



Ricerca di Sistema elettrico

Pianificazione operativa day-ahead di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community: applicazione a casi reali

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

Report RdS/PTR(2021)/055

PIANIFICAZIONE OPERAZIONALE DAY-AHEAD DI HUB ENERGETICI MULTI-VETTORE IN ASSETTO LOCAL ENERGY COMMUNITY: APPLICAZIONE A CASI REALI

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

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - III annualità

Obiettivo: Tecnologie

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

Work package: Local Energy District

Linea di attività: Pianificazione operativa day-ahead di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community: applicazione a casi reali

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Indice

| | |
|--|----|
| SOMMARIO..... | 4 |
| 1 INTRODUZIONE..... | 5 |
| 2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI | 6 |
| 3 DESCRIZIONE DEI CASI REALI | 8 |
| 3.1 CAMPUS DI SAVONA | 8 |
| 3.2 CAMPUS UNIVPM | 12 |
| 4 ANALISI DEI DATI..... | 18 |
| 4.1 DEFINIZIONE DEGLI SCENARI DI IRRADIANZA | 18 |
| 4.1.1 <i>Campus di Savona</i> | 18 |
| 4.1.2 <i>Campus UNIVPM</i> | 24 |
| 4.2 RICHIESTE ENERGETICHE | 27 |
| 4.2.1 <i>Campus di Savona</i> | 27 |
| 4.2.2 <i>Campus UNIVPM</i> | 29 |
| 4.3 ALTRI DATI DI INPUT DEL TOOL DI OTTIMIZZAZIONE | 29 |
| 4.2.1 <i>Campus di Savona</i> | 29 |
| 4.2.2 <i>Campus UNIVPM</i> | 31 |
| 5 ANALISI DEI RISULTATI DEL TOOL DI OTTIMIZZAZIONE | 33 |
| 5.1 CAMPUS DI SAVONA | 33 |
| 5.1.1 <i>Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato</i> | 33 |
| 5.1.3 <i>Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i> | 35 |
| 5.1.3.1 <i>Caso invernale</i> | 35 |
| 5.1.3.2 <i>Caso estivo</i> | 37 |
| 5.2 CAMPUS UNIVPM | 40 |
| 5.2.1 <i>Caso senza interazione con MGP</i> | 40 |
| 5.2.1.1 <i>Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato</i> | 40 |
| 5.2.1.2 <i>Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i> | 41 |
| 5.2.1.2.1 <i>Caso invernale</i> | 41 |
| 5.2.1.2.2 <i>Caso estivo</i> | 42 |
| 5.2.2 <i>Caso con interazione con MGP</i> | 44 |
| 5.2.2.1 <i>Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato</i> | 44 |
| 5.2.2.2 <i>Strategie di offerta della LEC su MGP nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i> | 45 |
| 5.2.2.3 <i>Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale</i> | 46 |
| 5.2.2.3.1 <i>Caso estivo</i> | 47 |
| 6 CONCLUSIONI..... | 48 |
| 7 RIFERIMENTI | 49 |

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 LA1.71 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, che ha avuto come obiettivo la pianificazione operativa day-ahead di hub energetici multi-vettore reali operanti in assetto Local Energy Community (LEC).

L'attività svolta ha permesso di analizzare dal punto di vista economico e ambientale i benefici derivanti dall'ottimizzazione operativa di due infrastrutture multi-energetiche reali caratterizzate dalla presenza di uno o più hub energetici multi-vettore, in grado di soddisfare le richieste energetiche variabili 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 (MGP) tramite opportune strategie di offerta. Le due infrastrutture reali considerate sono quella del campus universitario di Savona dell'Università di Genova, e quella dell'Università Politecnica delle Marche.

L'analisi ha previsto l'utilizzo del tool di ottimizzazione stocastica di tipo MILP (*Mixed-Integer Linear Programming*) sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma, che, dopo un adeguamento necessario alla descrizione dei due casi reali considerati, ha permesso di pianificare le strategie operative delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo facenti parte delle due LEC, nonché le strategie di offerta delle LEC, nel ruolo di aggregatore, per la partecipazione al Mercato del Giorno Prima, considerando sia obiettivi economici che ambientali. Come nella precedente annualità, l'obiettivo economico coincide con la minimizzazione del costo energetico netto giornaliero atteso associato alle LEC, mentre l'obiettivo ambientale coincide con la minimizzazione delle emissioni di CO₂ giornaliere attese associate alle LEC. Anche per questi due casi, 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.

L'analisi ha previsto, inoltre, il confronto economico/ambientale tra le prestazioni delle due LEC con strategie operative ottimizzate e quelle delle due LEC operanti nelle condizioni attuali, ovvero non ottimizzate. Da tale confronto è emerso che sia i costi energetici giornalieri che le emissioni di CO₂ giornaliere associati alle comunità con strategie operative ottimizzate migliorano in maniera significativa rispetto ai casi attuali, dimostrando la necessità di operare ottimizzando le strategie operative di sistemi reali e confermando nuovamente l'efficacia del tool proposto.

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 riporta la descrizione dei due casi reali considerati; il capitolo 4 riporta l'analisi dettagliata dei dati di irradianza e di consumo misurati presso i due campus, e il capitolo 5 riporta 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 LA1.71 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, che ha auto come obiettivo la pianificazione operativa day-ahead di hub energetici multi-vettore reali operanti in assetto Local Energy Community (LEC).

Nel dettaglio, l'attività svolta ha previsto l'utilizzo del tool di ottimizzazione sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma, riportato al report RdS/PTR(2020)/035 "Sviluppo e implementazione di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community come soggetto del mercato" applicato ai due casi reali consistenti negli hub energetici multi-vettore del campus universitario di Savona dell'Università di Genova, e del campus universitario dell'Università Politecnica delle Marche.

Il tool utilizzato 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 ha permesso di pianificare la gestione operativa delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo presenti negli hub-energetici multi-vettore delle due LEC, nonché, quando previsto, le strategie di offerta per la partecipazione delle LEC, nel ruolo di aggregatore, al Mercato del Giorno Prima, considerando obiettivi economici e ambientali.

Come per il caso studio analizzato nel corso della precedente annualità, data la presenza della rinnovabile solare, nell'implementazione del modello di ottimizzazione, opportunamente adeguato ai due casi reali considerati, è stato utilizzato un approccio di tipo stocastico. Partendo dai dati misurati di irradianza solare e generazione fotovoltaica nelle specifiche località, sono state, quindi, modellate le incertezze legate alla generazione fotovoltaica e sono stati generati dei set di scenari di irradianza oraria per i mesi di interesse rappresentativi della stagione invernale ed estiva per le specifiche località considerate.

Gli altri input necessari all'implementazione del tool di ottimizzazione sono stati: le richieste energetiche associate alle utenze delle LEC, definite in base ai dati di consumo misurati presso i due campus, i prezzi dei vettori energetici in input, le caratteristiche tecniche delle tecnologie in gioco, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in input alle LEC. Come per la precedente annualità, 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 giornaliero attese associati alle due LEC.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

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

- I. Durante la prima fase della corrente annualità, l'attività si è focalizzata sullo studio dei casi reali da ottimizzare mediante il tool di ottimizzazione stocastica multi-obiettivo economico-ambientale sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma, riportata al Report RdS/PTR(2020)/035 [1]. Nel dettaglio, è stato necessario analizzare i due campus universitari considerati, ovvero il campus di Savona dell'Università di Genova, e il campus dell'Università Politecnica delle Marche (UnivPM), al fine di definire le configurazioni delle LEC, in termini di localizzazione, tecnologie coinvolte e interazione con il Mercato del Gas e il Mercato del Giorno Prima, delle quali poter effettuare l'ottimizzazione operativa secondo obiettivi economici e ambientali. Come descritto al report RdS/PTR(2020)/035 [1], obiettivo del tool di ottimizzazione è l'individuazione delle strategie operative ottimali orarie delle varie tecnologie di generazione, conversione e accumulo delle due LEC, nonché delle strategie di offerta orarie per la partecipazione delle 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.
- II. Durante la seconda fase della corrente annualità, l'attività si è focalizzata sull'analisi dei dati di irradianza solare (o di produzione di energia elettrica da fotovoltaico) e di consumo misurati presso le due LEC reali considerate, al fine della definizione dei dati di input necessari per l'implementazione del modello di ottimizzazione. Nel dettaglio, tale attività ha previsto, per ciascun caso, la modellazione delle incertezze connesse all'irradianza solare e alla generazione fotovoltaica e la generazione di un set di scenari per mesi di interesse (gennaio e luglio), e le località in cui sono ubicati i due campus, da implementare nei casi studio, al fine di tener conto della stocasticità della fonte solare nell'implementazione 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 e per ciascun caso. Nel corso della seconda fase, inoltre, sono state analizzate le richieste energetiche dei due campus considerati. Per entrambi i casi, definiti i due mesi rappresentativi della stagione invernale ed estiva, ovvero, rispettivamente, gennaio e luglio, sono state definite, per ciascun mese, due giornate rappresentative e due giornate specifiche, e relativamente a queste, sono stati definiti i profili di carico orari elettrici e termici di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente. Infine, in accordo allo studio condotto nel corso della prima fase, sono stati definiti gli ulteriori dati di input del tool, ovvero le tecnologie costituenti le due LEC, in termini di taglie e efficienze, i prezzi dei vettori energetici in input, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in gioco.
- III. Durante la terza e ultima fase della corrente annualità, il tool di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico sviluppato nel corso della precedente annualità è stato adeguato ai due casi reali da trattare. Sono stati, quindi, definiti i vincoli di funzionamento delle tecnologie in gioco basati sui modelli matematici delle tecnologie associate, i vincoli di bilancio energetico necessari per assicurare che i carichi assegnati delle LEC fossero soddisfatti, e i vincoli aggiuntivi necessari a correlare le interazioni (quando presenti) delle LEC, nel ruolo di aggregatore, con il Mercato del Giorno Prima. È stata poi effettuata un'analisi critica dei risultati ottenuti. In particolare, per i casi invernali ed estivi, sono state analizzate le strategie operative delle LEC e le strategie di offerta delle LEC (quando presenti) sul Mercato del Giorno Prima sia nel caso di ottimizzazione economica che ambientale. Nel caso specifico dell'Università Politecnica delle Marche, per la quale al momento non è prevista la possibilità di vendita dell'energia elettrica

generata in rete, è stato analizzato anche il caso in cui la LEC possa interagire in tal senso con il Mercato del Giorno Prima, al fine di poter valutare un possibile upgrade della gestione della LEC.

3 Descrizione dei casi reali

Questo capitolo riporta la descrizione dei due casi reali considerati ai fini dell'analisi. Nel dettaglio, essi consistono nella rete del campus universitario di Savona e della rete del campus dell'Università Politecnica delle Marche (UnivPM).

3.1 Campus di Savona

Il campus di Savona dell'Università di Genova si sviluppa per un'area di circa 60.000 m² ed è localizzato a 2 km dal centro della città di Savona (Figura 1). Esso ospita i laboratori di ricerca dell'Università, i centri di ricerca e alcune piccole medie imprese come la Fondazione CIMA – Centro Internazionale in Monitoraggio Ambientale. Circa 2000 studenti seguono le lezioni nel campus, dove vengono offerti corsi collegati alla scuola Politecnica, alla scuola di Medicina e alla scuola di Scienze Sociali.

Il campus contiene anche una biblioteca, una caffetteria, impianti sportivi, residenze universitarie e altri servizi.



Figura 1 – Posizione del campus di Savona (immagine presa da Google Maps)

All'interno del campus è stata realizzata un'infrastruttura dimostrativa di poligenerazione chiamata Smart Polygeneration Microgrid (SPM), una vera e propria smart grid in bassa tensione che contribuisce ogni giorno a soddisfare le reali richieste termiche ed elettriche del campus.

Nel campus è stato inoltre realizzato lo Smart Energy Building (SEB), edificio intelligente, ad elevata automazione ed interazione con i suoi utenti, direttamente connesso alla SPM, peculiarità che ne connota una valenza unica in Italia, quale infrastruttura urbana "Smart City". L'edificio è caratterizzato da un Building Management System (BMS), direttamente comunicante con la piattaforma di gestione energetica (EMS) della microrete, e da un'alimentazione interamente proveniente da fonti rinnovabili (geotermia per il fabbisogno termico ed impianto fotovoltaico per quello elettrico).

Il SEB, inoltre, ospita il "Living Lab Microgrid", laboratorio nazionale congiunto Enel-Università di Genova per lo studio e la simulazione sul campo delle tecnologie energetiche della Smart City del Futuro, la cui attività è volta alla sperimentazione di sistemi energetici urbani resilienti e sostenibili.

L'SPM è composta dalle seguenti tecnologie:

- Due microturbine di cogenerazione alimentate da gas naturale Capstone C65 ciascuna di 65 kW_{el}/ 112 kW_{th} con un rendimento medio del 28%.
- Due caldaie a gas naturale di potenza termica nominale di 450 kW ciascuna;
- Macchine ad assorbimento da 220 kW_{co} e COP medio in raffrescamento di 0,9;

- Due impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di picco complessiva di 95 kW_e e un rendimento medio del 13%;
- Un sistema di accumulo elettrico per una capacità totale di 141 kWh e rendimento medio del 86% e con una potenza massima di carica e scarica pari rispettivamente a 36 kW e 48 kW;
- Una pompa di calore (aria-acqua) di 135 kW_e e 340 kW_{co} con un COP medio in raffrescamento di 2,3.
- 4 Stazioni di ricarica per veicoli elettrici:
 - Due stazioni Pole Station Enel con una potenza massima di carica di 22 kW;
 - Due stazioni Enel Vehicle-to-Grid (V2G) con una potenza massima di carica di 10 kW e una potenza massima di scarica di 9 kVA.

Questi componenti sono dislocati come mostrato in Figura 2.

L'SPM è controllata e gestita da un sistema a tre livelli composto da dispositivi di acquisizione dati dal campo e di automazione, un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) e un EMS (Energy Management System).

I sistemi SCADA e EMS sono installati su due server identici posizionati nella Control Room dove i tecnici monitorano tutti i dispositivi installati nell'SPM. In particolare, le unità di generazione e i carichi sono costantemente monitorati e i relativi dati prodotti (misure elettriche e termiche) vengono collezionati e utilizzati dall'EMS per valutare le performance degli impianti.

Gli operatori accedono al sistema di monitoraggio attraverso delle workstation presenti nella Control Room attraverso un'interfaccia web resa disponibile dall'ambiente WinCC dello SCADA.

I dati collezionati sono memorizzati in un NAS (Network Attached Storage), e un Sistema UPS (Uninterruptible Power Supply) dedicato garantisce l'alimentazione alla Control Room.

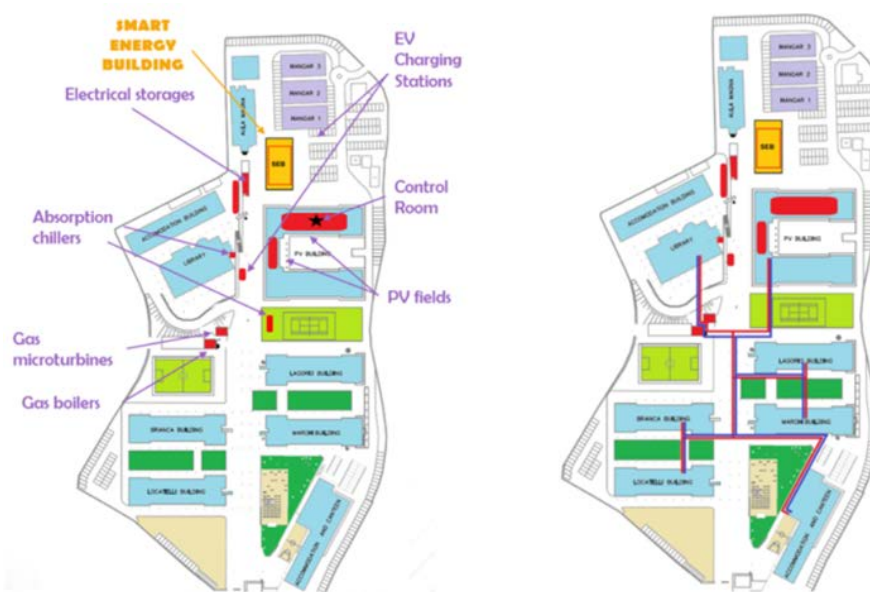


Figura 2 – Le tecnologie dell'SPM (sinistra) e la rete di distribuzione del calore (destra)

Il SEB è un edificio sostenibile e connesso all'SPM come un "prosumer", in quanto è dotato di impianti di generazione da fonte rinnovabile e da misure di efficientamento energetico.

L'edificio è composto da due piani, ognuno di 510 m², ed è alto 10 m. L'edificio è certificato come A4 (la classe energetica più alta secondo la classificazione italiana dell'efficienza energetica degli edifici). Il SEB è inoltre un edificio a zero emissioni, visto che i carichi elettrici sono completamente soddisfatti dall'impianto fotovoltaico e dai sistemi di storage dell'SPM, mentre i carichi termici e di raffrescamento sono soddisfatti da una pompa di calore geotermica.



Figura 3 – Lo Smart Energy Building (SEB) del campus

Il SEB ospita tre laboratori, una palestra, due aule e alcuni uffici.

Presso il SEB, sono installate le seguenti tecnologie:

- Una pompa di calore geotermica (GHP) (terreno-acqua) di $46 \text{ kW}_{\text{th}}$ / $44,3 \text{ kW}_{\text{co}}$, COP medio in riscaldamento di 2,94, COP medio in raffreddamento di 2,52;
- Una pompa di calore per l'acqua calda sanitaria (DHWHP) di $11,5 \text{ kW}_{\text{th}}$ e COP medio in riscaldamento di 2,8;
- Un impianto fotovoltaico (PV) con potenza nominale di $21,25 \text{ kW}$ con rendimento medio del 14%;
- Un sistema di accumulo per l'acqua calda sanitaria di 500 l;
- Lampadine a basso consumo:
 - 111 lampadine a LED da 20 W per ogni stanza;
 - 10 lampadine a LED da 50 W per ogni laboratorio;
 - 8 lampadine a LED da 60 W installate all'esterno;
- Una stazione di ricarica Enel V2G con una potenza massima di carica di 10 kW e una potenza massima di scarica di 9 kVA;

La produzione elettrica e termica, così come i carichi, sono monitorati e gestiti in modo da ridurre le spese energetiche e l'impatto ambientale. Inoltre, diversi livelli di comfort interno possono essere settati dal BMS per controllare la richiesta energetica dell'edificio.

Il punto di connessione alla rete di distribuzione elettrica è unico ed è rappresentato da un punto ENEL da 15 kV (Figura 4) ed è consentito lo scambio bidirezionale con la rete.

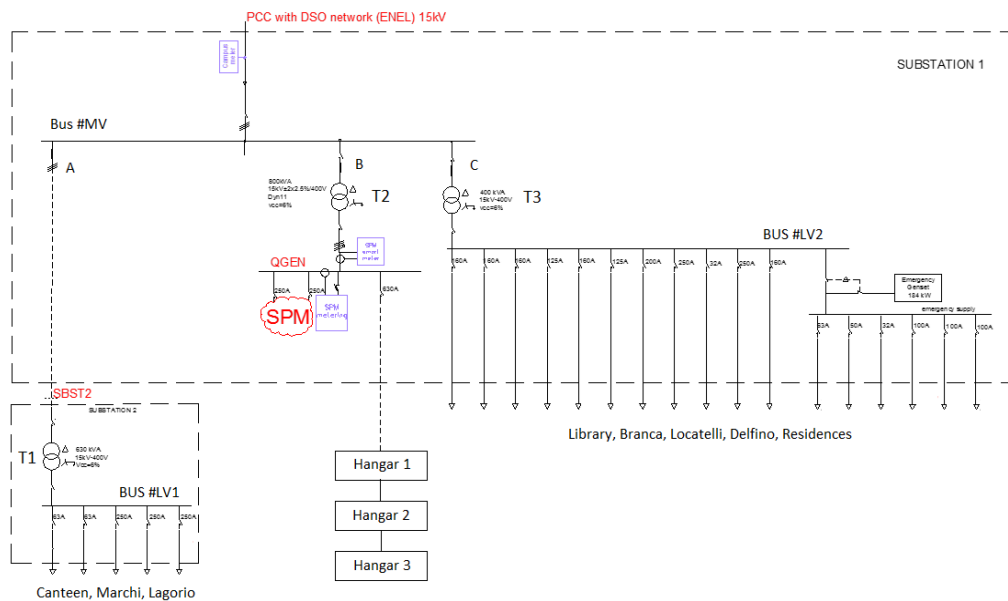


Figura 4 - Schema elettrico unifilare del campus di Savona

Nella Figura 5 viene mostrato lo schema funzionale della Local Energy Community considerata associata al campus di Savona. La LEC è composta da due hub energetici interconnessi elettricamente, il primo associato all'SPM e il secondo al SEB. La LEC globalmente partecipa al Mercato del Giorno Prima (MGP) acquistando o vendendo energia elettrica e acquista il gas naturale dal Mercato del Gas.

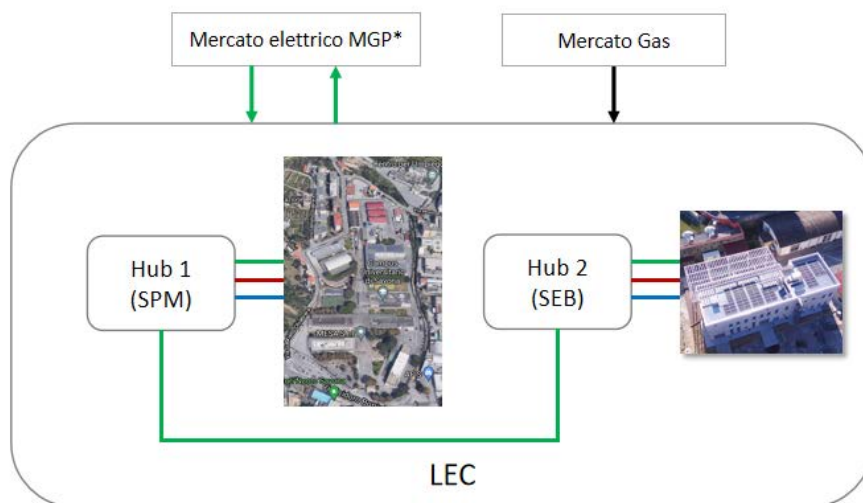


Figura 5 – Schema funzionale della LEC per il campus di Savona

In dettaglio, come si vede dalla Figura 6, per l'utente 1, ovvero le palazzine legate all'SPM, il fabbisogno energetico è soddisfatto come segue:

- Il fabbisogno elettrico può essere soddisfatto dalla rete elettrica di distribuzione, da un impianto fotovoltaico, dagli impianti di cogenerazione e dalle batterie;
- Il fabbisogno di energia termica per l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento ambiente può essere soddisfatto dagli impianti di cogenerazione e dalle due caldaie a gas naturale;
- Il fabbisogno di energia termica per il raffrescamento ambiente può essere soddisfatto dagli assorbitori alimentati dai cogeneratori e dalle caldaie a gas e dalle pompe di calore.

