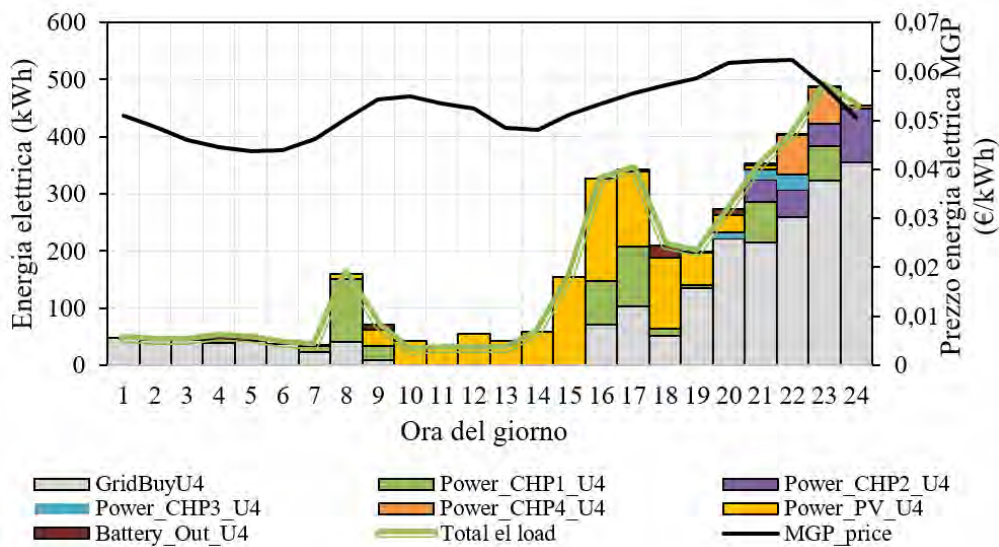


Figura 40. Bilancio elettrico del cluster di edifici residenziali ottenuto con ottimizzazione ambientale per il caso estivo

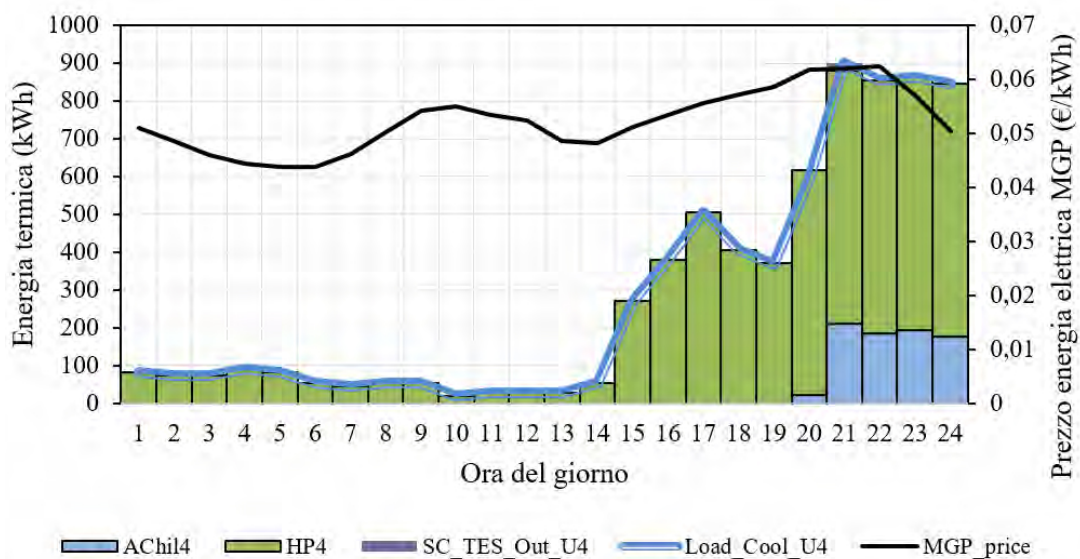


Figura 41. Bilancio termico per raffreddamento ambiente del cluster di edifici residenziali ottenuto con ottimizzazione ambientale per il caso estivo

A differenza del caso di ottimizzazione economica, si nota che il carico termico per raffreddamento ambiente è in gran parte soddisfatto dalla pompa di calore anche nelle ore caratterizzate da un prezzo dell'energia elettrica più elevato, evidenziando l'importanza di questa tecnologia per la minimizzazione delle emissioni, grazie alla bassa intensità carbonica dell'elettricità di rete e all'elevata efficienza di conversione.