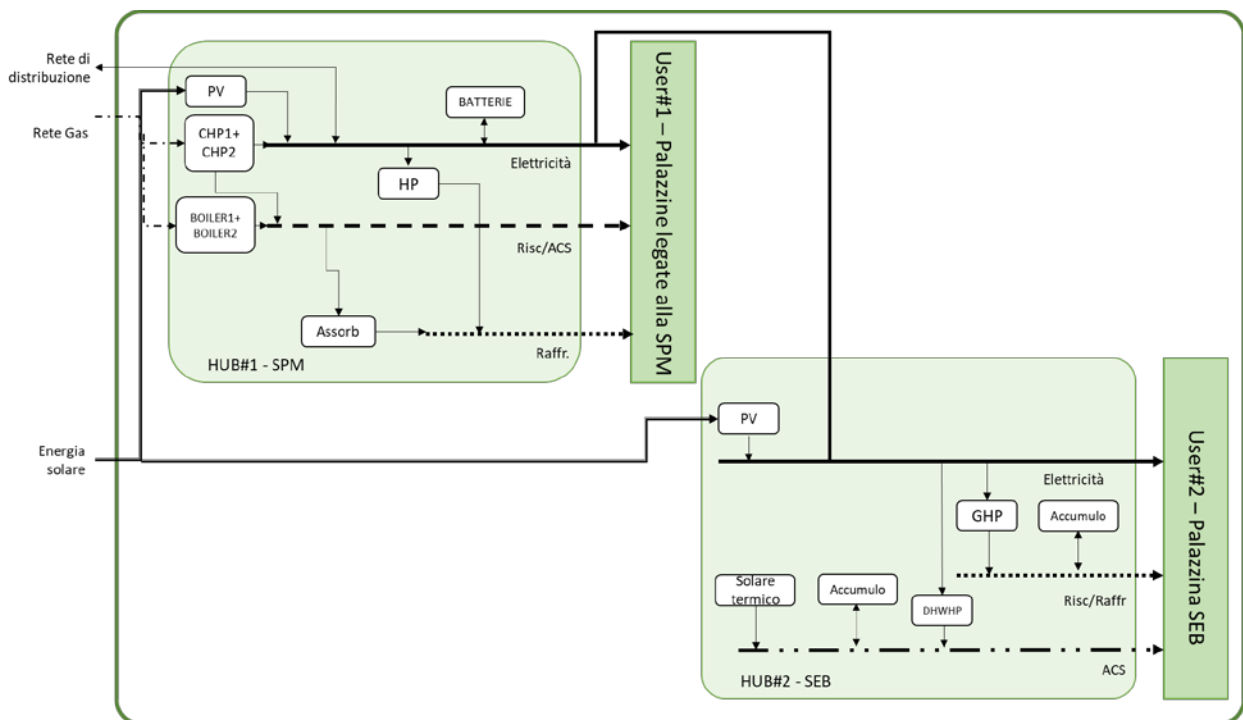


Figura 6 - Schema funzionale della LEC per il campus di Savona con il dettaglio dei due Hub energetici

Per l'utente 2, ovvero la palazzina SEB, il fabbisogno energetico è soddisfatto come segue:

- Il fabbisogno elettrico può essere soddisfatto dal fotovoltaico e dall'energia elettrica prodotta dall'hub energetico 1;
- Il fabbisogno di energia termica per il raffrescamento e il riscaldamento ambiente può essere soddisfatto dalla pompa di calore geotermica accoppiata al sistema di accumulo termico;
- Il fabbisogno di energia per l'acqua calda sanitaria è soddisfatto dal solare termico accoppiato al sistema di accumulo e dalla pompa di calore.

3.2 Campus UNIVPM

Il campus del Polo di Motedago dell'Università Politecnica delle Marche, ad Ancona, è una cittadella universitaria che ospita le facoltà di Ingegneria, Agraria e Scienze. Il campus è composto da diversi plessi adibiti a uffici, aule di insegnamento e laboratori (Figura 7). Il campus è collegato alla rete elettrica locale mediante una cabina di trasformazione di media tensione che costituisce l'unico punto di connessione con il distributore locale di energia, mentre i punti di prelievo dalla rete del gas sono tre, di cui uno, quello principale, a servizio della centrale di riscaldamento che produce energia termica per l'intero campus.

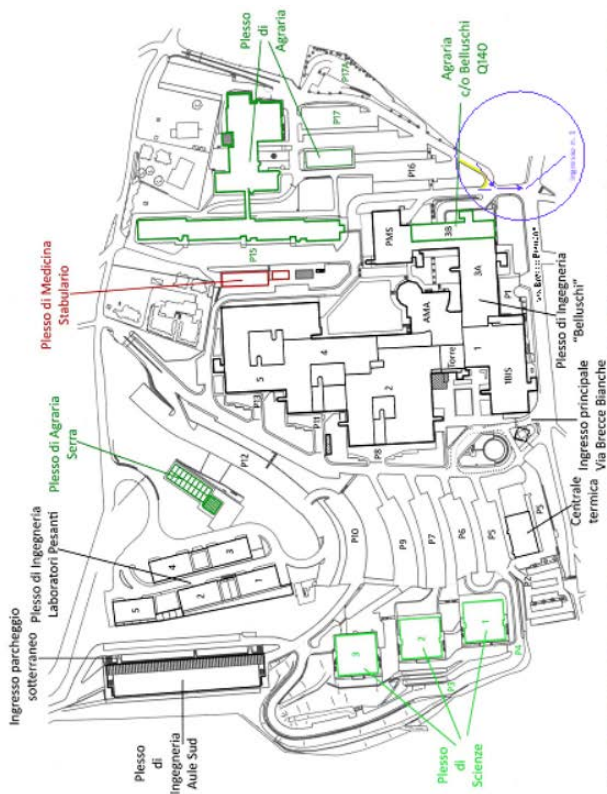


Figura 7 – Campus del Polo di Motedago. A sinistra lo schema, a destra la visione panoramica (immagine presa da Google Earth)

Le principali domande di energia sono: energia elettrica (per gli uffici, illuminazione, aule e laboratori), energia termica per il riscaldamento ambiente, energia termica per il raffrescamento ambiente.

La domanda di energia elettrica del campus è soddisfatta da un mix di generazione distribuita e dalla rete elettrica. La domanda di energia termica è soddisfatta da un mix di tecnologie alimentate da gas naturale; queste tecnologie sono installate in un edificio (centrale termica) e poi distribuite nei vari plessi attraverso una rete di teleriscaldamento. La domanda di energia termica per il raffrescamento è soddisfatta per la maggior parte da impianti di refrigerazione dislocati nei vari plessi; tuttavia, quattro edifici (Scienze 1, Scienze 2, Scienze 3 e Blocco Aule Sud, in Figura 7) sono dotati ciascuno di macchine ad assorbimento alimentate dalla rete di teleriscaldamento in modo da produrre in loco l'energia frigorifera necessaria a soddisfare la loro domanda di raffrescamento.

In particolare, il mix di sistemi di conversione energetica installati nel campus consta di:

- Impianto fotovoltaico da 20 kW_p;
- Impianto di cogenerazione da 575 kW_e/610 kW_{th} connesso alla rete di teleriscaldamento ed alimentato da gas naturale, con rendimenti medi annui elettrici e termici rispettivamente pari a 0,415 e 0,44;
- 8 caldaie a gas naturale da 1000 kW ciascuna con rendimento termico medio annuo pari a 0,91;
- Macchine ad assorbimento per una potenza pari a 500 kW_{th}, con efficienza media pari a 0,8;
- Chiller elettrici per una potenza elettrica assorbita pari a circa 900kW, con un COP medio pari a 3;
- Rete di teleriscaldamento con un'efficienza media di 0,7.

Stimando la superficie disponibile sui tetti dei vari edifici pari a circa 31.000 m² di area, ed ipotizzando un coefficiente di utilizzo pari al 60% della stessa, considerando una superficie di 7 m²/kW_p, è stata stimata una potenza massima installabile di circa 2.700 kW_p di fotovoltaico. Nell'attuale configurazione, lo scambio con la rete di distribuzione elettrica è di tipo unidirezionale ovvero il campus può solo prelevare energia elettrica dalla rete di distribuzione.

Ai fini del monitoraggio dei dati di consumo del campus, sono stati presi in esame quelli riguardanti l'anno 2019, l'ultimo prima della pandemia COVID19.

I dati sono stati acquisiti (ed in parte ricostruiti) con passo orario per i tre vettori energetici, ovvero:

1. Energia elettrica
2. Energia termica
3. Energia frigorifera

Nell'anno preso in considerazione, sono stati consumati più di 5 GWh elettrici di energia con un picco di potenza elettrica richiesta di 1368 kW; tuttavia, il consumo elettrico presenta una media piuttosto costante nei mesi con una certa variabilità giornaliera, per via della differenza del consumo nei giorni lavorativi e feriali. Inoltre, durante i mesi primaverili e autunnali si assiste ad un netto calo della domanda elettrica dovuta alla minor esigenza di raffrescamento (Figura 8).

In Figura 9 è mostrata la domanda di energia termica per l'anno 2019. Essa è prettamente dovuta al riscaldamento degli ambienti interni, come dimostra il fatto che il consumo è concentrato esattamente nel periodo della stagione di riscaldamento. In un anno sono stati consumati circa 4 GWh termici, con un picco pari a 4.440 kW, avvenuto il 4 gennaio. Tale picco è dovuto ad una sorta di "rebound effect" causato dalla riaccensione dell'impianto di riscaldamento che era stato spento durante le feste natalizie; quindi, gran parte dell'energia termica è stata necessaria per riportare a temperatura di set-point gli ambienti interni.

Per quanto riguarda il consumo di energia frigorifera (Figura 10), la richiesta è presente solo nei mesi da luglio a settembre compreso. È stato monitorato un consumo annuo di 0,50 GWh termici con un picco di 1.330 kW.

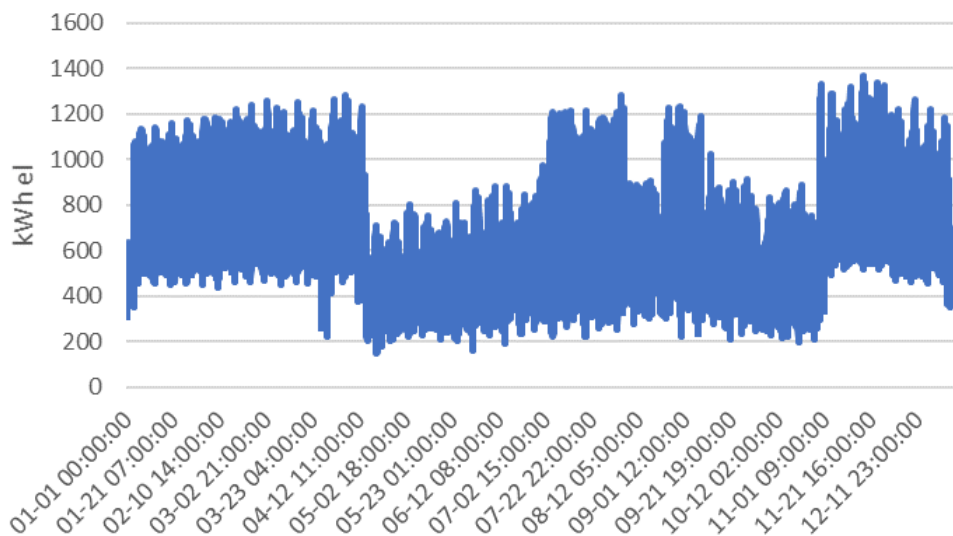


Figura 8 - Domanda di energia elettrica oraria campus UNIVPM per l'anno 2019

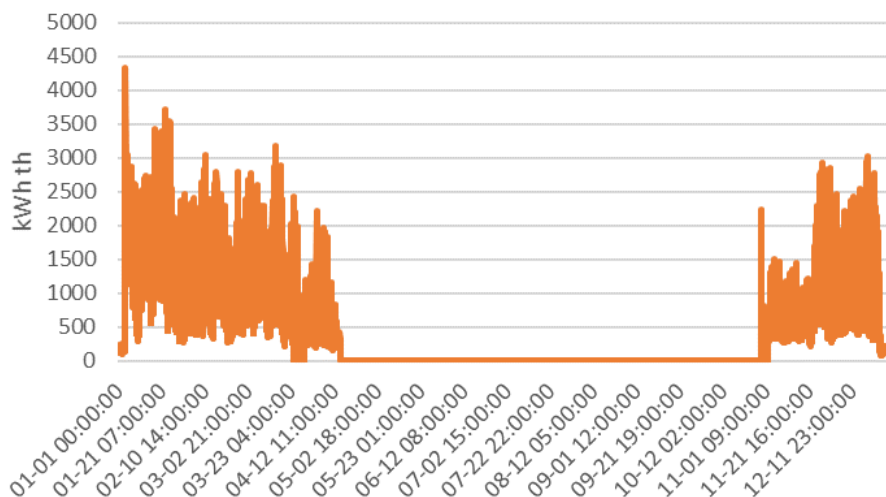


Figura 9 - Domanda di energia termica oraria campus UNIVPM per l'anno 2019

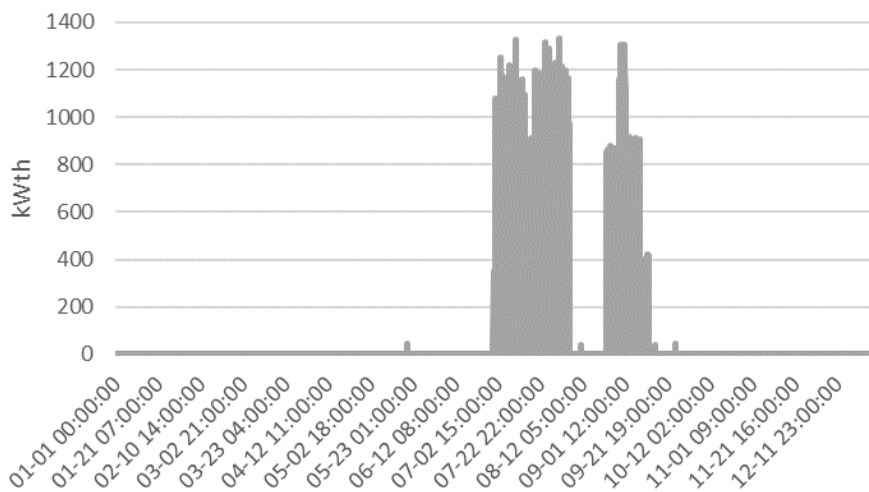


Figura 10 - Domanda di energia frigorifera oraria campus UNIVPM per l'anno 2019

Complessivamente, annualmente sono prelevati dalla rete nazionale circa 7 GWh di gas naturale, e 4 GWh di energia elettrica.

La Figura 11 mostra come la maggior parte dei consumi elettrici annui sia soddisfatta dalla rete di distribuzione (67%); la restante parte (32%) dall'energia elettrica generata dal cogeneratore, mentre il contributo del fotovoltaico è del tutto irrilevante, coprendo solamente l'1% del fabbisogno.

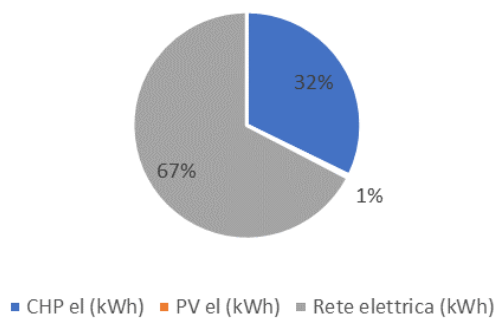


Figura 11 - Ripartizione della copertura del fabbisogno di energia elettrica del campus per l'anno 2019

La Figura 12 mostra la ripartizione della copertura del fabbisogno di energia termica e frigorifera del campus. La domanda annuale di energia termica viene soddisfatta quasi in egual misura dalle caldaie e dal cogeneratore, mentre la domanda annuale di energia frigorifera viene soddisfatta per il 67% dai chiller elettrici e per il restante 33% dai chiller ad assorbimento, alimentati dal cogeneratore (trigenerazione) mediante la rete di teleriscaldamento.

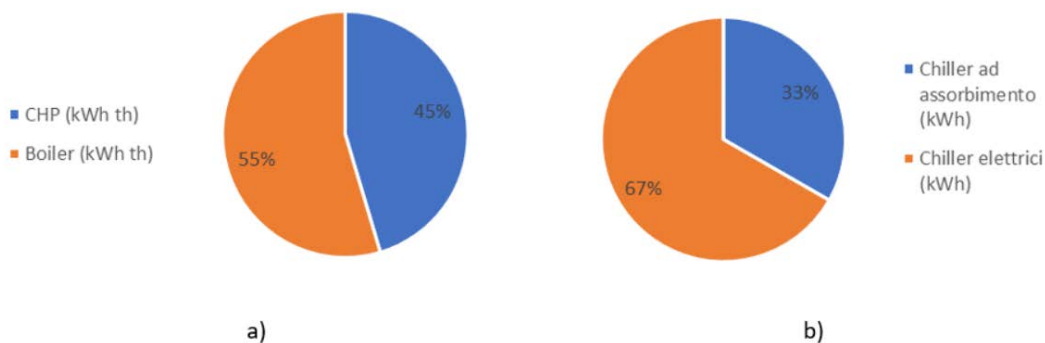


Figura 12 - Ripartizione della copertura del fabbisogno di energia termica (a) e frigorifera (b) del campus per l'anno 2019

Nella Figura 13 viene mostrato lo schema funzionale della Local Energy Community considerata associata al campus UNIVPM. Per l'utente 1, formato dal cluster di edifici del campus, il fabbisogno energetico è soddisfatto come segue:

- Il fabbisogno elettrico può essere soddisfatto dalla rete elettrica di distribuzione, dall'impianto fotovoltaico e dall'impianto di cogenerazione;
- Il fabbisogno di energia termica per il riscaldamento ambiente può essere soddisfatto dall'impianto di cogenerazione, e dalle 8 caldaie alimentate a gas naturale;
- Il fabbisogno di energia per il raffrescamento ambiente può essere soddisfatto dagli assorbitori alimentati dal cogeneratore e dalle caldaie a gas mediante la rete di teleriscaldamento.

Nonostante il campus UNIVPM, nell'attuale configurazione, non possa immettere in rete l'energia elettrica prodotta in eccesso dai cogeneratori e dall'impianto fotovoltaico per un vincolo della rete di distribuzione, in questo lavoro si considererà anche il caso in cui la LEC possa farlo partecipando a MGP, in modo da valutare il potenziale vantaggio economico che ne trarrebbe.

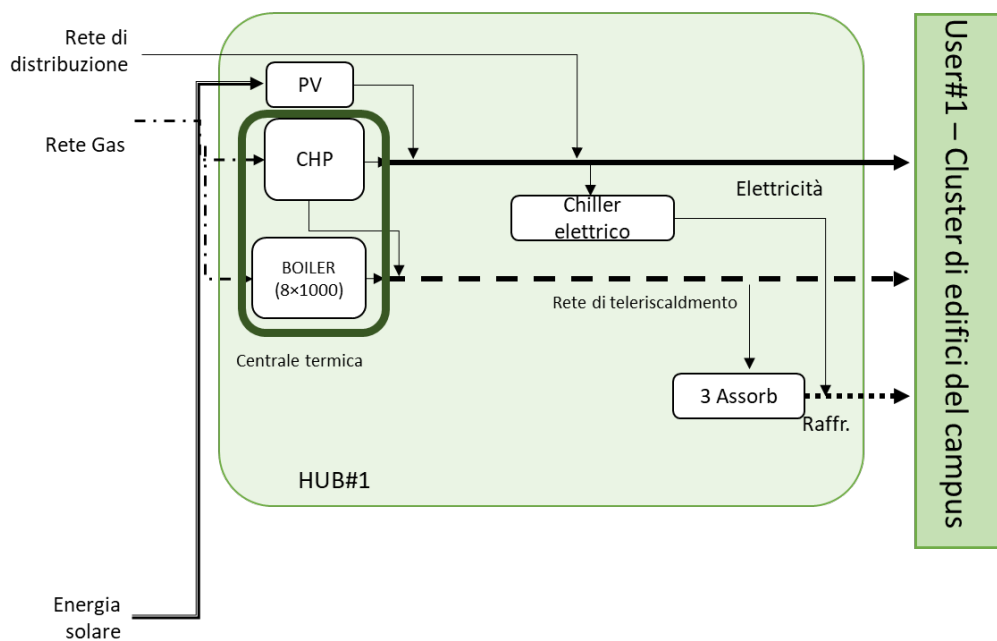


Figura 13 - Schema funzionale della Local Energy Community del campus UNIVPM

4 Analisi dei dati

In questo capitolo è riportata l'analisi dei dati di irradianza solare e di consumo misurati presso le due LEC considerate, al fine della definizione dei dati di input necessari per l'implementazione del modello di ottimizzazione sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma e adattato ai due casi reali analizzati. Nel dettaglio, al paragrafo 4.1 è riportata la definizione degli scenari di irradianza per le due località considerate, al paragrafo 4.2 sono riportate le richieste energetiche dei due campus, e, infine, al paragrafo 4.3 sono riportati gli altri dati di input necessari all'implementazione dei due casi studio.

4.1 Definizione degli scenari di irradianza

Questo paragrafo descrive la modellazione delle incertezze connesse alla generazione fotovoltaica per i campus di Savona e dell'UNIVPM.

Dopo aver analizzato i dati misurati, alcune operazioni di pre-processing sono state necessarie prima della successiva fase di generazione dei set di scenari orari giornalieri per l'irradianza o la produzione da fotovoltaico per i mesi di interesse. 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.

4.1.1 Campus di Savona

Le misurazioni di irradianza solare disponibili per il campus di Savona sono relative al periodo 2016-2019 e hanno un periodo di campionamento di 1 minuto.

Poiché l'obiettivo è la modellazione degli scenari di irradianza solare oraria per i casi invernali ed estivi, le serie temporali rappresentanti le misurazioni sono state opportunamente ricampionate con nuovo periodo di campionamento di 1 ora con l'utilizzo della media come sistema di aggregazione delle misure. I mesi di gennaio e luglio sono stati considerati come rappresentativi, rispettivamente, dei periodi invernali ed estivi, come fatto anche nel report relativo alle attività svolte nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma [1]. Per il mese di gennaio, i dati non erano però disponibili per gli anni 2016 e 2017, rendendo obbligato l'utilizzo dei soli anni 2018 e 2019.

In Figura 14 e Figura 15 sono rappresentati gli andamenti giornalieri di irradianza solare misurata per tutti i giorni del mese di gennaio degli anni 2018 e 2019.

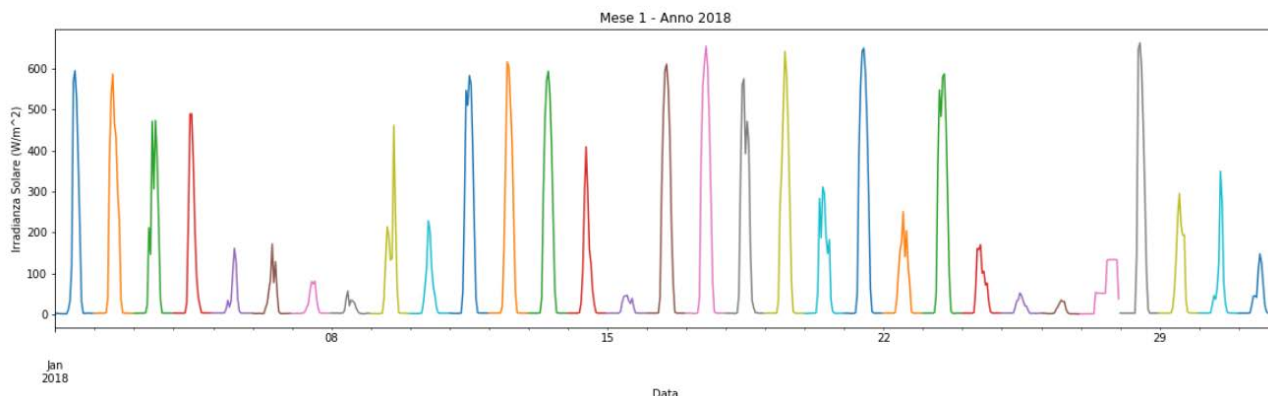


Figura 14 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di gennaio 2018 per il campus di Savona

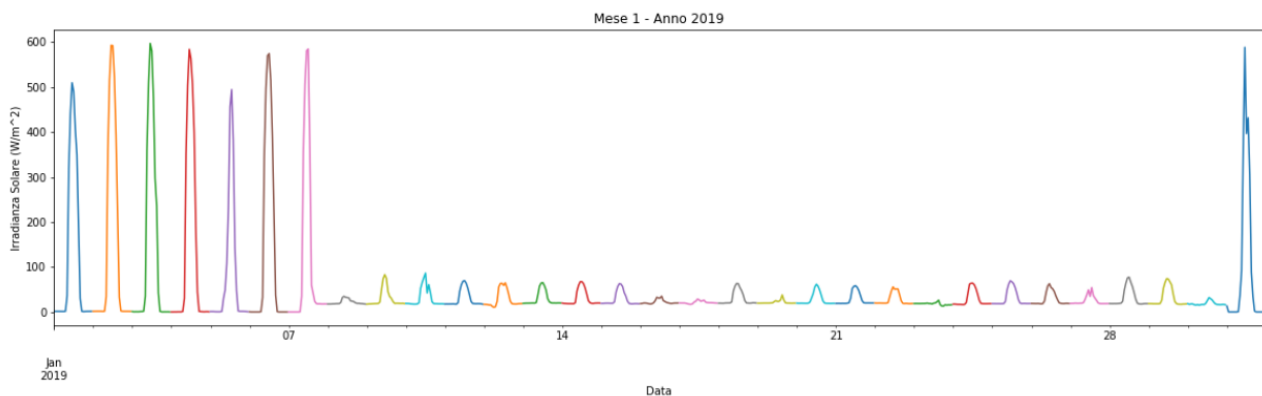


Figura 15 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di gennaio 2019 per il campus di Savona

Nell'anno 2018 si possono osservare alcune situazioni che meritano un approfondimento. I giorni 5, 6, 7, 25 e 26 gennaio presentano dei valori di irradianza molto bassi rispetto agli altri giorni di gennaio e il giorno 27 gennaio presenta un andamento a scalini anomalo.

Per verificare la plausibilità dei dati fornitici, questi sono stati confrontati con i dati storici ottenuti dal sito dell'ARPAL¹. Visto che la stazione meteo del campus e quella su cui si basano i dati dell'ARPAL sono posizionate in luoghi diversi, il confronto effettuato è stato di tipo qualitativo, ma ha comunque permesso di verificare la prevalenza di valori di irradianza bassi nei giorni 5, 6, 7, 25 e 26 gennaio. L'andamento dell'irradianza per il giorno 27 gennaio è invece risultato essere anomalo e per questo motivo è stato escluso dalle successive elaborazioni.

Lo stesso procedimento è stato seguito per il mese di gennaio 2019. Questa volta i valori di irradianza sospetti vanno dall'8 al 30 gennaio. Dal confronto con i dati storici ottenuti dal sito dell'ARPAL si è verificato che, per quei giorni, i dati fornitici dal campus di Savona erano anomali e quindi sono stati esclusi dalle successive elaborazioni.

Le Figura 16, Figura 17, Figura 18 e Figura 19 riportano gli andamenti giornalieri dell'irradianza solare misurata per tutti i giorni di luglio 2016, 2017, 2018 e 2019.

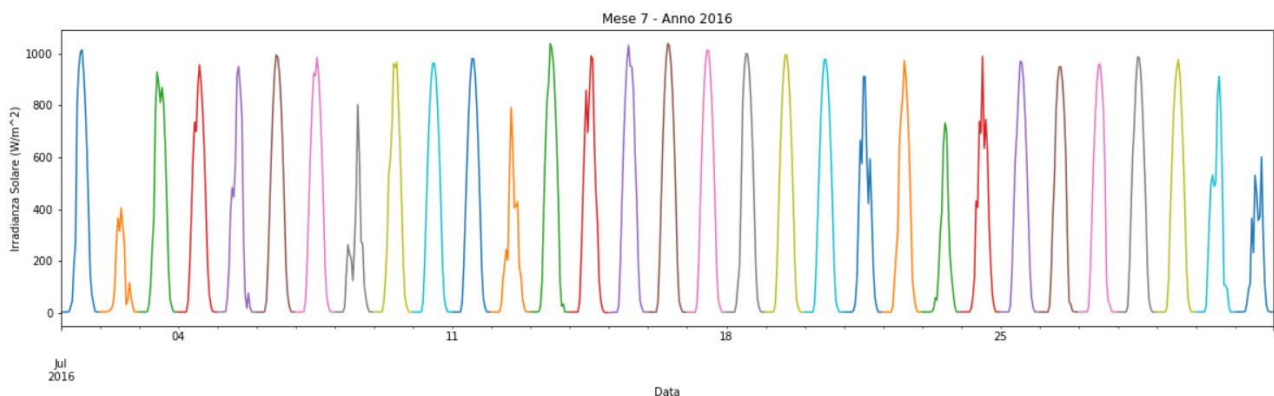


Figura 16 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di luglio 2016 per il campus di Savona

¹ <http://www.cartografiarl.regione.liguria.it/SiraQualMeteo/script/PubAccessoDatiMeteo.asp>

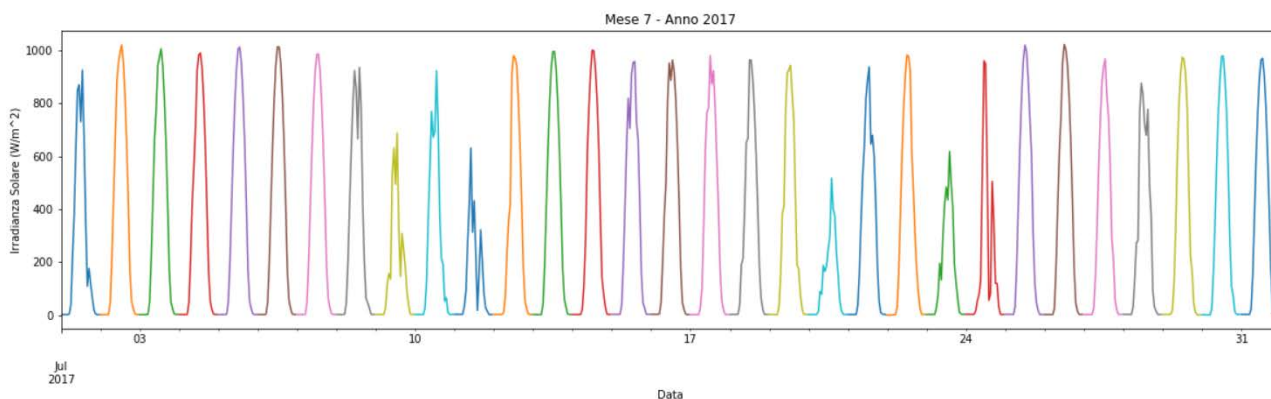


Figura 17 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di luglio 2017 per il campus di Savona

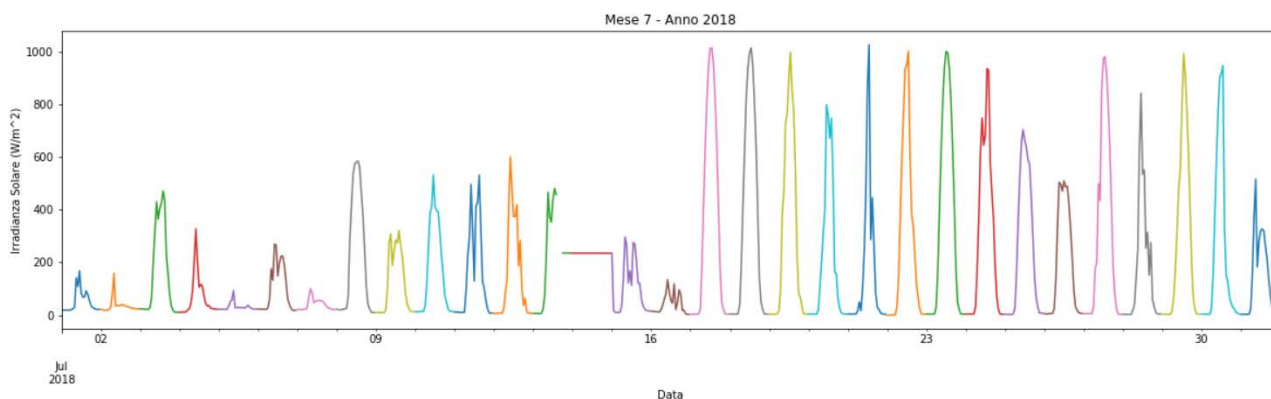


Figura 18 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di luglio 2018 per il campus di Savona

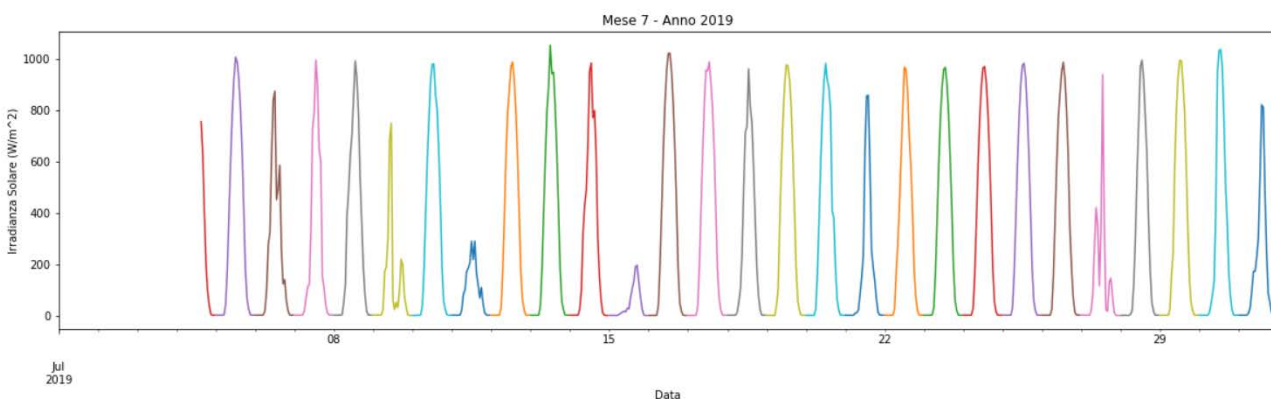


Figura 19 - Andamenti giornalieri dell'irradianza solare per tutti i giorni di luglio 2019 per il campus di Savona

Come si può osservare in Figura 18, i giorni dal 1 al 16 luglio del 2018 presentano un andamento che suggerisce la presenza di anomalie nel processo di misura. In Figura 19 è possibile invece osservare come alcuni giorni (dal 1 al 4) di luglio 2019 siano completamente o parzialmente mancanti. Con il confronto con i dati storici ottenuti dall'ARPAL si è confermata l'anomalia nelle misurazioni che vanno dal 1 al 16 luglio 2018

e, per questo motivo, si è deciso di escludere questi giorni dalle elaborazioni successive così come i giorni dal 1 al 4 luglio 2018.

In Figura 21 è mostrato il diagramma box and whiskers² dei profili orari di irradianza solare considerando i giorni del mese di gennaio 2018 e 2019 ad esclusione dei giorni che presentavano anomalie come descritto in precedenza.

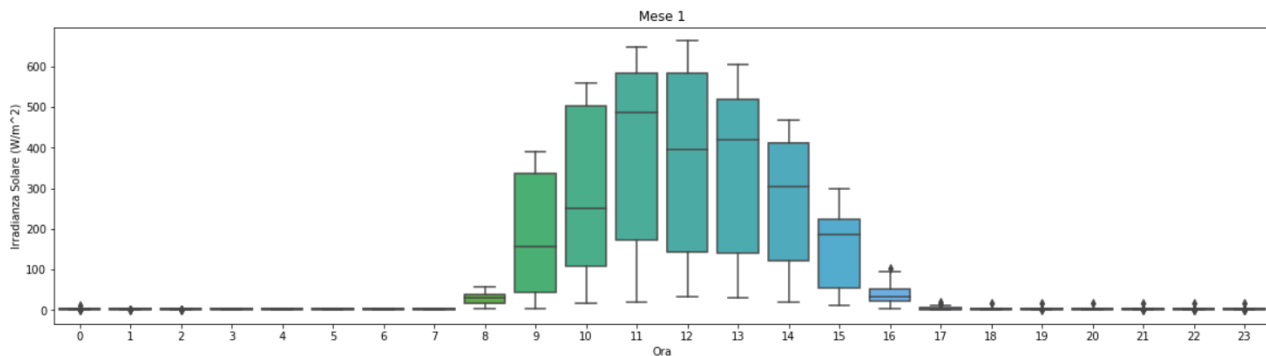


Figura 20 - Andamenti giornalieri della produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di gennaio 2018 e 2019 ad esclusione dei giorni con anomalia per il campus di Savona

In Figura 21 è mostrato il diagramma box and whiskers dei profili orari di irradianza solare considerando i giorni del mese di luglio 2016, 2017, 2018 e 2019 ad esclusione dei giorni che presentavano anomalie come descritto in precedenza.

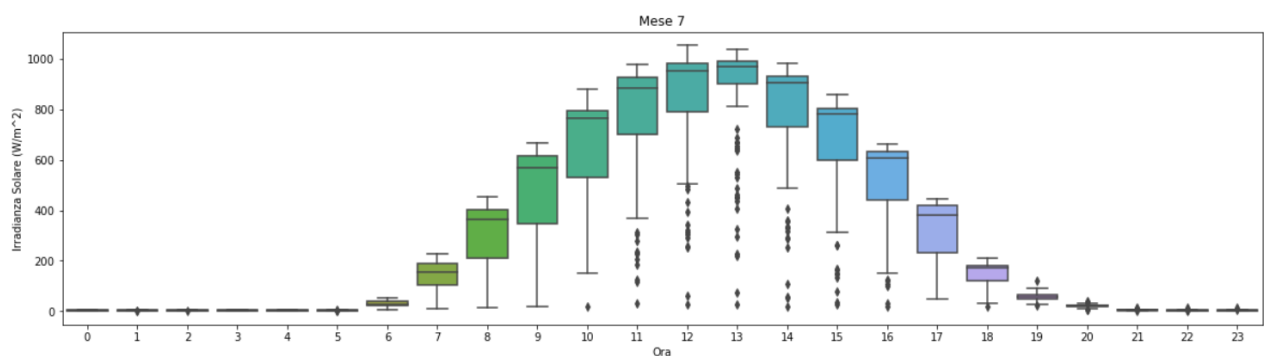


Figura 21 - Andamenti giornalieri della produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di luglio 2016, 2017, 2018 e 2019 ad esclusione dei giorni con anomalie per il campus di Savona

Dalle Figura 20 e Figura 21 si possono osservare alcuni *outliers* nelle ore in cui è fortemente improbabile avere irradianza solare (ad es. alle 0:00, 1:00, 22:00, etc.), e che sono stati interpretati come rumore di misura. Si è resa quindi necessaria una ulteriore fase di pre-processing: le ore che presentavano almeno 3 misurazioni sopra i 10 W/m² sono state considerate per le fasi successive, mentre quelle che non superavano questa soglia, sono state escluse. Da questa operazione di pre-processing è emerso che le ore di gennaio da escludere dalla fase successiva di fitting, sono: 0:00, 1:00, 2:00, 3:00, 4:00, 5:00, 6:00, 7:00, 18:00, 19:00,

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 il 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

20:00, 21:00, 22:00, 23:00. Per luglio le ore da escludere dalla fase successiva di fitting sono: 0:00, 1:00, 2:00, 3:00, 4:00, 5:00, 21:00, 22:00, 23:00. Negli scenari generati, i valori di irradianza per le ore escluse avranno sempre valore nullo.

Come descritto nel report relativo alle attività svolte nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma [1], la modellazione dell'irradianza solare verrà effettuata utilizzando la distribuzione Beta [2]. In Figura 22 e Figura 23 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 2018-2019 (escludendo quelli con anomalie) utilizzando 7 regioni, e per i dati di irradianza delle ore 13.00 di tutti i giorni di gennaio 2018-2019 utilizzando 7 regioni.

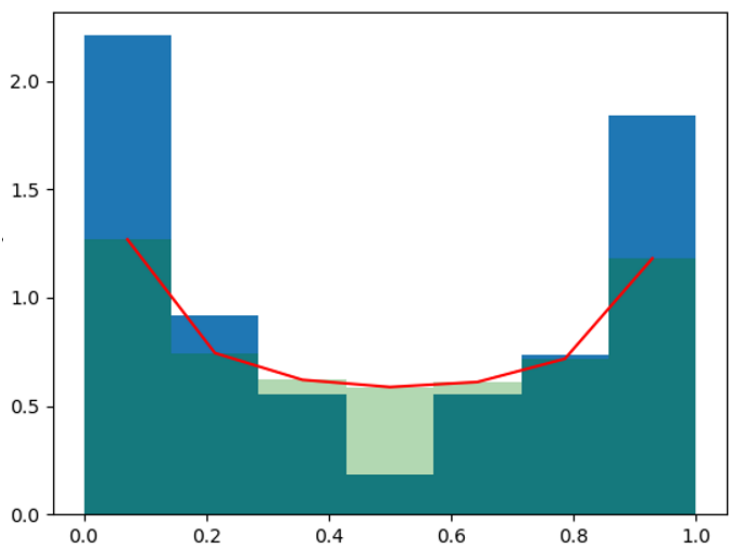


Figura 22 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 9:00 di tutti i giorni di gennaio 2016-2019 (escludendo quelli con anomalie) utilizzando 7 regioni (verde)

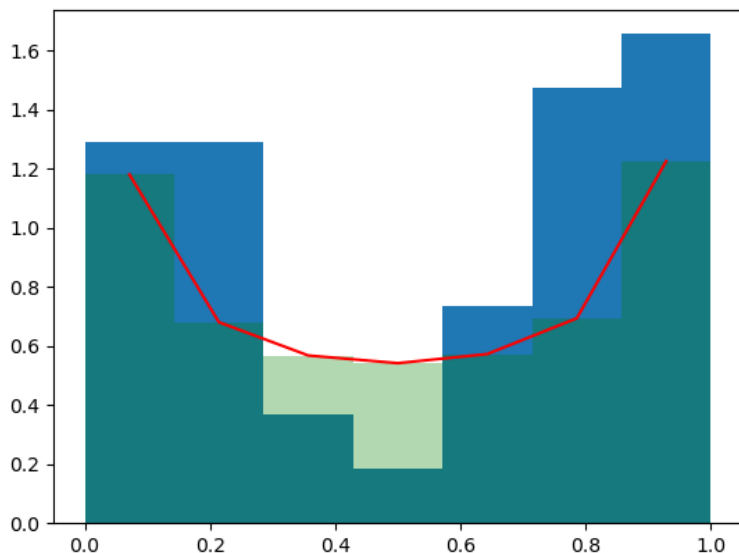


Figura 23 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di irradianza delle ore 13:00 di tutti i giorni di gennaio 2016-2019 (escludendo quelli con anomalie) utilizzando 7 regioni (verde)

Utilizzando il metodo della *Roulette Wheel* [3] e successivamente il metodo di riduzione degli scenari [4], si è partiti da 1000 scenari per arrivare ad ottenerne 10 utilizzando come misura di distanza quella Euclidea e un numero di regioni pari a 7, senza eliminare gli *outlier*.

I 10 scenari prodotti per il mese di gennaio, rappresentativo della stagione invernale, sono mostrati in Figura 24.

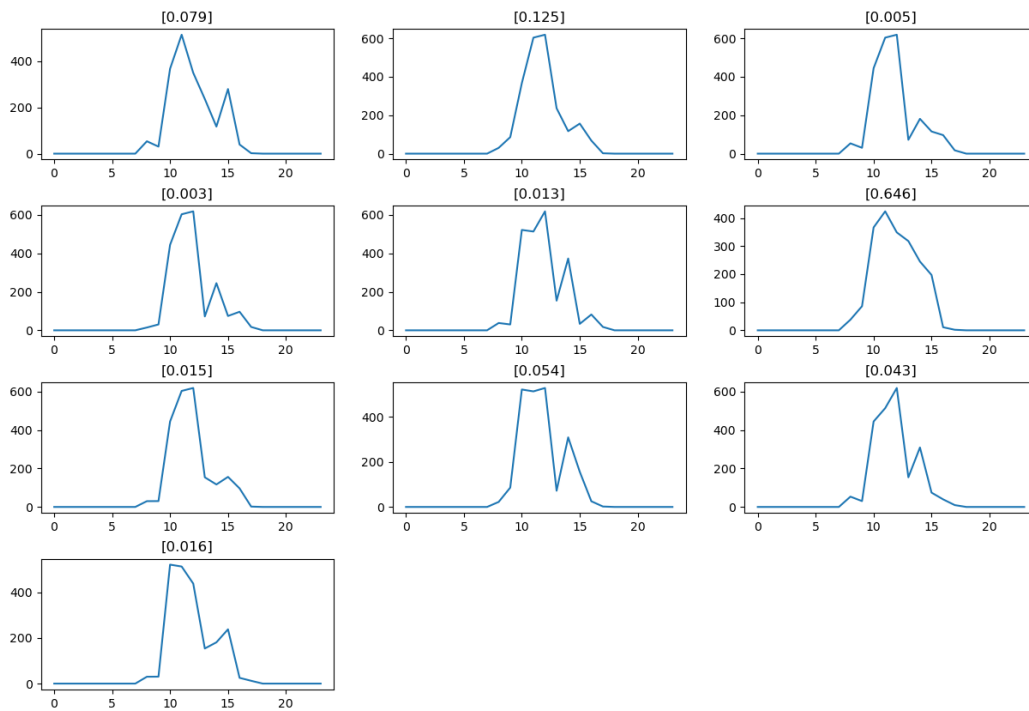


Figura 24 - 10 scenari di irradianza solare per il caso invernale del campus di Savona con le probabilità di occorrenza nel titolo

I 10 scenari prodotti per il mese di luglio, rappresentativo della stagione estiva, sono mostrati in Figura 25.