6.2.4 Analisi comparativa con un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale

Nel seguito, si riporta l'analisi comparativa economico/ambientale tra la LEC con strategie operative ottimizzate e un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale. Con riferimento a tale sistema, la rete di distribuzione è utilizzata per il soddisfacimento del carico elettrico delle utenze della LEC, le caldaie a gas sono utilizzate per il soddisfacimento del carico termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente e i *chiller* elettrici, alimentati dall'elettricità di

rete, sono utilizzati per il soddisfacimento del carico di raffrescamento. In dettaglio, per il caso convenzionale, il prezzo di acquisto dell'elettricità di rete e del gas è stato assunto uguale per tutti gli utenti della LEC pari rispettivamente a 0,15 €/kWh e 0,477 €/Nm³. I risultati ottenuti confrontando le performance economiche e ambientali della LEC ai punti estremi del fronte di Pareto con quelle del sistema di approvvigionamento convenzionale sono mostrati nella tabella di seguito per il caso invernale ed estivo.

Tabella 4. Confronto con il sistema di approvvigionamento convenzionale per il caso invernale ed estivo

	Ottimizzazione economica	Ottimizzazione ambientale	Caso convenzionale
Caso invernale			
Costo energetico giornaliero (€)	1262,2	1851	6224,8
Emissioni giornaliere (kgCO₂)	29928	13245	20280,6
Caso estivo			
Costo energetico giornaliero (€)	1200,3	1236,4	4812,8
Emissioni giornaliere (kgCO₂)	14004	9319,6	12206,7

Per tale tipologia di sistema, nel caso invernale, il costo energetico giornaliero risulta pari a 6224,8 €. La LEC con strategie operative ottimizzate dal punto di vista economico presenta prestazioni economiche nettamente superiori, consentendo una riduzione del costo energetico netto giornaliero di circa l'80% rispetto al caso convenzionale. Le emissioni di CO₂ giornaliere, nel caso convenzionale, risultano pari a 20280,6 kgCO₂. La LEC con strategie operative ottimizzate dal punto di vista ambientale presenta prestazioni ambientali nettamente superiori, consentendo una riduzione delle emissioni nette giornaliere di circa il 35% rispetto al caso convenzionale.

Con riferimento al caso estivo, il costo energetico giornaliero risulta pari a 4812,8 €. Anche in tal caso, la LEC con strategie operative ottimizzate dal punto di vista economico presenta prestazioni economiche superiori, consentendo una riduzione del costo energetico netto giornaliero di circa il 75% rispetto al caso convenzionale. Le emissioni di CO₂ giornaliere, nel caso convenzionale, risultano pari a 12206,7 kgCO₂. La LEC con strategie operative ottimizzate dal punto di vista ambientale consente di ottenere una riduzione delle emissioni nette giornaliere di circa il 24% rispetto al caso convenzionale.

Dal confronto con il sistema di approvvigionamento convenzionale, emerge pertanto che sia i costi energetici giornalieri che le emissioni di CO₂ giornaliere della LEC con strategie operative ottimizzate, si riducono drasticamente, in un range che va dal 24% all'80%.

7 Conclusioni

Questo documento riporta in dettaglio le attività svolte dal gruppo di lavoro del laboratorio TERIN-STSN-SGRE dell'ENEA nell'ambito della Linea di Attività LA1.70 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, riguardante lo sviluppo di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community come soggetto del mercato. Il lavoro svolto può essere schematizzato nelle seguenti attività di ricerca:

- I. Caratterizzazione dello Use Case che ha permesso l'ottimizzazione operativa economico/ambientale di una Energy Community, intesa come una comunità energetica locale integrata che funge anche da soggetto del mercato.
- II. Modellazione delle incertezze connesse alla generazione fotovoltaica e generazione di un set di scenari di irradianza oraria giornaliera per i mesi di interesse, per la località selezionata, al fine di tener conto della stocasticità della fonte solare nello sviluppo del modello di ottimizzazione. Il set iniziale di scenari è stato generato mediante il metodo della *Roulette Wheel*, e al fine di preservare i 10 scenari più rappresentativi per ciascuna mese di interesse, è stato applicato un processo di riduzione degli scenari basato sul metodo *Fast Forward*.
- III. Sviluppo del tool di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico per la pianificazione ottimizzata delle strategie operative delle tecnologie di generazione, conversione e accumulo della LEC seguendo un approccio MILP. Sono stati, quindi, definiti i vincoli di funzionamento delle tecnologie basati sui modelli matematici delle tecnologie associate, i vincoli di bilancio energetico necessari per assicurare che i carichi assegnati della LEC fossero soddisfatti, e i vincoli aggiuntivi necessari a correlare le interazioni della LEC, nel ruolo di aggregatore, con il mercato del giorno prima. Al fine di trovare il fronte di Pareto delle soluzioni ottimizzate, che include le possibili soluzioni di *trade-off* tra gli obiettivi economico ed ambientale, è stato utilizzato il metodo della somma pesata.
- IV. Definizione del caso studio rappresentativo di una LEC localizzata nella città di Torino, appartenente alla zona climatica italiana E, e costituita da quattro tipologie di utenze: un ospedale, un edificio con 10 unità ad uso ufficio, un albergo, e un cluster con 100 unità residenziali, e implementazione del tool di ottimizzazione multi-obiettivo. Sono stati definiti i dati di input necessari all'implementazione del tool di ottimizzazione che includono: le richieste energetiche delle specifiche utenze costituenti la comunità, i prezzi dei vettori energetici quali elettricità e gas naturale con riferimento al mercato del giorno prima, gli scenari di irradianza oraria generati nel corso della seconda fase, le caratteristiche tecniche delle tecnologie in gioco, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in input alla LEC. È stata poi effettuata un'analisi critica dei risultati ottenuti. Ottenuto il fronte di Pareto, per il caso invernale ed estivo, sono state analizzate le strategie operative delle tecnologie della LEC e analizzate le strategie di offerta della LEC sul mercato del giorno prima sia nel caso di ottimizzazione economica che ambientale. Infine, è stata effettuata un'analisi comparativa economico/ambientale tra la LEC con strategie operative ottimizzate e un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale, in cui il carico elettrico delle utenze della LEC è completamente soddisfatto dalla rete elettrica di distribuzione, il carico termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento ambiente dalle caldaie a gas, e il carico di raffrescamento da *chiller* elettrici, alimentati dall'elettricità di rete.

I risultati ottenuti mostrano come le strategie di offerta della LEC su MGP consentono di massimizzare il ricavo legato alla vendita di energia elettrica, consentendo la minimizzazione del costo netto giornaliero, e come nel caso di ottimizzazione ambientale, il sistema LEC operi in modalità di autoconsumo, presentando, quindi, strategie di offerta su MGP nulle. L'attività svolta ha, inoltre, mostrato il potenziale offerto dal tool proposto per la gestione operativa di comunità energetiche locali integrate in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e dei costi di approvvigionamento energetico rispetto ad un sistema di approvvigionamento convenzionale. Infatti, l'analisi comparativa svolta confrontando le prestazioni

economico/ambientali della LEC con strategie operative ottimizzate con quelle di un sistema di approvvigionamento energetico convenzionale tipicamente utilizzato sul territorio nazionale, ha mostrato che per entrambe le stagioni considerate, la LEC permette una notevole riduzione dei costi di approvvigionamento energetico e delle emissioni di CO₂. Nel dettaglio, nel caso invernale, il costo energetico giornaliero ottenuto per la LEC nel caso di ottimizzazione economica risulta inferiore di circa l'80% rispetto a quello associato al sistema convenzionale, mentre le emissioni di CO₂ giornaliere ottenute nel caso di ottimizzazione ambientale risultano inferiori di circa il 35% rispetto a quelle associate al sistema convenzionale. Analogamente, per il caso estivo, il costo energetico giornaliero ottenuto per la LEC nel caso di ottimizzazione economica risulta inferiore di circa il 75% rispetto al costo energetico netto giornaliero associato al sistema convenzionale, mentre le emissioni di CO₂ giornaliere ottenute nel caso di ottimizzazione ambientale risultano inferiori di circa il 24% rispetto a quelle associate al caso convenzionale.

8 Riferimenti bibliografici

- [1] Y. Li e E. Zio, «Uncertainty analysis of the adequacy assessment model of a distributed generation system,» *Renewable Energy*, pp. 235-244, 2012.
- [2] S. H. Karaki, R. B. Chedid e R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n. 3, pp. 766-772, 1999.
- [3] D. K. Khatod, V. Pant e J. Sharma, «Analytical Approach for Well-Being Assessment of Small Autonomous Power Systems With Solar and Wind Energy Sources,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, n. 2, pp. 535-545, 2010.
- [4] K. P. Murphy, *Machine Learning: A Probabilistic Perspective*, The MIT Press, 2012.
- [5] Z. Michalewicz, *Genetic algorithms + data structures = evolution programs*, Springer-Verlag, 1996 .
- [6] P. Pourghasem, F. Sohrabi, M. Abapour e B. Mohammadi-Ivatloo, «Stochastic multi-objective dynamic dispatch of renewable and CHP-based islanded microgrids,» *Electric Power Systems Research*, 2019.
- [7] K. Bruninx e E. Delarue, «Scenario reduction techniques and solution stability for stochastic unit commitment problem,» in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium, 2016.
- [8] N. Growe-Kuska, H. Heitsch e W. Roemisch, «Scenario reduction and scenario tree construction for power management problem,» in *IEEE Power Tech Conference Proceedings*, Bologna (Italy), 2003.
- [9] K. Deb. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. John Wiley and Sons; 2001, ISBN 047187339X.
- [10] A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, S. Galloway. Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14(5):1353-1366..
- [11] Diagnosi energetica di un Presidio Ospedaliero: Valutazione sull'utilizzo della cogenerazione per il P.O. Martini di Torino. Politecnico di Torino, luglio 2018.
- [12] L. Mongibello, N. Bianco, M. Caliano, G. Graditi. Influence of heat dumping on the operation of residential micro-CHP systems. *Applied Energy* 2015;160:206-220.
- [13] E.S. Barbieri, F. Melino, M. Morini. Influence of the thermal energy storage on the profitability of micro CHP systems for residential building applications. *Applied Energy* 2012;97:714–22.
- [14] M. Bianchi, A. De Pascale, P.R. Spina. Guidelines for residential micro-CHP systems design. *Applied Energy* 2012;97:673–85.
- [15] M. Di Somma, G. Graditi e P. Siano, Optimal Bidding Strategy for a DER Aggregator in the Day-Ahead Market in the Presence of Demand Flexibility. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 2, pp. 1509-1519.
- [16] F. Foiadelli, S. Nocerino, M. Di Somma e G. Graditi, Optimal Design of DER for Economic/Environmental Sustainability of Local Energy Communities. *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2018.
- [17] M. Di Somma, M. Caliano, G. Graditi, A. Pinnarelli, D. Menniti, N. Sorrentino, G. Barone. Designing of Cost-Effective and Low-Carbon Multi-Energy Nanogrids for Residential Applications. *Inventions* 2020, 5, 7; doi:10.3390/inventions5010007.
- [18] <http://www.mercatoelettrico.org/it/////>.
- [19] M. Di Somma, B. Yan, N. Bianco, G. Graditi, P.B. Luh, L. Mongibello, V. Naso. Multi-objective design optimization of distributed energy systems through cost and exergy assessments. *Applied Energy* 204 (2017) 1299–1316.

- [20] M. Di Somma, G. Graditi, E. Heydarian-Forushani, M. Shafie-khah, P. Siano (2018). Stochastic optimal scheduling of distributed energy resources with renewables considering economic and environmental aspects. *Renewable energy*, 116, 272-287.