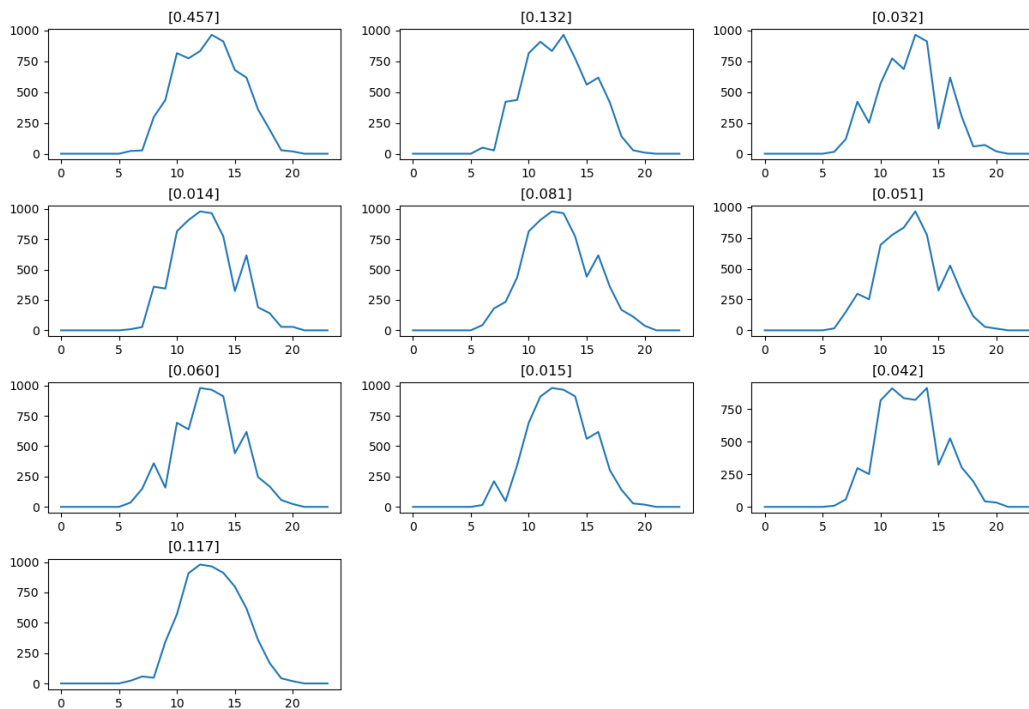


Figura 25 - 10 scenari di irradianza solare per il caso estivo del campus di Savona con le probabilità di occorrenza nel titolo

4.1.2 Campus UNIVPM

Per il campus UNIVPM sono state rese disponibili, per il solo anno 2019, le misurazioni di produzione da fotovoltaico e non le misurazioni di irradianza.

La Figura 26 riporta gli andamenti giornalieri della produzione da fotovoltaico per tutti i giorni del mese di gennaio 2019. Si può notare una elevata variabilità resa ancora più evidente dal diagramma box and whiskers in Figura 27.

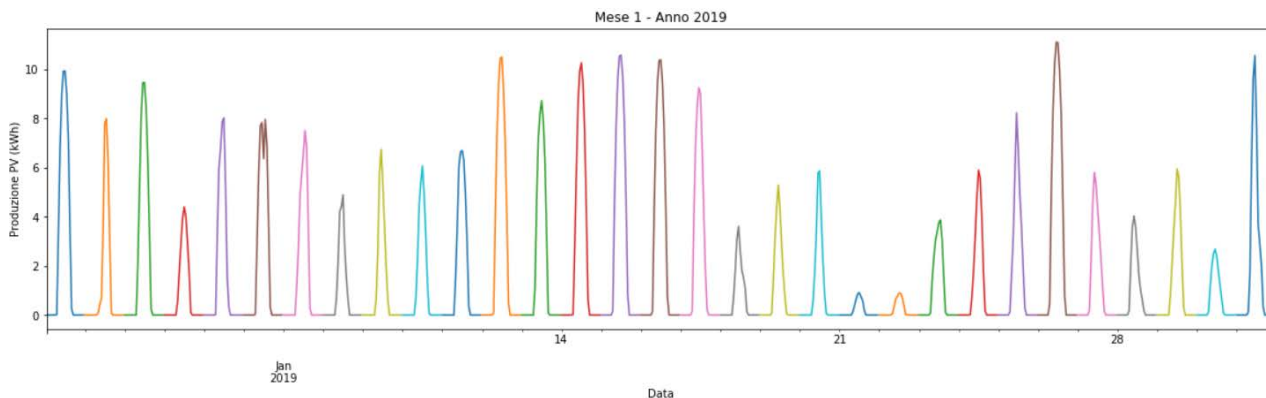


Figura 26 - Andamenti giornalieri della produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di gennaio 2019 per UNIVPM

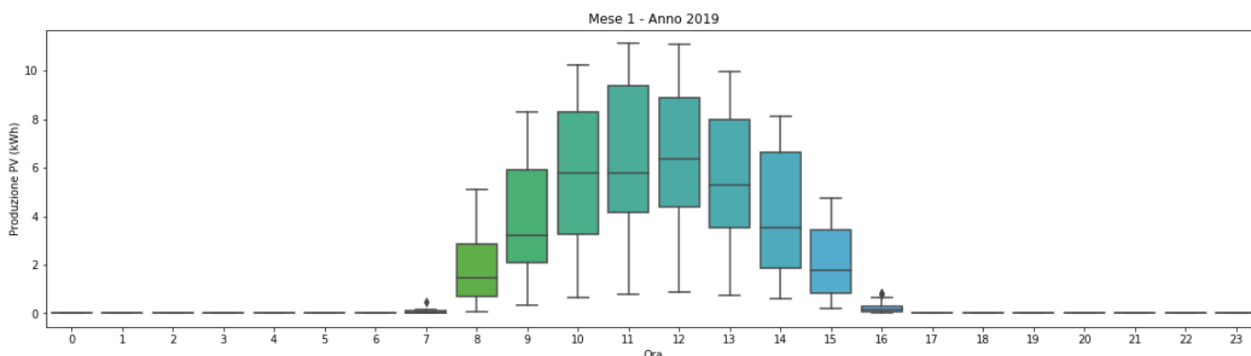


Figura 27 - Diagramma box and whiskers della distribuzione di produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di gennaio 2019 per UNIVPM

La Figura 28 riporta gli andamenti giornalieri della produzione da fotovoltaico per tutti i giorni del mese di luglio 2019. Si può notare una variabilità più contenuta come risulta evidente dal diagramma box and whiskers in Figura 29.

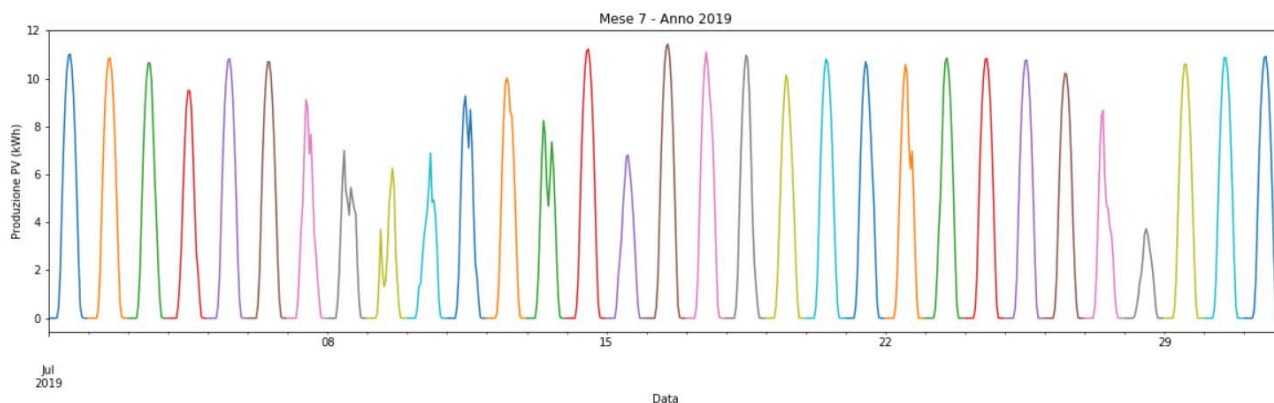


Figura 28 - Andamenti giornalieri della produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di luglio 2019 per UNIVPM

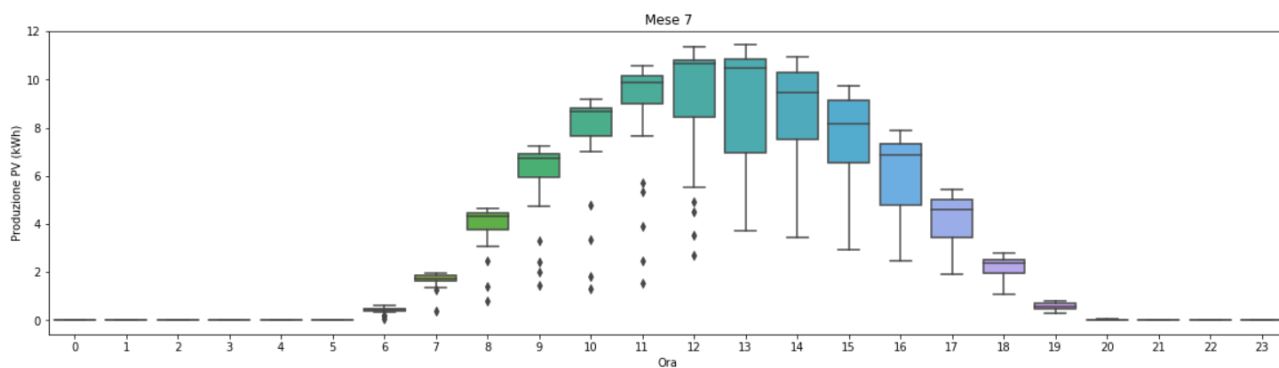


Figura 29 - Diagramma box and whiskers della distribuzione di produzione oraria da fotovoltaico per tutti i giorni di luglio 2019 per UNIVPM

Anche in questo caso è stata utilizzata la distribuzione Beta per modellare la produzione da fotovoltaico. In Figura 30 e Figura 31, 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 produzione da fotovoltaico delle ore 9:00 di tutti i giorni di gennaio 2019 utilizzando 7 regioni, e per i dati di produzione da fotovoltaico delle ore 13:00 di tutti i giorni di gennaio 2019 utilizzando 7 regioni.

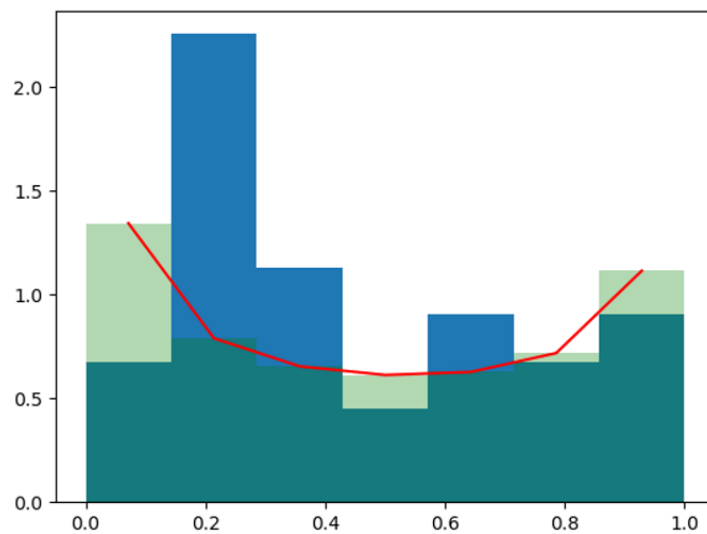


Figura 30 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di produzione da fotovoltaico delle ore 9:00 di tutti i giorni di Gennaio 2019 utilizzando 7 regioni (verde)

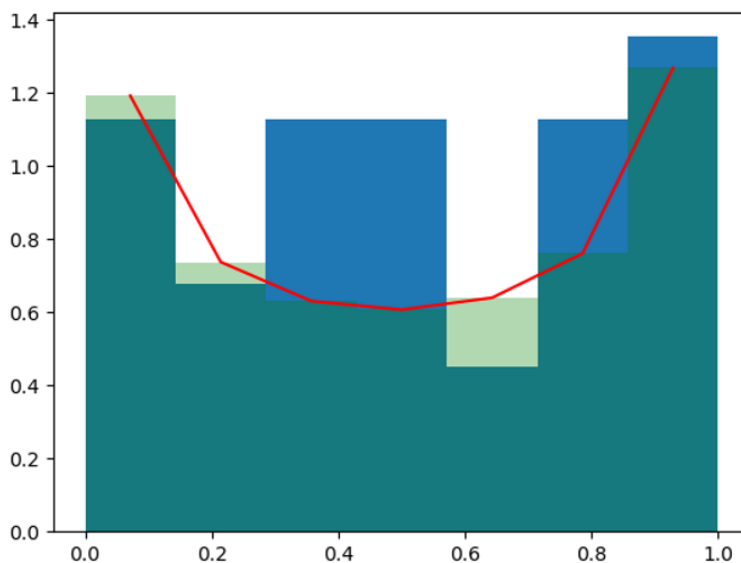


Figura 31 - Distribuzione empirica (blu) e Distribuzione Beta fittante i dati di produzione da fotovoltaico delle ore 13:00 di tutti i giorni di Gennaio 2019 utilizzando 7 regioni (verde)

Utilizzando il metodo della *Roulette Wheel* [3] e successivamente il metodo di riduzione degli scenari [4], si è partiti da 1000 scenari per arrivare ad ottenerne 10 utilizzando come misura di distanza quella Euclidea e un numero di regioni pari a 7, senza eliminare gli *outlier*.

I 10 scenari prodotti per il mese di gennaio, rappresentativo della stagione invernale sono mostrati in Figura 32 e 10 scenari per il mese di luglio, rappresentativo della stagione estiva, sono mostrati in Figura 33.

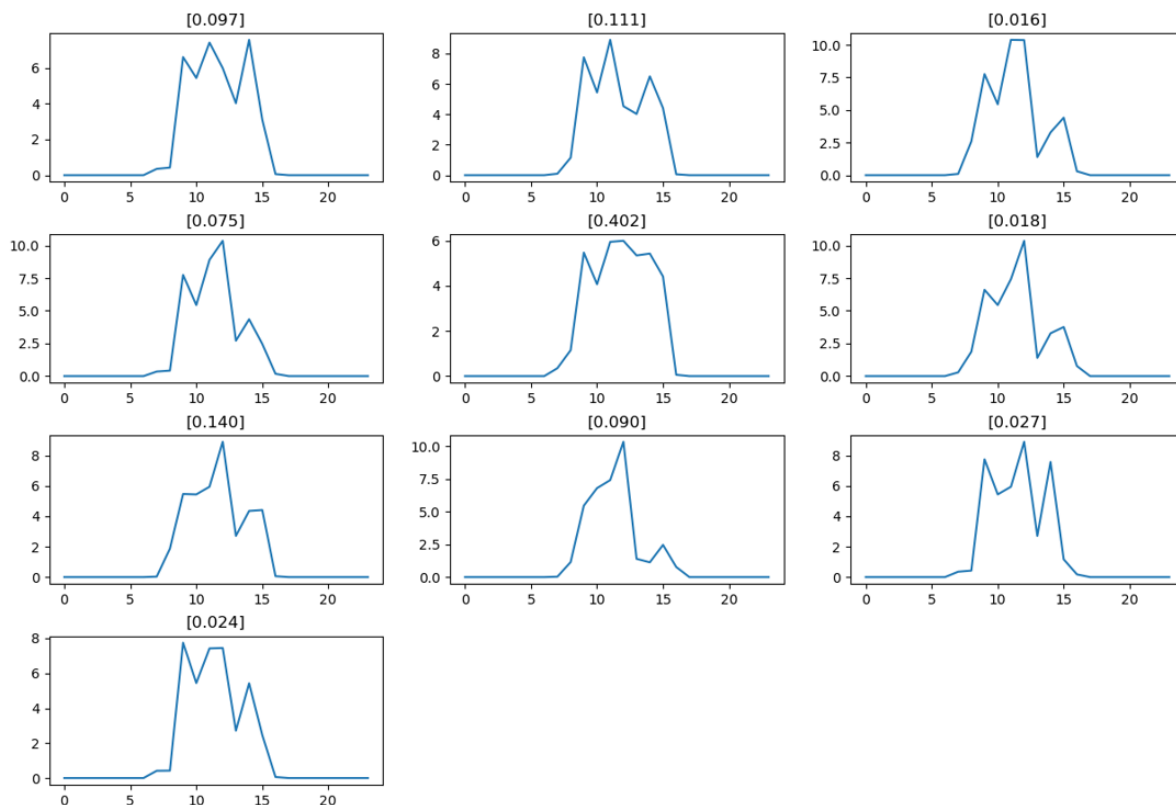


Figura 32 - 10 scenari di produzione oraria da fotovoltaico per il caso invernale del campus UNIVPM con le probabilità di occorrenza nel titolo

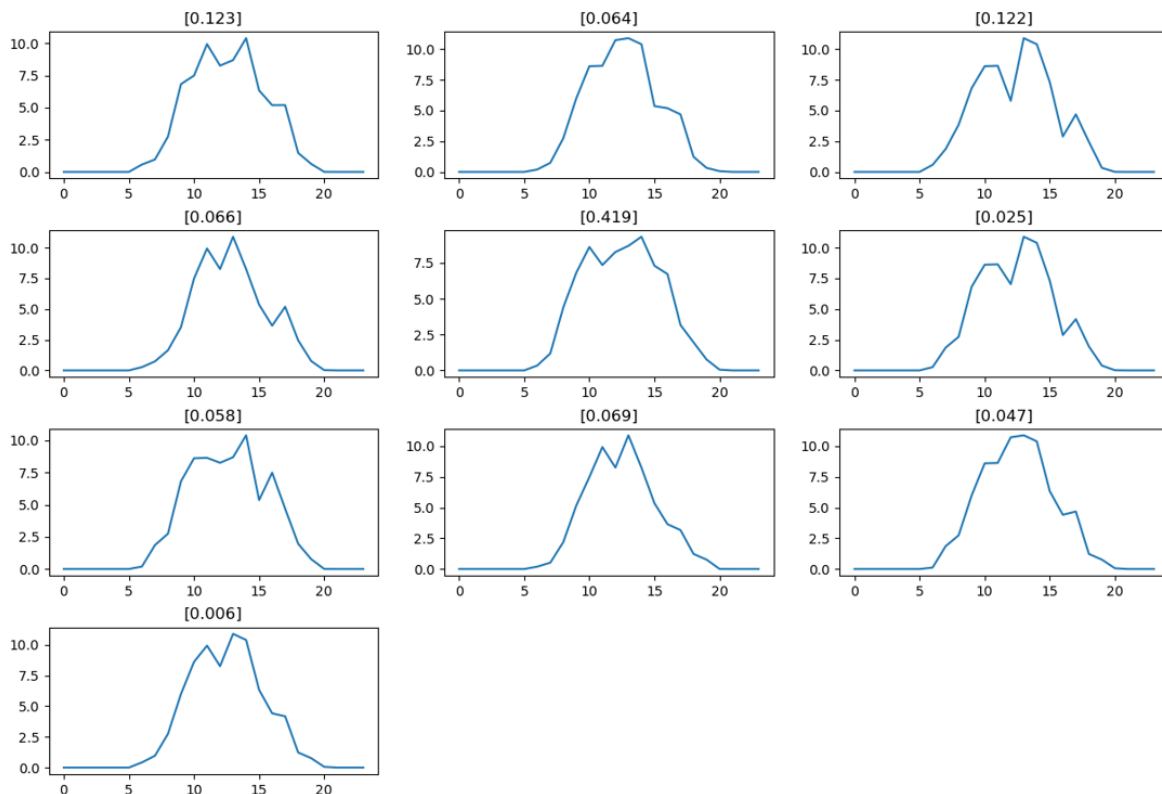


Figura 33 - 10 scenari di produzione oraria da fotovoltaico per il caso estivo del campus UNIVPM con le probabilità di occorrenza nel titolo

4.2 Richieste energetiche

In questo paragrafo sono riportate le richieste energetiche dei due campus considerati. Per entrambi i casi, definiti i due mesi rappresentativi della stagione invernale ed estiva, ovvero, rispettivamente, gennaio e luglio, sono state definite, per ciascun mese, due giornate rappresentative e due giornate specifiche, e relativamente a queste, sono stati definiti i profili di carico orari elettrici e termici di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente. I profili di carico orari delle giornate specifiche coincidono con i profili di carico orari misurati presso i due campus nelle due specifiche giornate, mentre i profili di carico orari delle giornate rappresentative sono stati ottenuti come la media oraria delle misurazioni di tutti i giorni del mese.

4.2.1 Campus di Savona

I dati misurati di consumo per il campus di Savona sono relativi alla richiesta elettrica e termica per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente della SPM, e alla richiesta elettrica e termica di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento ambiente per il SEB per i mesi di gennaio e luglio 2018.

Al fine di costruire il giorno rappresentativo è stata necessaria un'analisi dei dati che ha condotto all'eliminazione dei giorni in cui le misurazioni presentavano delle anomalie. Nel dettaglio, al fine di essere coerenti con l'analisi di generazione degli scenari di irradianza, si è proceduto eliminando anche quei giorni che presentavano anomalie relativamente ai dati di irradianza; pertanto, per il mese di gennaio è stato escluso il giorno 27, mentre per il mese di luglio sono stati esclusi i giorni dall'1 al 16. I giorni specifici selezionati, invece, sono stati il 18 gennaio e il 18 luglio.

In Figura 34 e in Figura 35 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*)) della SPM e del SEB del campus universitario di Savona, con riferimento alle due giornate rappresentative e ai due giorni specifici scelti.

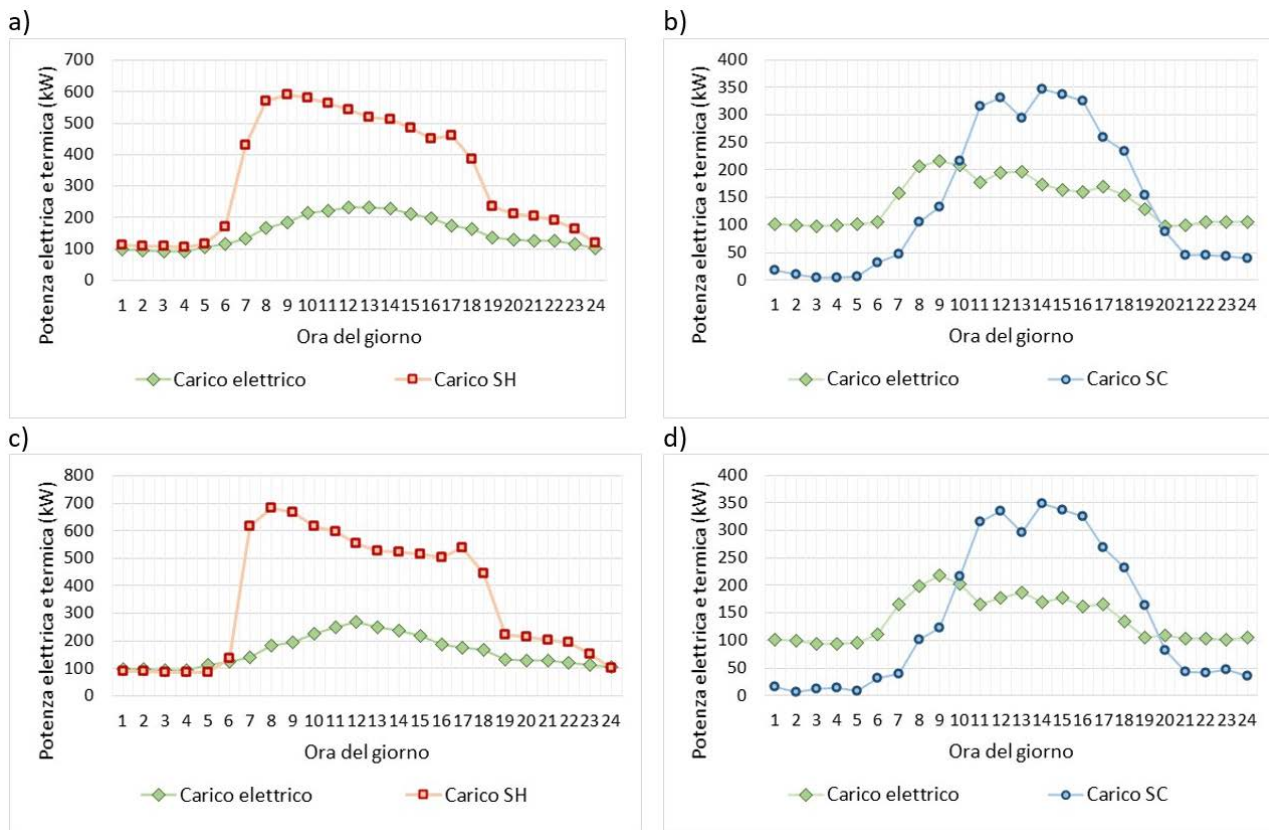


Figura 34. Carichi elettrici e termici orari per la SPM del campus di Savona: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 18 gennaio; d) 18 luglio

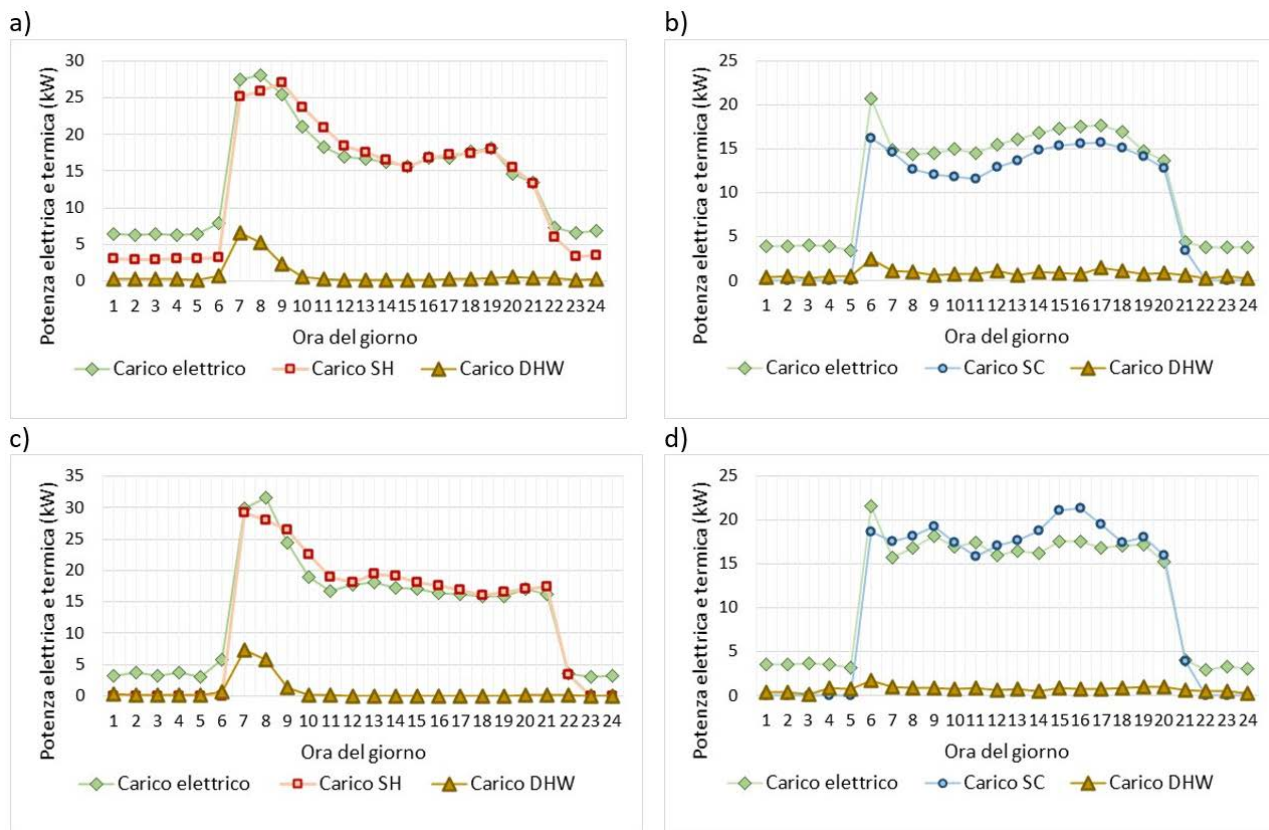


Figura 35. Carichi elettrici e termici orari per il SEB del campus di Savona: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 18 gennaio 2018; d) 18 luglio 2018

4.2.2 Campus UNIVPM

I dati misurati di consumo per il campus UNIVPM sono relativi alla richiesta elettrica e termica per il riscaldamento e il raffrescamento ambiente per i mesi di gennaio e luglio 2019.

In tal caso, non sono state riscontrate anomalie di misurazione, pertanto, al fine di costruire i giorni rappresentativi, i mesi di gennaio e luglio 2019 sono stati considerati integralmente. I giorni specifici selezionati, invece, sono stati il 16 gennaio e il 16 luglio.

In Figura 36 sono riportati i carichi orari elettrici e termici del campus UNIVPM, con riferimento alle due giornate rappresentative e ai due giorni specifici scelti.

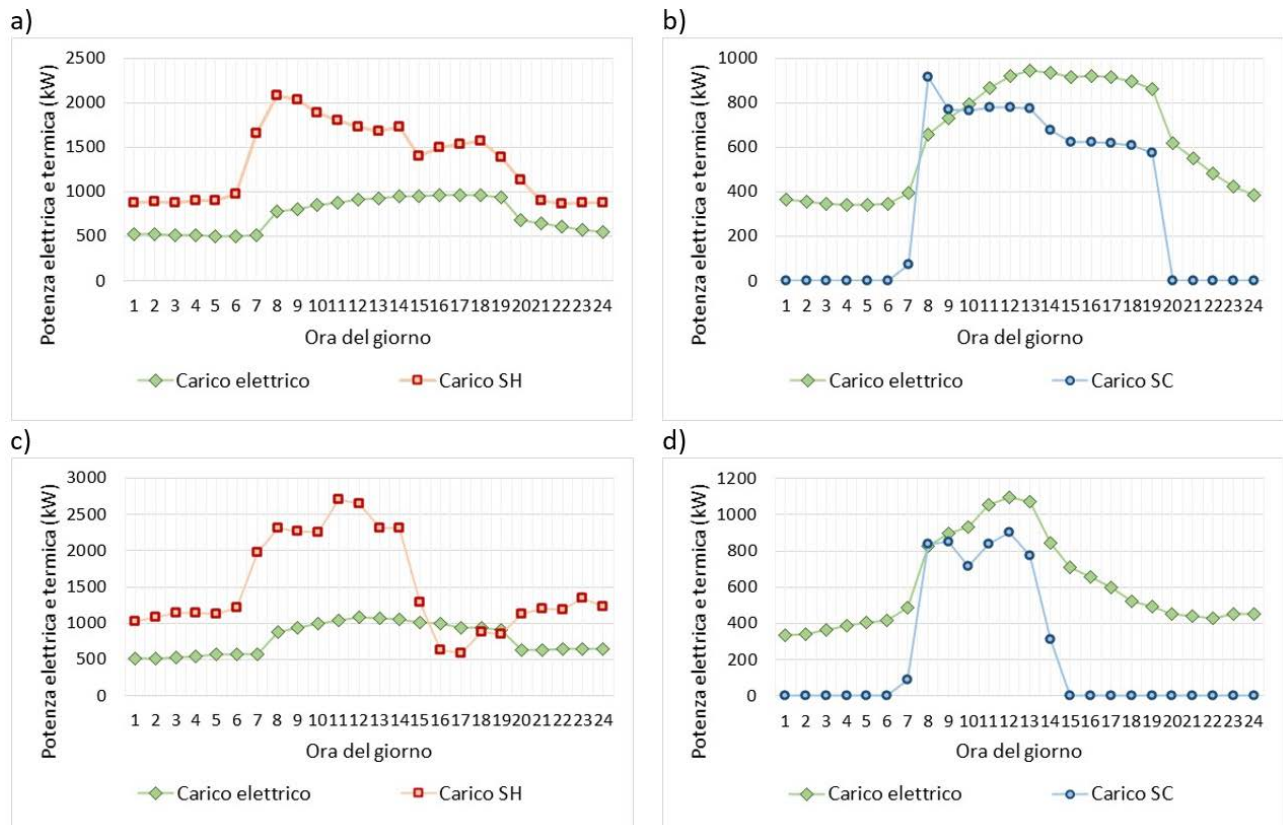


Figura 36. Carichi elettrici e termici orari per il campus UNIVPM: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 16 gennaio 2019; d) 16 luglio 2019

4.3 Altri dati di input del tool di ottimizzazione

Gli altri dati in input del tool di ottimizzazione consistono nei prezzi dei vettori energetici in input, i dati delle tecnologie presenti nelle due LEC in esame, e l'intensità carbonica dei vettori energetici in gioco.

In entrambi i casi, i prezzi orari medi dell'energia elettrica su MGP per la giornata rappresentativa invernale ed estiva sono stati ottenuti, rispettivamente, come media dei prezzi orari giornalieri sull'intero mese di gennaio e luglio, mentre quelli delle giornate specifiche coincidono con i prezzi effettivamente validi per gli specifici giorni, come riportato al sito del GME [5]. Il costo del gas è stato fissato in entrambi i casi a 0,2302 €/Nm³. Infine, i fattori di emissione relativi ai vettori energetici in input alle reti 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 [6].

4.2.1 Campus di Savona

Nel caso del campus di Savona, i periodi considerati sono gennaio e luglio 2018; pertanto, i prezzi orari medi per le due giornate rappresentative sono stati ottenuti come media dei prezzi orari giornalieri dei mesi di gennaio e luglio 2018 escludendo il giorno 27 gennaio, e i giorni dall'1 al 16 luglio, come fatto per il calcolo

delle richieste energetiche. Per i giorni specifici, 18 gennaio e 18 luglio, sono stati considerati i prezzi effettivi. In Figura 37 si mostrano i prezzi orari medi dell’energia elettrica su MGP per la giornata rappresentativa invernale ed estiva, mentre in Figura 38 si riportano i prezzi orari su MGP per i giorni 18 gennaio 2018 e 18 luglio 2018.

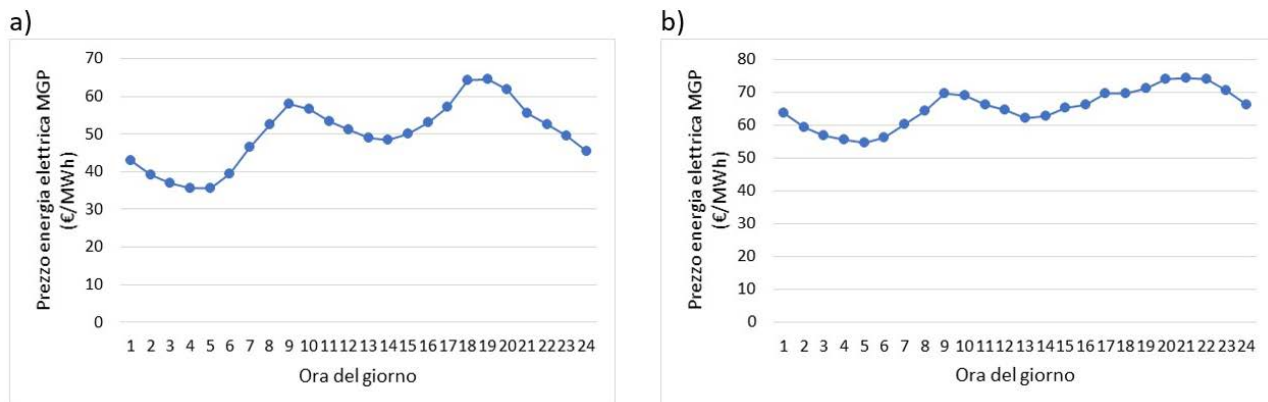


Figura 37. Prezzi orari medi dell’energia elettrica su MGP: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva

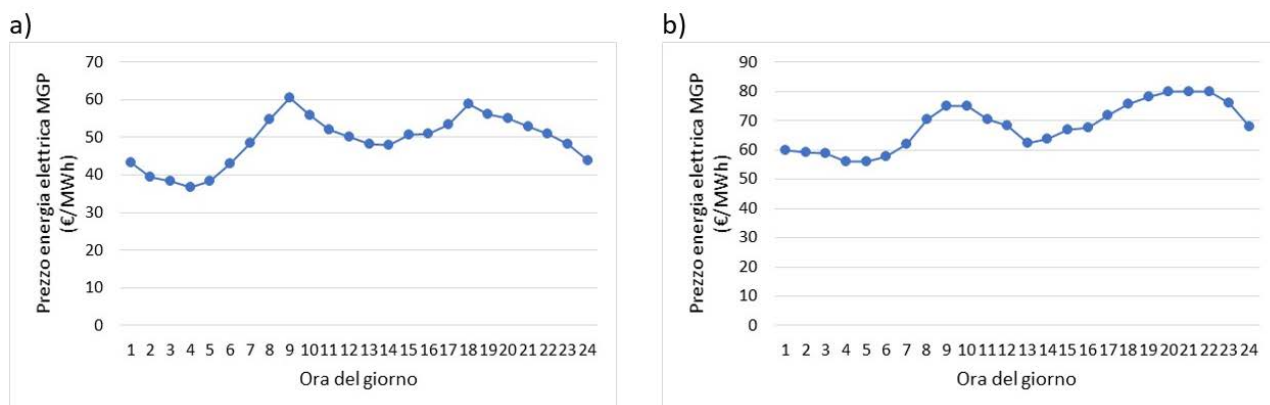


Figura 38. Prezzi orari dell’energia elettrica su MGP: a) 18 gennaio 2018; b) 18 luglio 2018

Le tecnologie coinvolte nella configurazione della LEC oggetto di ottimizzazione e le relative caratteristiche tecniche, in termini di taglie e efficienze, sono riportate in Tabella 1.

Tabella 1. Dati tecnici delle tecnologie del campus di Savona

| Tipologia di Utenza | Tecnologia | Taglie | Efficienza | |
|---------------------|-----------------|--|------------|---------------------------------|
| | | | Elettrica | Termica |
| HUB 1 -SPM | PV | 95 kW _{el} | 0,13 | |
| | CHP MGT (x2) | 65 kW _{el} – 112 kW _t | 0,28 | 0,50 |
| | Boilers (x2) | 450 kW | | 0,80 |
| | Pompa di calore | 135 kW _{el} - 340 kW _t | | COP ^{SC} =2,3 |
| | Assorbitore | 220 kW _t | | COP=0,90 |
| | Batterie | 141 kWh | | $\eta^{Ch} = \eta^{Disch}=0,86$ |
| | PV | 21,25 kW _{el} | 0,14 | |

| | | | |
|------------|---------------------|----------------------|----------------|
| | GHP (terreno-acqua) | 46 kW _t | 0,90 |
| HUB2 - SEB | Accumulo termico | 500 litri | 0,90 |
| | DHW HP | 11,5 kW _t | $COP^{SH}=2,8$ |
| | Solare termico | 3,84 m ² | 0,72 |

4.2.2 Campus UNIVPM

Nel caso del campus UNIVPM, i periodi considerati sono gennaio e luglio 2019; pertanto, i prezzi orari medi per le due giornate rappresentative sono stati ottenuti come media dei prezzi orari giornalieri dei mesi di gennaio e luglio 2019. Per i giorni specifici, 16 gennaio e 16 luglio, sono stati considerati i prezzi effettivi. In Figura 39 si mostrano i prezzi orari medi dell'energia elettrica su MGP per la giornata rappresentativa invernale ed estiva, mentre in Figura 40 si riportano i prezzi orari su MGP per i giorni 16 gennaio 2019 e 16 luglio 2019.

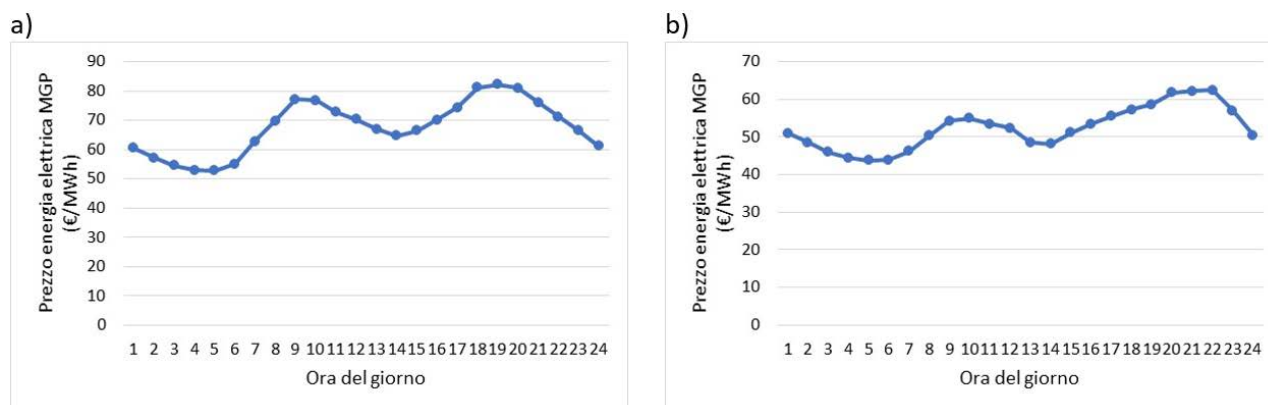


Figura 39. Prezzi orari medi dell'energia elettrica su MGP: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva.

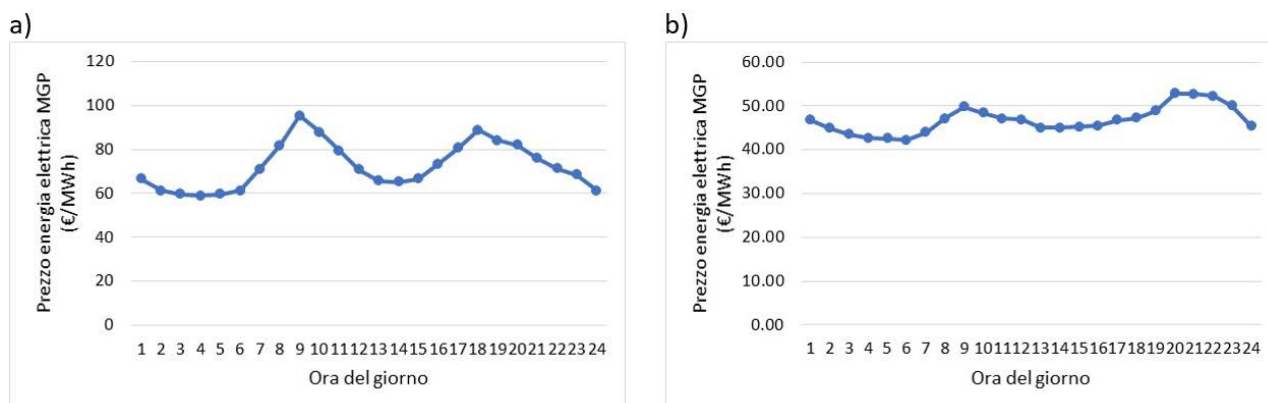


Figura 40. Prezzi orari dell'energia elettrica su MGP: a) 16 gennaio 2019; b) 16 luglio 2019.

Le tecnologie coinvolte nella configurazione della LEC oggetto di ottimizzazione e le relative caratteristiche tecniche, in termini di taglie e efficienze, sono riportate in Tabella 2.

Tabella 2. Dati tecnici delle tecnologie del campus UNIVPM.

| Tecnologia | Taglie | Efficienza | |
|-------------------|---|-----------------------------|----------|
| | | Elettrica | Termica |
| PV | 20 kW _{el} | variabile con la produzione | |
| CHP NG | 575 kW _{el} – 610 kW _{th} | 0,415 | 0,440 |
| Boilers (x8) | 1000 kW | | 0,91 |
| Assorbitore | 500 kW _{th} | | COP=0,80 |
| Chiller elettrico | 900 kW _{th} | | COP=3,0 |

5 Analisi dei risultati del tool di ottimizzazione

In questo capitolo è riportata l'analisi dei risultati del tool di ottimizzazione per entrambi i casi analizzati. Il tool di ottimizzazione utilizzato ai fini del presente studio è stato quello sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma, presentato al report [1]. Tuttavia, al fine di tener conto delle opportune differenze tra il caso studio analizzato nella precedente annualità e i due casi reali affrontanti nella corrente, è stata necessaria una fase di adeguamento del tool di ottimizzazione in modo da tener conto delle specifiche configurazioni delle reti dei due campus.

5.1 Campus di Savona

Per il caso in esame, il modello di ottimizzazione comprende 2580 vincoli, 336 variabili decisionali binarie e 1128 variabili decisionali continue. Il problema di ottimizzazione è risolvibile in circa 1 minuto con un *mixed integer gap* nullo utilizzando un PC con 2 processori multi-core Intel® Xeon® E5 2.60 GHz con 32GB di RAM.

5.1.1 Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato

In Figura 41 è riportato il confronto tra il caso attuale e il caso ottimizzato relativamente al giorno rappresentativo invernale (Figura 41 a)), al giorno rappresentativo estivo (Figura 41 b)), e ai due giorni specifici, 18 gennaio (Figura 41 c)) e 18 luglio (Figura 41 d)) in termini di emissioni di CO₂ giornaliere e di costo netto giornaliero attesi. Nel dettaglio, i casi ottimizzati sono riportati in figura con la dicitura *Ott eco* e *Ott amb* per indicare, rispettivamente, il caso ottimizzato secondo l'obiettivo economico e quello ottimizzato secondo l'obiettivo ambientale. È evidente dalle figure che l'ottimizzazione economica consente rispetto al caso attuale di ottenere una riduzione dei costi energetici giornalieri in un range che va dal 5 al 14%, mentre l'ottimizzazione ambientale comporta una riduzione delle emissioni nette giornaliere in un range che va dal 6 al 18%.

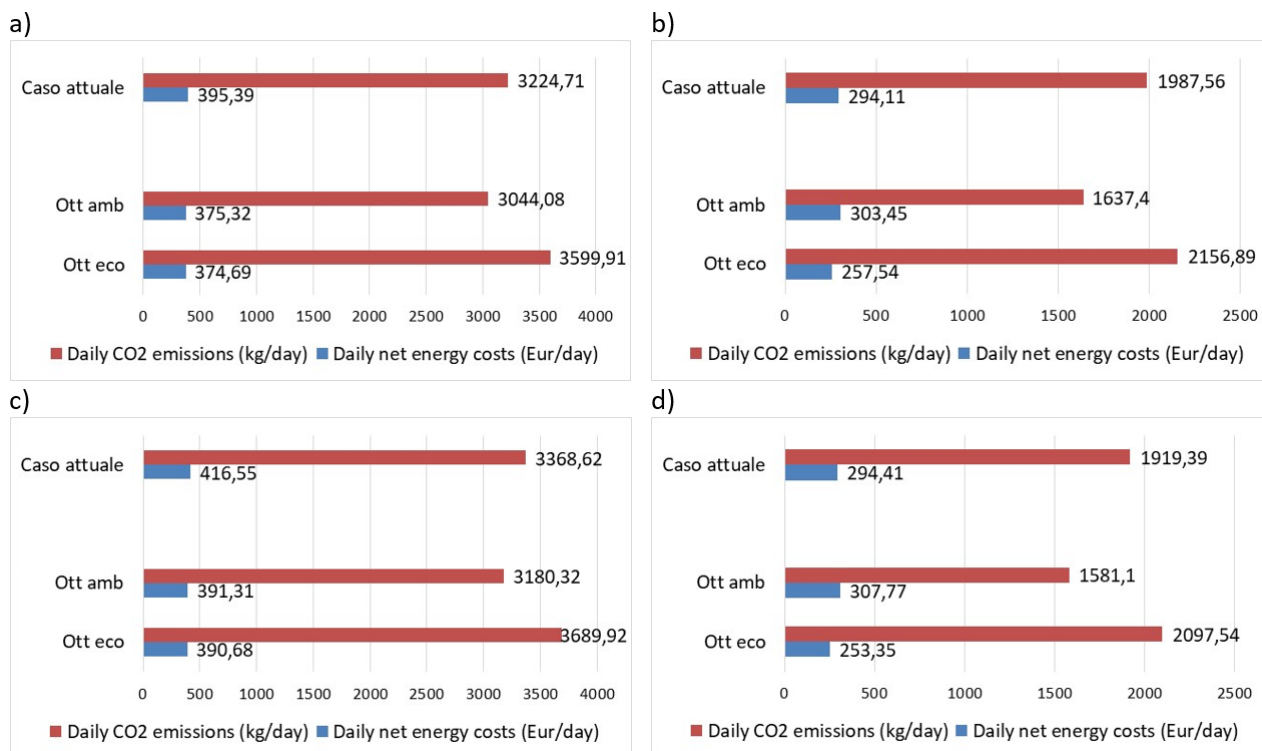


Figura 41. Confronto tra caso attuale e caso ottimizzato secondo l'obiettivo ambientale (Ott amb) o economico (Ott eco) per il campus di Savona: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 18 gennaio 2018; d) 18 luglio 2018

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

In Figura 42 si mostrano le strategie di offerta della LEC, nel ruolo di aggregatore, su MGP ottenute con l’ottimizzazione economica per la giornata rappresentativa invernale.

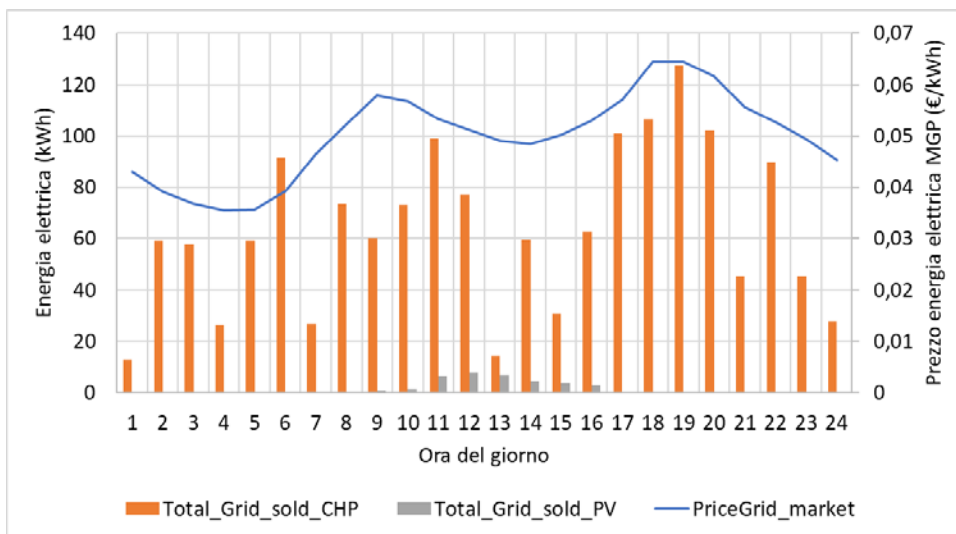


Figura 42. Strategie di offerta della LEC di Savona su MGP ottenute con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

Si nota che le strategie di offerta della LEC su MGP sono sensibili rispetto al prezzo dell’energia elettrica. In dettaglio, l’energia elettrica totale erogata dai cogeneratori della SPM e venduta su MGP segue l’andamento del prezzo dell’energia elettrica soprattutto durante le ore serali, dall’ora 15 all’ora 21. 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. Considerazioni simili possono essere fatte relativamente alle strategie di offerta ottenute per il giorno invernale specifico, mostrate in Figura 43. Tuttavia, dalla figura si nota che nelle ore 11, 12, 14, 18 e 19 tutta l’energia elettrica erogata dai cogeneratori della SPM è venduta su MGP.

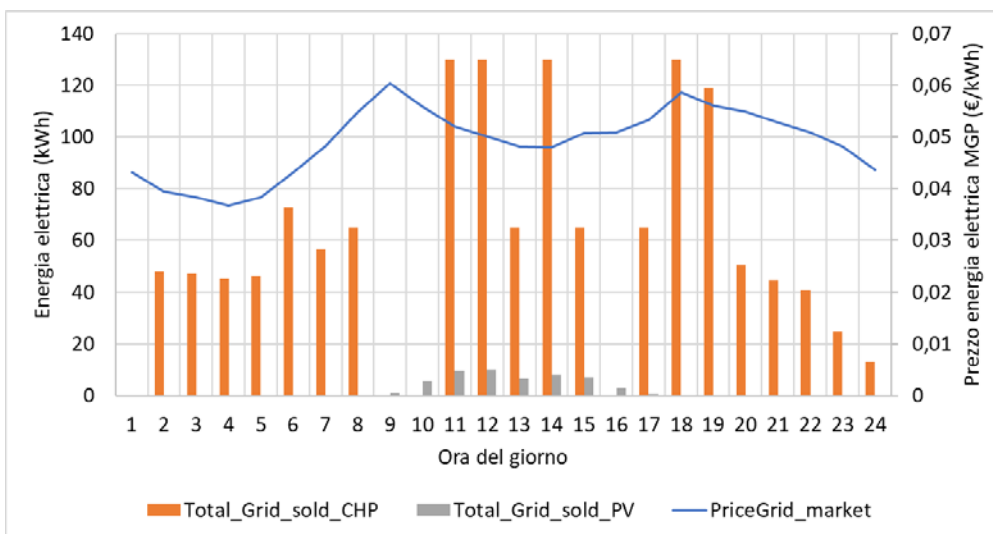


Figura 43. Strategie di offerta della LEC di Savona su MGP ottenute con ottimizzazione economica per il 18 gennaio 2018

Nel caso di ottimizzazione ambientale, con riferimento al giorno rappresentativo e al giorno specifico 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. In tal caso, essendo maggiore la generazione del PV, si riscontra una maggiore vendita di tale componente su MGP.

5.1.3 Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale

5.1.3.1 Caso invernale

In Figura 44 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l’ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale. Si nota che il carico elettrico, dato dalla somma del carico elettrico della SPM e del SEB è soddisfatto interamente dalla rete di distribuzione dall’ora 2 all’ora 6. In tutte le altre ore, sebbene ci sia il contributo dei cogeneratori e del PV, il carico elettrico continua ad essere soddisfatto prevalentemente dalla rete. 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 e dal PV viene in gran parte venduta su MGP, così come mostrato in Figura 42.

Nel caso specifico del 18 gennaio 2018, è possibile fare considerazioni simili. Tuttavia, come mostrato in Figura 43, nelle ore 11, 12, 14, 18 e 19 tutta l’energia elettrica erogata dai cogeneratori della SPM è venduta su MGP; pertanto, in tali ore il carico elettrico risulta soddisfatto completamente dalla rete di distribuzione.

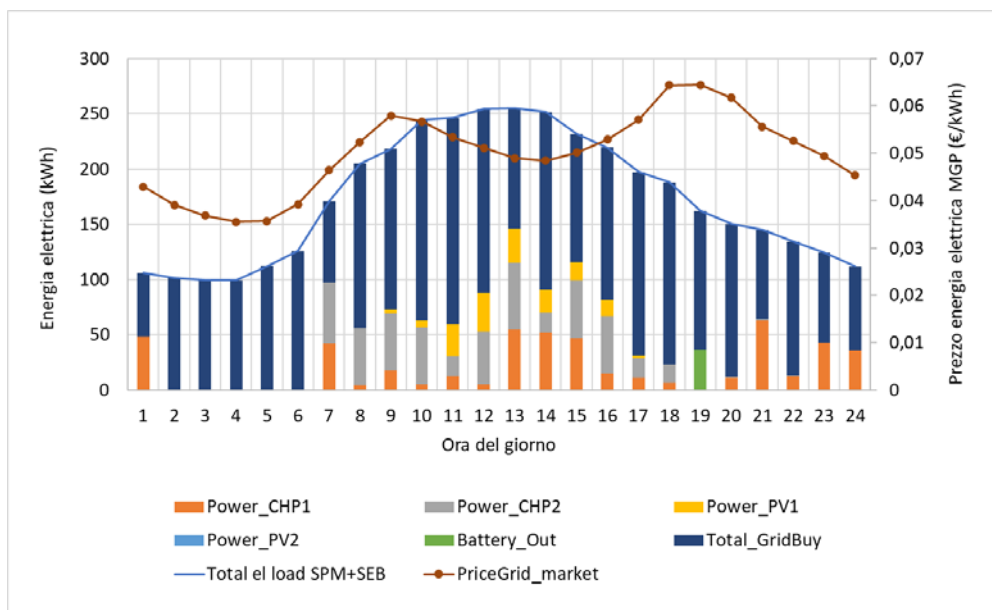


Figura 44. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

In Figura 45 si mostra il bilancio termico per la SPM ottenuto con l’ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale. Si nota che parte del carico termico è soddisfatto dai cogeneratori della LEC fino alla massima capacità degli stessi; dopodiché la rimanente parte di carico è soddisfatta dalle due caldaie a gas. Un andamento simile si riscontra per il 18 gennaio 2018.

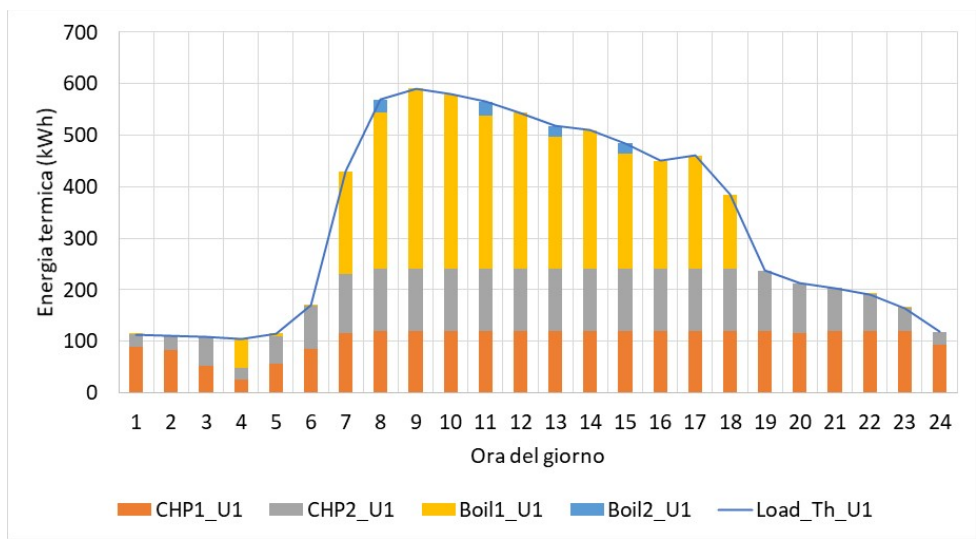


Figura 45. Bilancio termico per la SPM ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

Per quanto riguarda il SEB, il carico termico per SH è interamente coperto dalla pompa di calore geotermica, mentre il bilancio termico di DHW ottenuto con l’ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale è riportato in Figura 46. Da qui si nota che il carico è coperto quasi interamente dalla pompa di calore e solo nelle ore di massima irradianza anche dal solare termico. Infine, dall’ora 17 all’ora 21 vi è anche l’intervento del sistema di accumulo termico accoppiato al solare termico. Un andamento simile si riscontra per il 18 gennaio 2018.

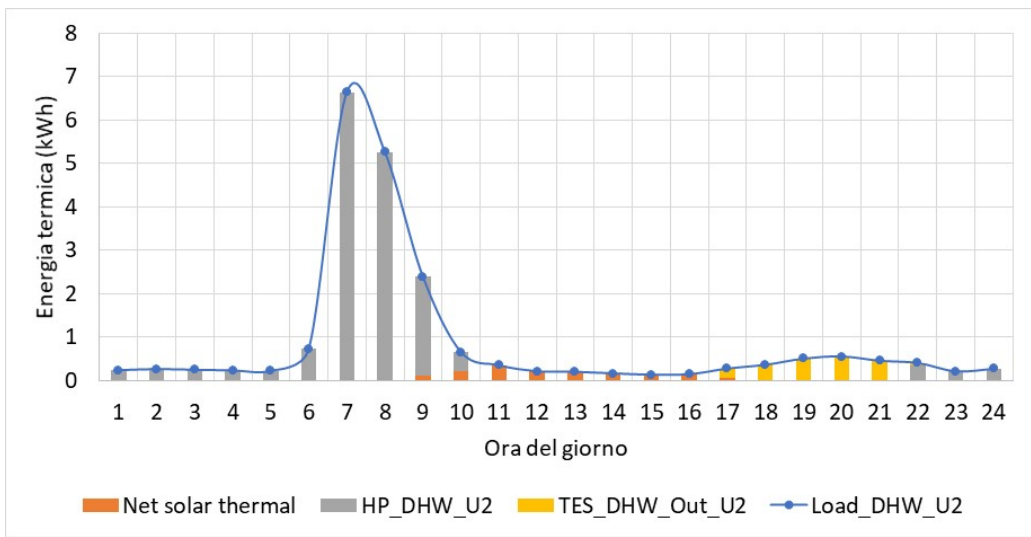


Figura 46. Bilancio termico di DHW per il SEB ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

In Figura 47 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l’ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo invernale. In questo caso, rispetto ai risultati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica mostrati in Figura 44, 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.

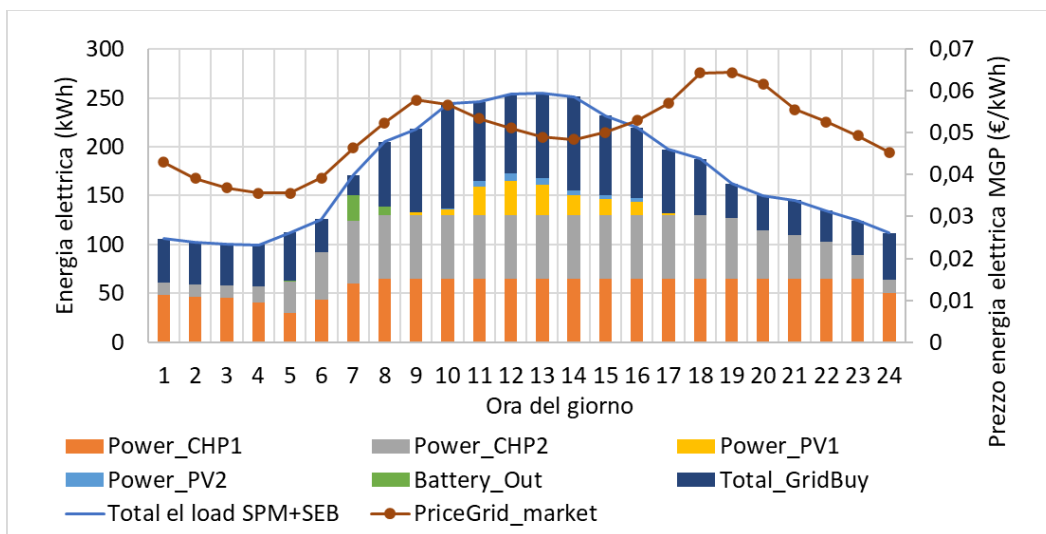


Figura 47. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo invernale

In Figura 48 si mostra il bilancio termico per la SPM ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo invernale. Non si riscontrano differenze rilevanti rispetto ai risultati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica mostrati in Figura 45, in quanto già precedentemente il carico termico era coperto dai cogeneratori fino alla loro massima capacità, oltre la quale è necessario l'intervento delle caldaie.

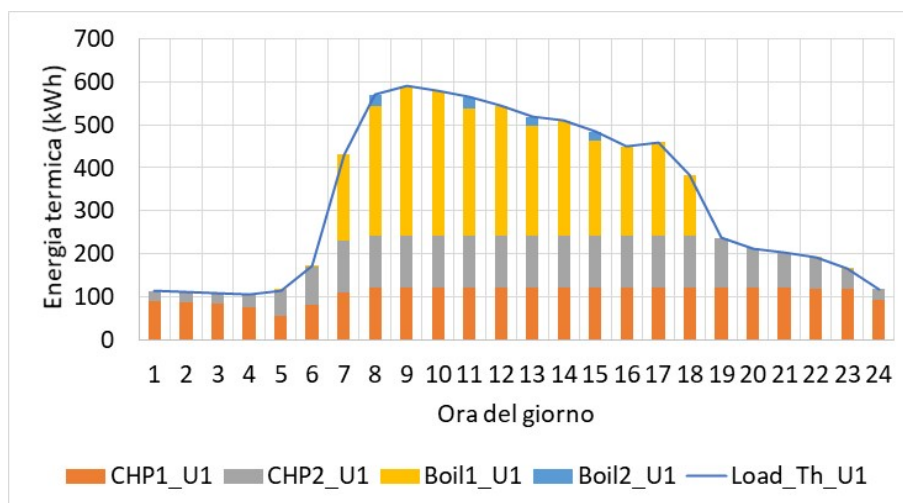


Figura 48. Bilancio termico per la SPM ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo invernale

Per ciò che riguarda il SEB, non si riscontrano differenze rilevanti rispetto al caso di ottimizzazione economica, per effetto del basso impatto ambientale delle tecnologie coinvolte.

Le medesime considerazioni possono essere fatte per il caso di ottimizzazione ambientale per il 18 gennaio 2018.

5.1.3.2 Caso estivo

In Figura 49 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo. In maniera analoga a quanto avviene per il caso invernale, si nota che il carico elettrico dell'utenza, dato dalla somma del carico elettrico della SPM e del SEB è in gran parte soddisfatto dalla rete di distribuzione. Tuttavia, per effetto del minor costo dell'elettricità, si nota che all'ora 12 e nelle

ore 14-16, per la copertura del carico aumentano sia il contributo dei cogeneratori che del PV. In generale, però, tale 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 e dal PV viene in gran parte venduta su MGP. Nel caso specifico del 18 luglio 2018, è possibile fare considerazioni simili.

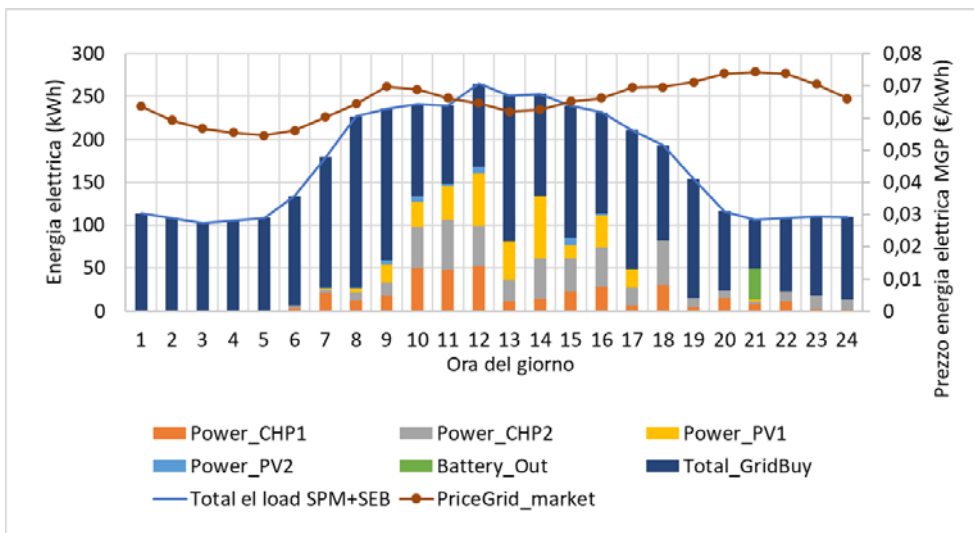


Figura 49. Bilancio elettrico ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

In Figura 50 si mostra il bilancio termico per il soddisfacimento del carico di raffreddamento della SPM ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo. Si nota che il carico è prevalentemente soddisfatto dall'assorbitore alimentato dai cogeneratori e che la pompa di calore interviene principalmente nelle ore caratterizzate da un prezzo dell'energia elettrica più basso. Lo stesso andamento si riscontra per il 18 luglio 2018.

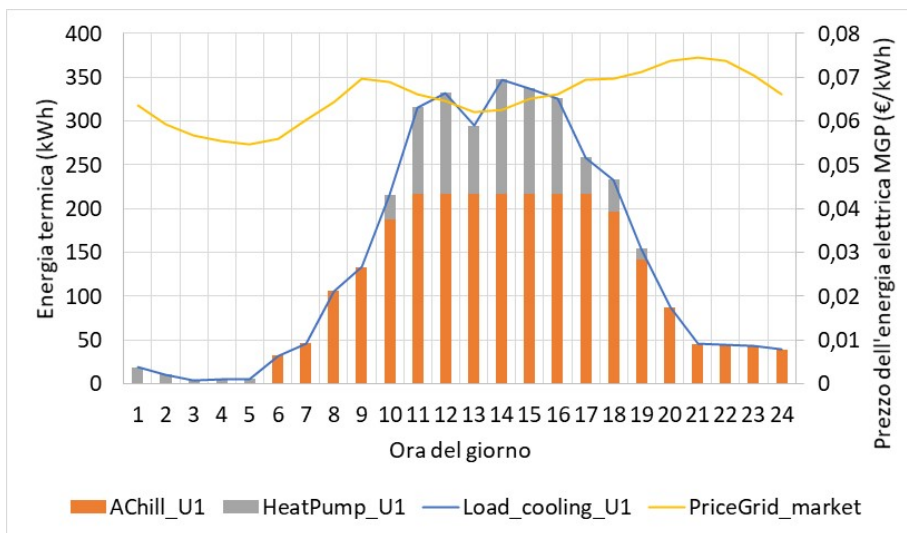


Figura 50. Bilancio termico per raffreddamento ambiente della SPM ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

Per quanto riguarda il SEB, il carico termico per il raffreddamento ambiente è interamente coperto dalla pompa di calore geotermica, mentre il bilancio termico di acqua calda sanitaria ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo è riportato in Figura 51. Da qui si nota che il carico è principalmente coperto dalla pompa di calore nelle ore a bassa irradianza, ovvero dall'ora 1 all'ora 8,

dopodiché dal solare termico fino all'ora 19. Infine, dall'ora 20 all'ora 24 vi è l'intervento del sistema di accumulo termico accoppiato al solare termico. Un andamento simile si riscontra per il 18 luglio 2018.

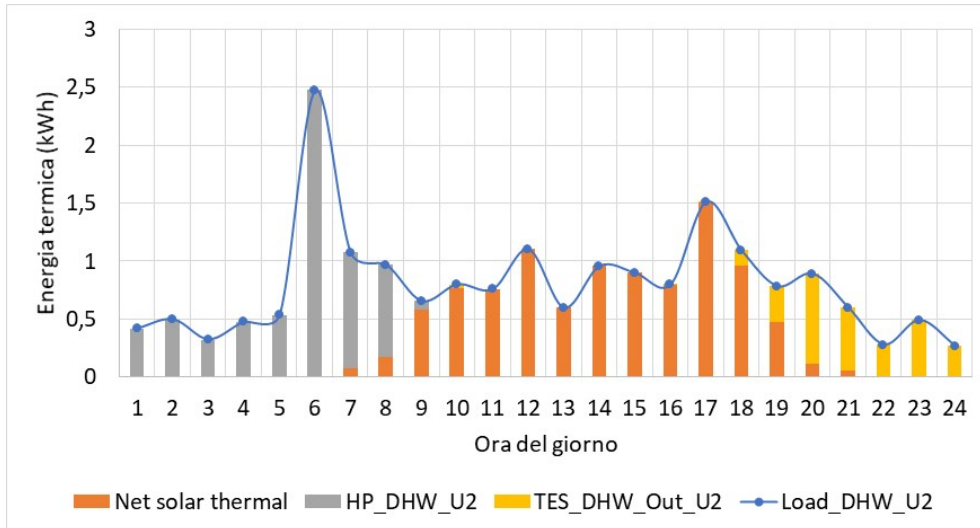


Figura 51. Bilancio termico di DHW per il SEB ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

In Figura 52 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo. In questo caso, rispetto ai risultati ottenuti nel caso di ottimizzazione economica mostrati in Figura 49, si nota che sebbene il PV continui a fornire un contributo per il soddisfacimento del carico elettrico, i cogeneratori non sono utilizzati, tranne che in lieve misura all'ora 14. Il motivo di ciò è da ricercarsi nel fatto che il carico termico di raffreddamento della SPM, mostrato in Figura 53, è soddisfatto interamente dalla pompa di calore, e solo all'ora 14 è presente un minimo contributo dell'assorbitore. Ciò evidenzia l'importanza della pompa di calore per la minimizzazione delle emissioni, grazie alla bassa intensità carbonica dell'elettricità di rete e all'elevata efficienza di conversione.

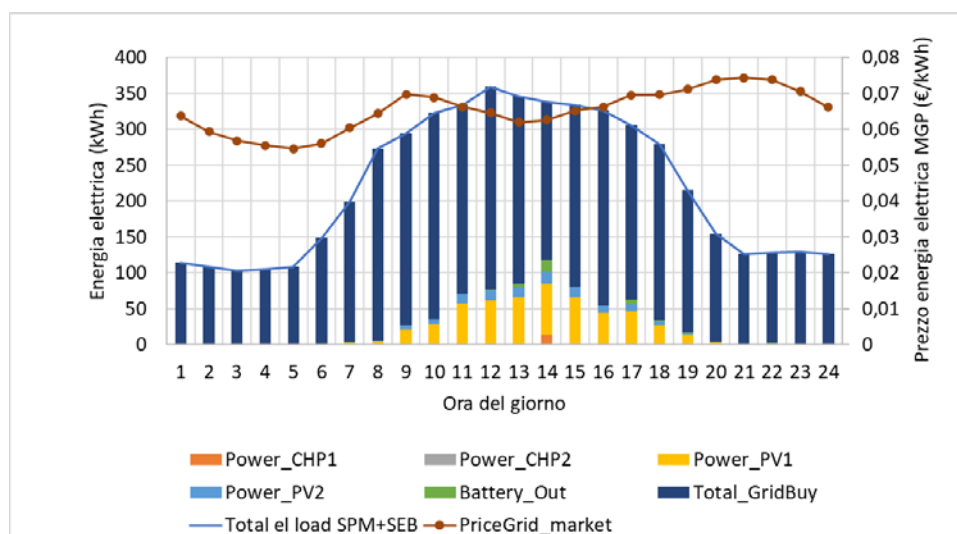


Figura 52. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo

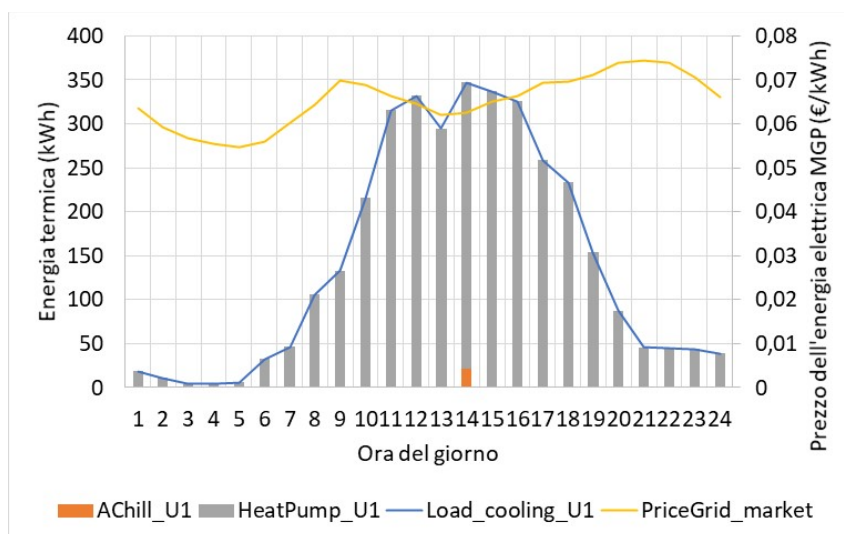


Figura 53. Bilancio termico per raffreddamento per la SPM ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo

Per ciò che riguarda il SEB non si riscontrano differenze rilevanti rispetto al caso di ottimizzazione economica, per effetto del basso impatto ambientale delle tecnologie coinvolte.

Le medesime considerazioni possono essere fatte per il caso di ottimizzazione ambientale per il 18 luglio 2018.

5.2 Campus UNIVPM

Per il caso in esame, il modello di ottimizzazione comprende 1558 vincoli, 264 variabili decisionali binarie e 912 variabili decisionali continue. Il problema di ottimizzazione è risolvibile in circa 1 minuto con un mixed integer gap nullo utilizzando un PC con 2 processori multi-core Intel® Xeon® E5 2.60 GHz con 32GB di RAM. Nell'attuale configurazione del campus UNIVPM, la LEC non può immettere energia elettrica in rete, pertanto non sono previste interazioni con l'MGP in tal senso. Tuttavia, al fine di poter valutare una potenziale migrazione alla gestione della rete del campus, si è proceduto analizzando anche il caso in cui ci fosse vendita di energia elettrica.

Di seguito, il paragrafo 5.2.1 riporta il caso senza interazione con MGP, mentre il paragrafo 5.2.2 il caso in cui è prevista interazione con MGP.

5.2.1 Caso senza interazione con MGP

5.2.1.1 Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato

In Figura 54 è riportato il confronto tra il caso attuale e il caso ottimizzato relativamente al giorno rappresentativo invernale (Figura 54 a)), al giorno rappresentativo estivo (Figura 54 b)), e ai due giorni specifici, 16 gennaio (Figura 54 c)) e 16 luglio (Figura 54 d)) in termini di emissioni di CO₂ giornaliera e di costo netto giornaliero atteso. Dalle figure si evince che non essendoci vendita di energia elettrica in rete, per le giornate invernali non vi è differenza tra il caso ottimizzato secondo l'obiettivo economico e quello ambientale. Inoltre, si nota che l'ottimizzazione economica consente rispetto al caso attuale una riduzione dei costi energetici giornalieri in un range che va dal 1 al 9%, mentre l'ottimizzazione ambientale comporta una riduzione delle emissioni nette giornaliera in un range che va dal 2 al 5%.

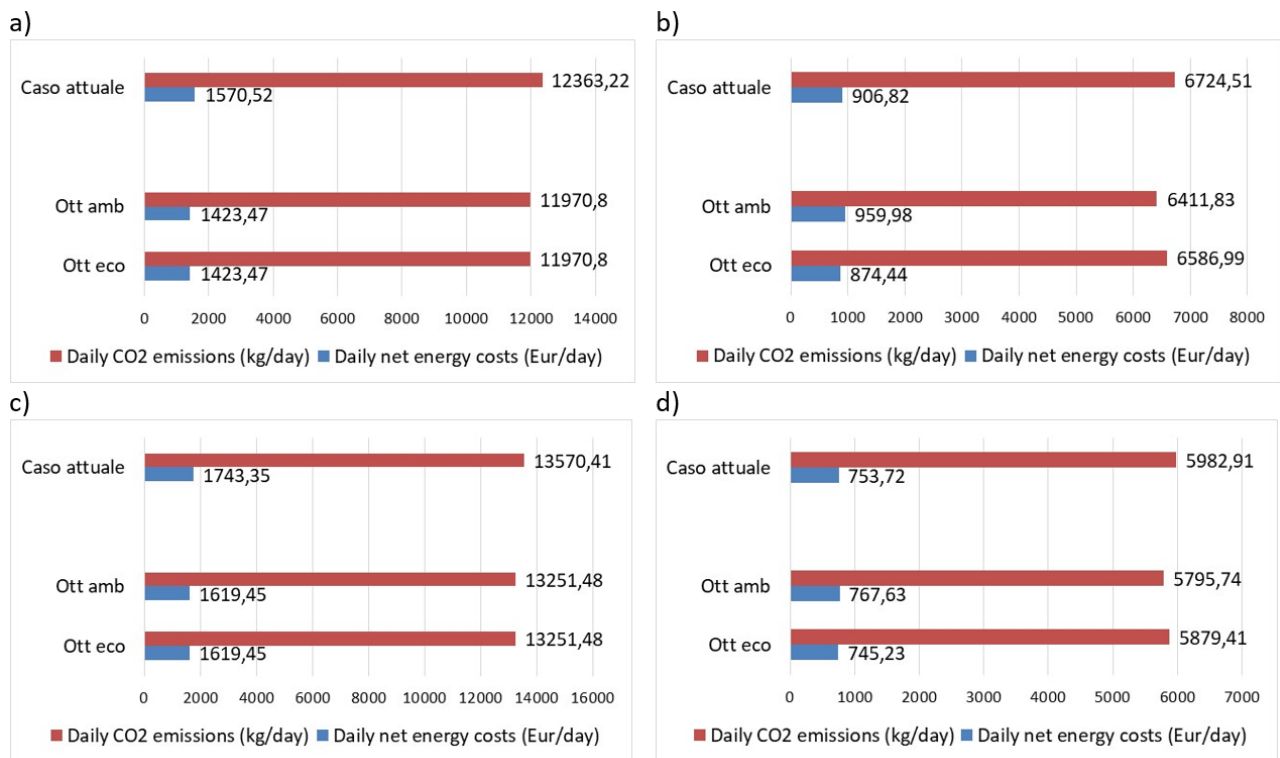


Figura 54. Confronto tra caso attuale e caso ottimizzato secondo l'obiettivo ambientale (Ott amb) o economico (Ott eco) per il campus UNIVPM: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 16 gennaio 2019; d) 16 luglio 2019

5.2.1.2 Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale

5.2.1.2.1 Caso invernale

Nelle giornate invernali non vi è differenza tra i risultati del caso ottimizzato secondo l'obiettivo economico e quello ambientale, non essendoci vendita di energia elettrica in rete. In Figura 55 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione economica e ambientale per il giorno rappresentativo invernale. Si nota che il carico elettrico è soddisfatto in gran parte dal cogeneratore fino alla sua massima capacità, oltre il quale il carico è soddisfatto mediante l'integrazione di elettricità della rete di distribuzione. Infine, considerata la potenza installata, il contributo del sistema fotovoltaico è minimo e consente la copertura del carico nelle ore centrali della giornata. Nel caso specifico del 16 gennaio 2019, si riscontra un andamento simile.

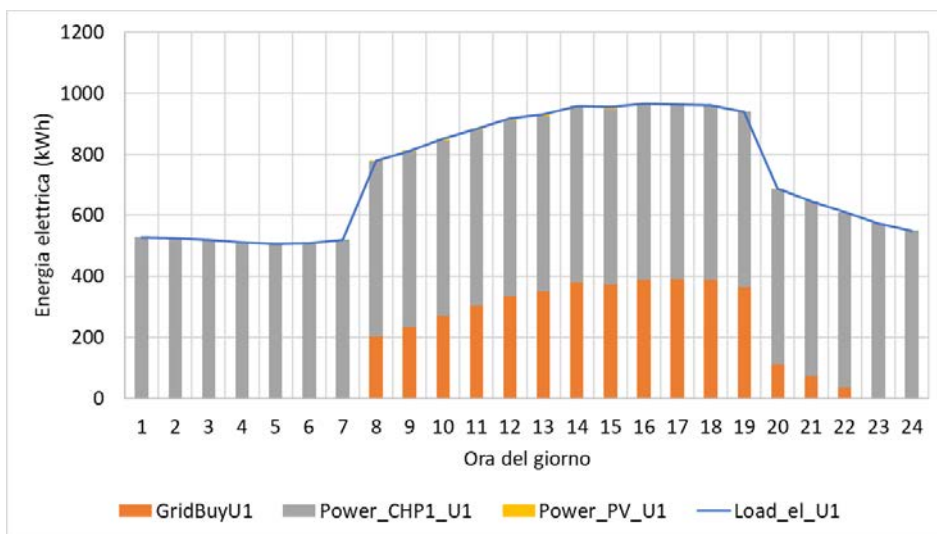


Figura 55. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica e ambientale per il giorno rappresentativo invernale

In Figura 56 si mostra il bilancio termico della LEC ottenuto con l’ottimizzazione economica e ambientale per il giorno rappresentativo invernale. Si nota che parte del carico termico è soddisfatto dai cogeneratori fino alla massima capacità degli stessi; dopodiché la rimanente parte di carico è soddisfatta dalle caldaie a gas. Lo stesso andamento si riscontra per il 16 gennaio 2019.

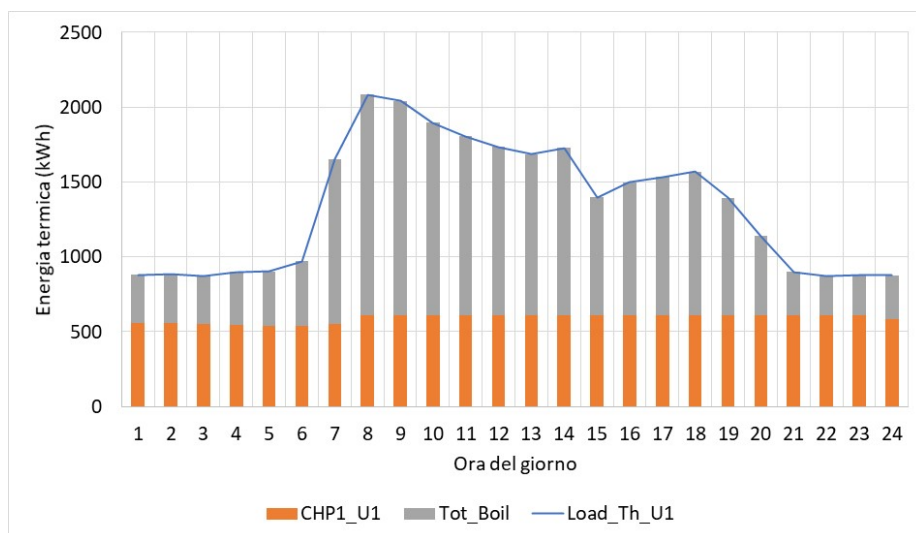


Figura 56. Bilancio termico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica e ambientale per il giorno rappresentativo invernale

5.2.1.2.2 Caso estivo

In Figura 57 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l’ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo. Si nota che il carico elettrico è coperto in molte ore interamente dalla rete di distribuzione e che i cogeneratori sono utilizzati nelle ore in cui il carico è molto elevato dall’ora 8 all’ora 19. Ciò è riscontrabile anche dal bilancio termico per il raffrescamento ottenuto nel medesimo caso, riportato in Figura 58, secondo il quale il carico di SC è coperto in parte dall’assorbitore dall’ora 8 all’ora 19 e dal chiller elettrico per la rimanente parte. Un andamento simile si riscontra per il 16 luglio 2019.

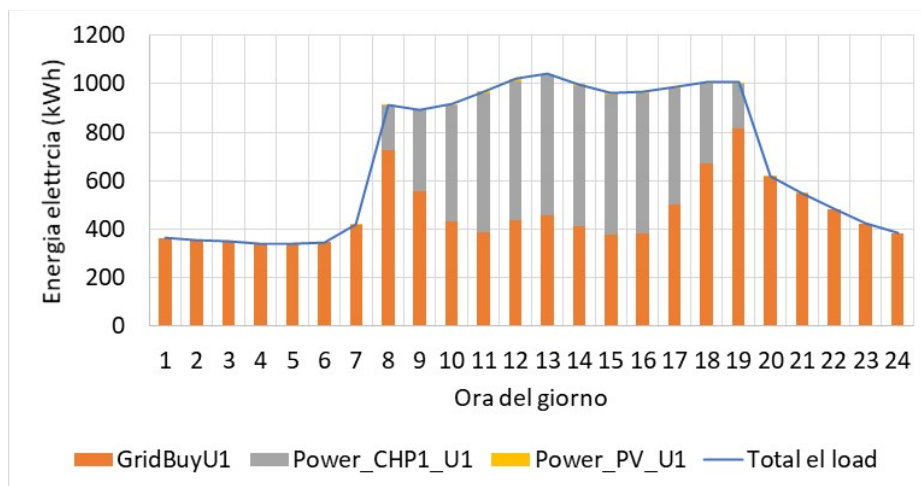


Figura 57. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

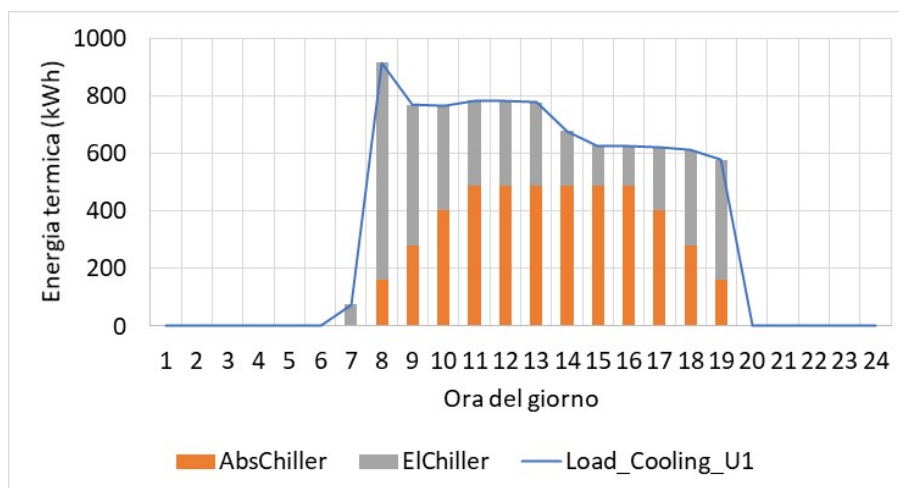


Figura 58. Bilancio termico della LEC per raffrescamento ambiente ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

In Figura 59 si mostra il bilancio elettrico ottenuto con l'ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo. Si nota in questo caso che il carico è interamente coperto dalla rete di distribuzione e che il PV è utilizzato, minimamente, nelle ore centrali. Tale strategia consente di minimizzare le emissioni grazie alla bassa intensità carbonica dell'elettricità di rete. Analogamente il bilancio termico per raffrescamento ambiente, riportato in Figura 60, mostra come il carico di SC sia interamente coperto dal chiller elettrico alimentato dall'elettricità di rete, e solo all'ora 8 in minima parte dall'assorbitore, alimentato dalla caldaia a gas.

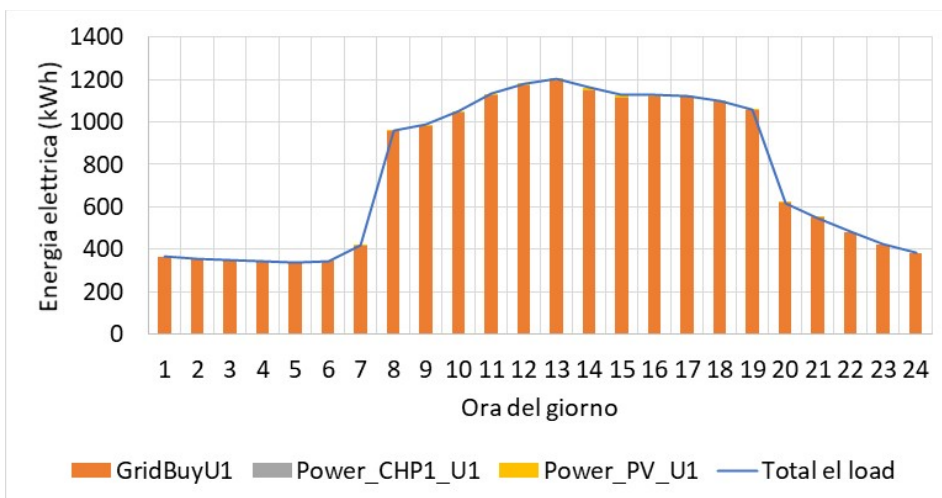


Figura 59. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo

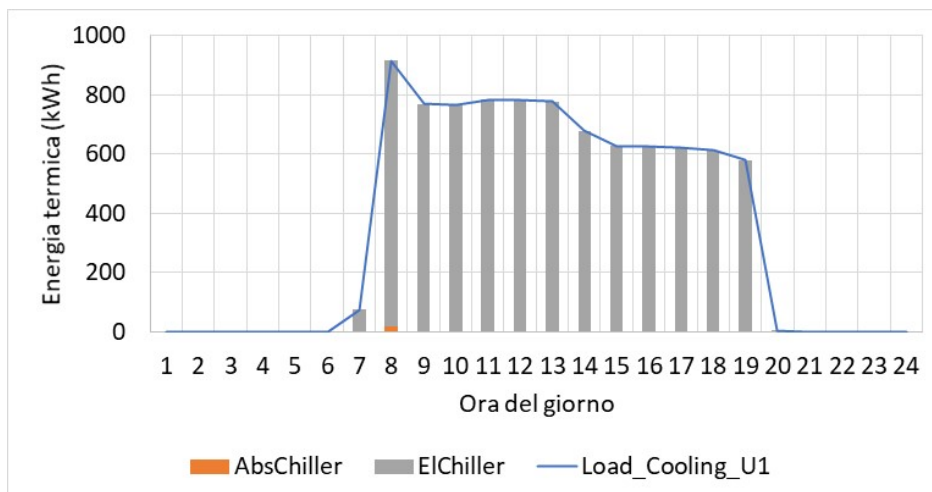


Figura 60. Bilancio termico della LEC per raffrescamento ottenuto con ottimizzazione ambientale per il giorno rappresentativo estivo

Le medesime considerazioni possono essere fatte per il caso di ottimizzazione ambientale per il 16 luglio 2019.

5.2.2 Caso con interazione con MGP

5.2.2.1 Ottimizzazione economica e ambientale: confronto tra caso attuale e caso ottimizzato

In Figura 61 è riportato il confronto tra il caso attuale e il caso ottimizzato relativamente al giorno rappresentativo invernale (Figura 61 a)), al giorno rappresentativo estivo (Figura 61 b)), e ai due giorni specifici, 16 gennaio (Figura 61 c)) e 16 luglio (Figura 61 d)) in termini di emissioni di CO₂ giornaliere e di costo netto giornaliero atteso, nel caso con partecipazione della LEC all’MGP. Dalla figura si evince che solo i risultati dell’ottimizzazione economica risultano variati rispetto al caso in cui non vi è interazione con MGP, in quanto lo scopo dell’ottimizzazione ambientale è quello di massimizzare l’autoconsumo e azzerare l’immissione in rete, e nel dettaglio si osserva una riduzione dei costi energetici giornalieri incrementata dell’1% rispetto al caso senza interazione con MGP.

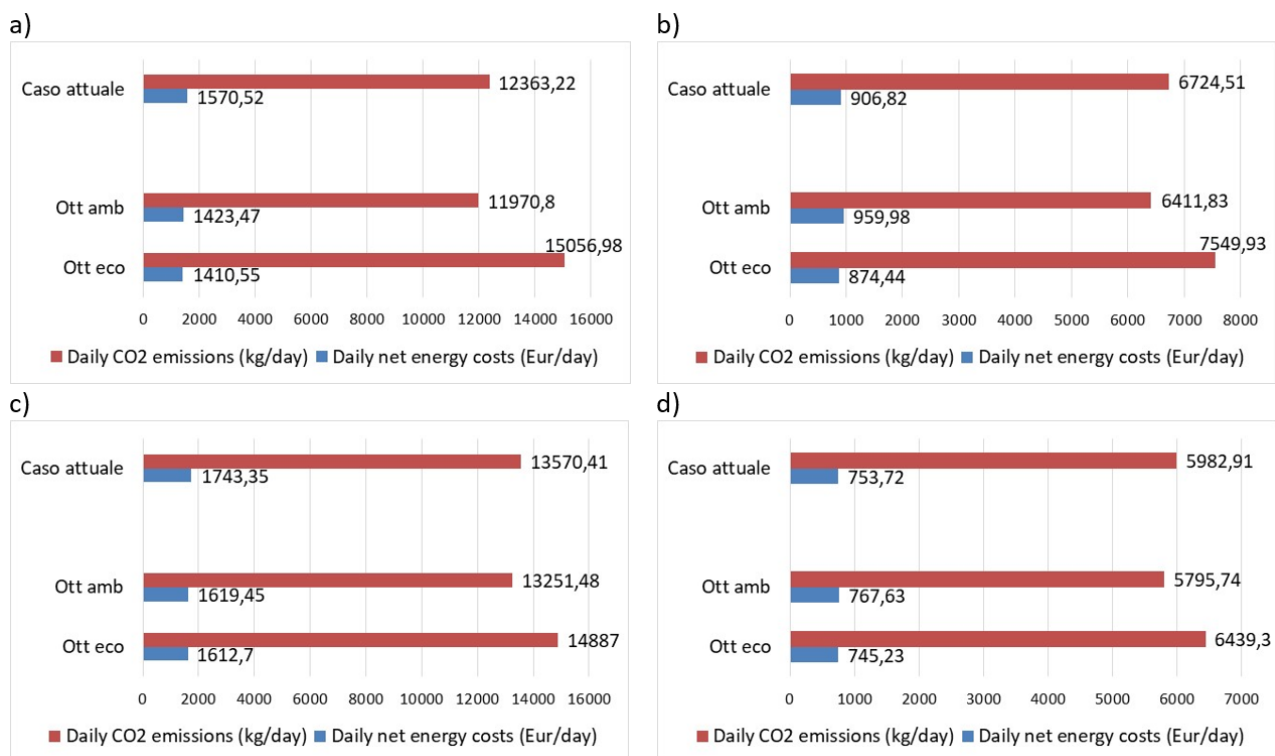


Figura 61. Confronto tra caso attuale e caso ottimizzato secondo l'obiettivo ambientale (Ott amb) o economico (Ott eco) per il campus UNIVPM nel caso di interazione con MGP: a) giornata rappresentativa invernale; b) giornata rappresentativa estiva; c) 16 gennaio 2019; d) 16 luglio 2019

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

In Figura 62 si mostrano le strategie di offerta della LEC su MGP ottenute con l'ottimizzazione economica per la giornata rappresentativa invernale.

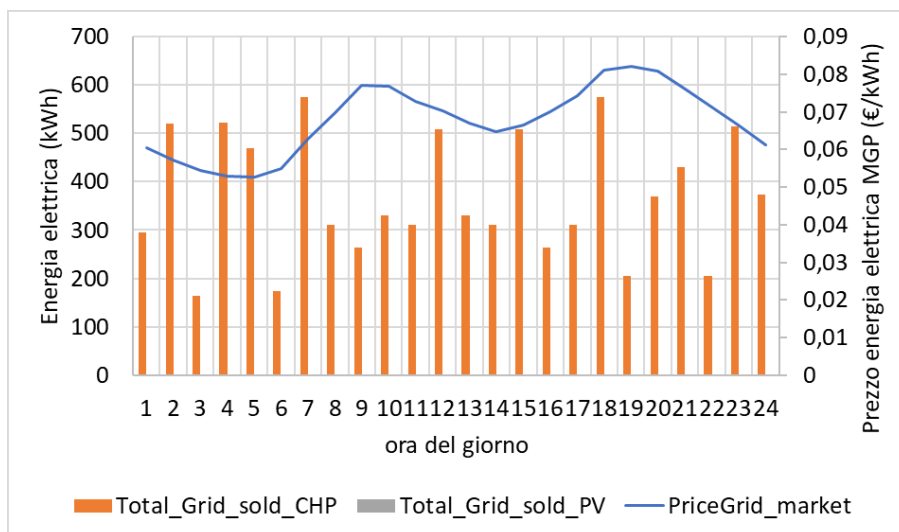


Figura 62. Strategie di offerta della LEC UNIVPM su MGP ottenute con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

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. Si nota in

tal caso, che gran parte dell'energia elettrica totale erogata dai cogeneratori è venduta su MGP, mentre il PV è utilizzato solo ai fini dell'autoconsumo.

Le medesime considerazioni possono essere fatte per le strategie di offerta della LEC su MGP nel caso estivo.

5.2.2.3 Bilanci energetici nel caso di ottimizzazione economica e ambientale

In Figura 63 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale. A differenza del caso in cui non vi è interazione con MGP, mostrato in Figura 55, il carico elettrico è soddisfatto in gran parte dalla rete di distribuzione, poi dal cogeneratore e dal PV in minima parte considerata la potenza installata. 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.

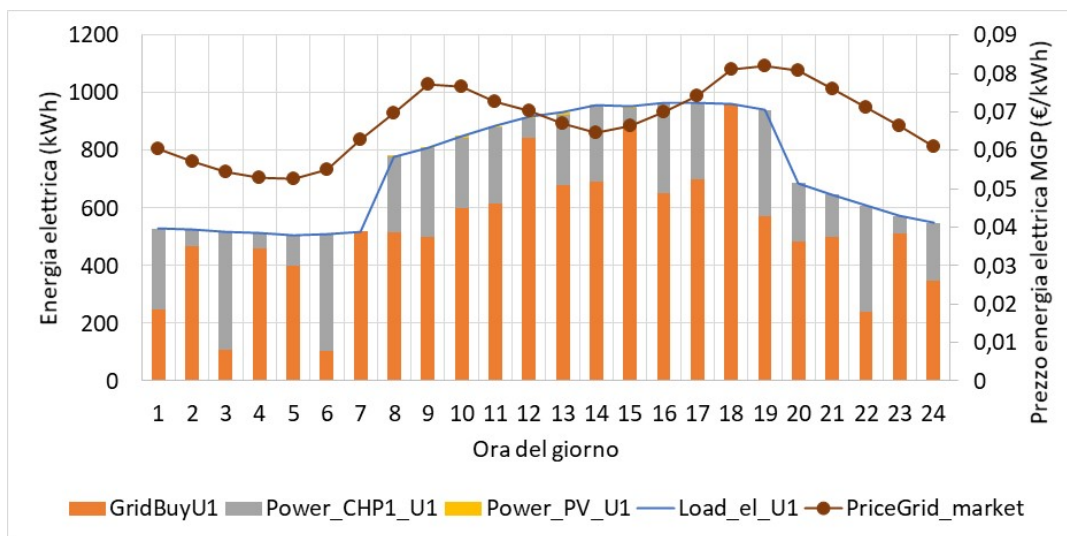


Figura 63. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

In Figura 64 si mostra il bilancio termico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale. Si nota che parte del carico termico è soddisfatto dai cogeneratori fino alla massima capacità degli stessi; dopodiché la rimanente parte di carico è soddisfatta dalle caldaie a gas.

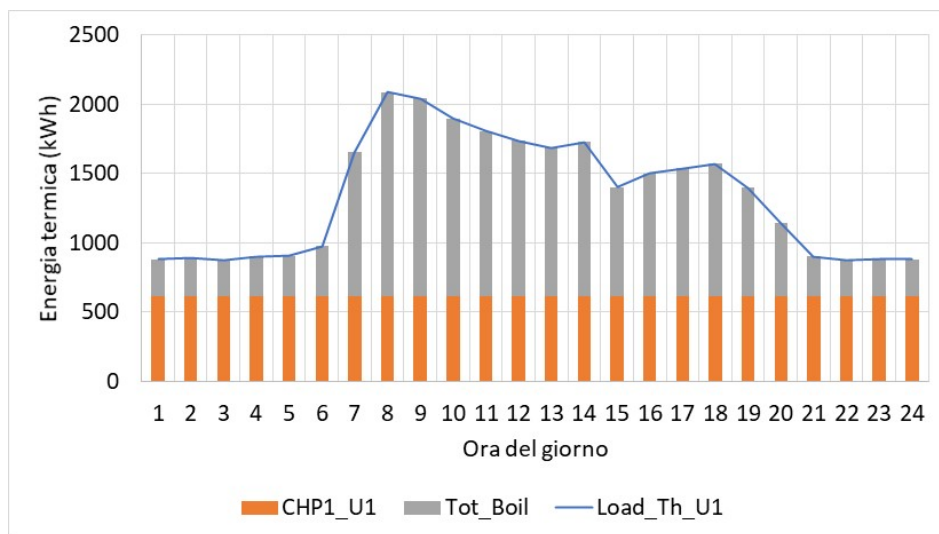


Figura 64. Bilancio termico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo invernale

5.2.2.3.1 Caso estivo

In Figura 65 si mostra il bilancio elettrico della LEC ottenuto con l'ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo. Si nota che il carico elettrico è coperto in molte ore interamente dalla rete di distribuzione e che i cogeneratori sono utilizzati nelle ore in cui il carico è molto elevato dall'ora 8 all'ora 19 per la copertura dei picchi insieme al minimo contributo offerto dal PV. Ciò è riscontrabile anche dal bilancio termico per il raffreddamento ottenuto nel medesimo caso, riportato in Figura 66, secondo il quale il carico di SC è coperto in parte dall'assorbitore dall'ora 8 all'ora 19 e dal chiller elettrico alimentato dall'elettricità di rete per la rimanente parte.

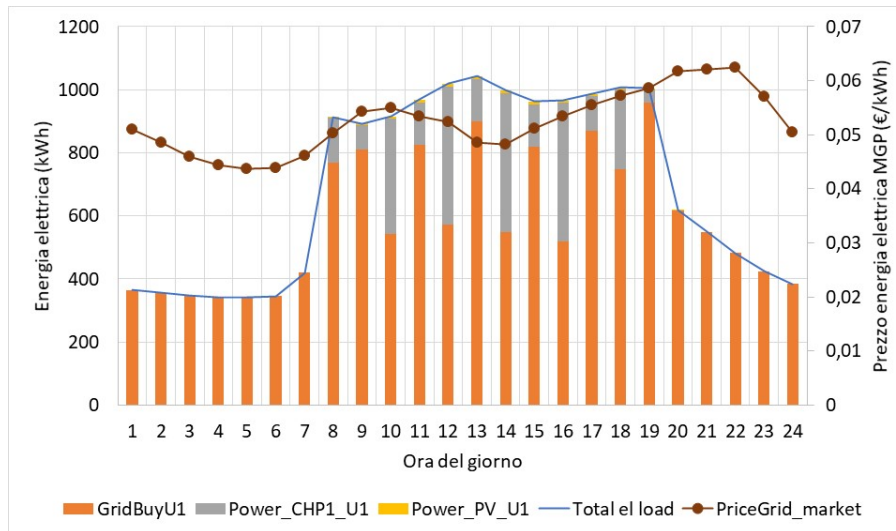


Figura 65. Bilancio elettrico della LEC ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

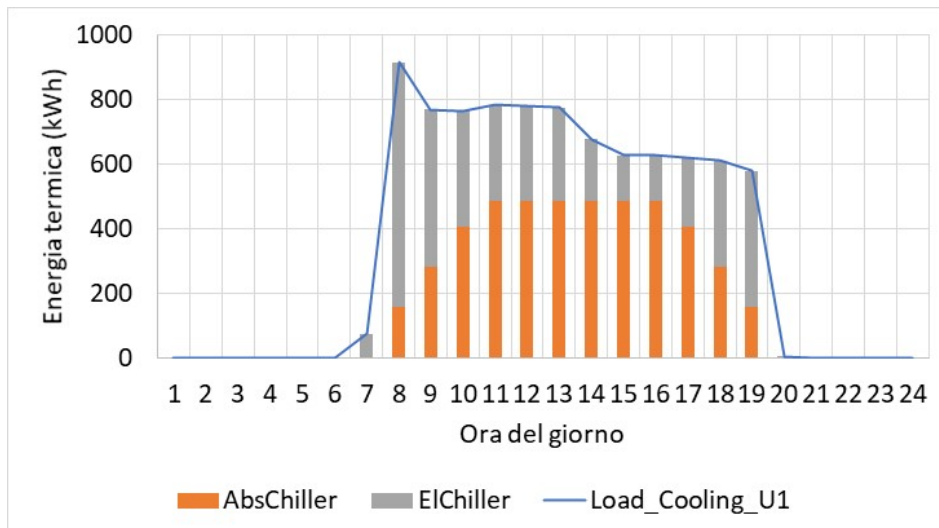


Figura 66. Bilancio termico della LEC per raffreddamento ambiente ottenuto con ottimizzazione economica per il giorno rappresentativo estivo

6 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 LA1.71 del Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico nazionale, riguardante la pianificazione operativa day-ahead di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community (LEC) mediante l'applicazione a casi reali. Il lavoro svolto può essere schematizzato nelle seguenti attività di ricerca:

- I. Studio dei casi reali da ottimizzare mediante il tool di ottimizzazione stocastica multi-obiettivo economico-ambientale sviluppato nel corso della precedente annualità dell'accordo di programma, al fine di definirne le strategie operazionali ottimizzate e le strategie di partecipazione al mercato.
- II. Analisi dei dati di irradianza solare (o produzione di energia elettrica da fotovoltaico) e di consumo misurati presso le due reti reali considerate, al fine della definizione dei dati di input necessari per l'implementazione del tool di ottimizzazione.
- III. Modellazione delle incertezze connesse all'irradianza e alla generazione fotovoltaica e generazione di set di scenari giornalieri per i mesi di interesse, per le specifiche località, al fine di tener conto della stocasticità della fonte solare nell'implementazione del modello di ottimizzazione.
- IV. Definizione dei profili di carico elettrico e termico per acqua calda sanitaria e riscaldamento e raffrescamento ambiente per le utenze associate alle due LEC per due giorni rappresentativi e due giorni specifici della stagione invernale ed estiva.
- V. Adeguamento del tool di ottimizzazione multi-obiettivo economico-ambientale con approccio stocastico sviluppato nel corso della precedente annualità ai due casi reali da trattare. In accordo alle reali configurazioni delle due LEC, sono stati definiti i vincoli di funzionamento delle tecnologie in gioco basati sui modelli matematici delle tecnologie associate, i vincoli di bilancio energetico necessari per assicurare che i carichi assegnati delle LEC fossero soddisfatti, e i vincoli aggiuntivi necessari a correlare le interazioni (quando presenti) delle LEC, nel ruolo di aggregatore, con il Mercato del Giorno Prima. È stata poi effettuata l'analisi critica dei risultati. In dettaglio, sono state analizzate le strategie operative delle LEC e le strategie di offerta delle LEC (quando presenti) sul Mercato del Giorno Prima sia nel caso di ottimizzazione economica che ambientale. Per il caso UNIVPM, che nel funzionamento reale non prevede partecipazione a MGP, è stato analizzato anche il caso in cui ciò fosse possibile, al fine di valutare un possibile upgrade della LEC.

I risultati ottenuti mostrano come le strategie di offerta della LEC su MGP consentano 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 come la gestione ottimizzata delle due comunità energetiche locali integrate ne determini una riduzione delle emissioni di CO₂ e dei costi di approvvigionamento energetico rispetto ad una gestione non ottimizzata. Infatti, nel caso della LEC del campus di Savona, l'analisi comparativa svolta confrontando le prestazioni economico/ambientali della LEC con strategie operative ottimizzate con quelle non ottimizzate, ha mostrato che per entrambe le stagioni considerate, il caso ottimizzato permette una notevole riduzione dei costi di approvvigionamento energetico e delle emissioni di CO₂. Nel dettaglio, il caso ottimizzato consente rispetto al caso attuale una riduzione dei costi energetici giornalieri in un range che va dal 5 al 14%, mentre l'ottimizzazione ambientale comporta una riduzione delle emissioni nette giornaliere in un range che va dal 6 al 18%.

Analogamente, per il caso della LEC dell'UNIVPM, il caso ottimizzato consente rispetto al caso attuale una riduzione dei costi energetici giornalieri in un range che va dal 1 al 9%, mentre l'ottimizzazione ambientale comporta una riduzione delle emissioni nette giornaliere in un range che va dal 2 al 5%. L'ulteriore caso analizzato, in cui anche per la LEC UNIVPM è prevista interazione con MGP, i costi energetici giornalieri subiscono un'ulteriore riduzione pari circa all'1%.

7 Riferimenti

- [1] M. Di Somma, A. Buonanno, M. Caliano, G. Graditi. Sviluppo e implementazione di un tool di ottimizzazione per la pianificazione operativa di una Local Energy Community come soggetto del mercato. Report RdS/PTR(2020)/035.
- [2] K. P. Murphy, Machine Learning: A Probabilistic Perspective, The MIT Press, 2012.
- [3] Z. Michalewicz, Genetic algorithms + data structures = evolution programs, Springer-Verlag, 1996 .
- [4] N. Grawe-Kuska, H. Heitsch e W. Roemisch, Scenario reduction and scenario tree construction for power management problem, Bologna (Italy), 2003.
- [5] <http://www.mercatoelettrico.org/it/>.
- [6] 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.