



Ricerca di Sistema elettrico

Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore

Stefano Bracco, Federico Delfino, Giorgio Piazza

SVILUPPO DI MODELLI MATEMATICI E TOOL DI OTTIMIZZAZIONE PER LA PROGETTAZIONE DI HUB ENERGETICI MULTI-VETTORE

Stefano Bracco, Federico Delfino, Giorgio Piazza
Università degli Studi di Genova

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 modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione *"Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali"*

Responsabile scientifico ENEA: Dott.ssa Ing. Marialaura Di Somma

Responsabile scientifico Università degli Studi di Genova: Prof. Ing. Stefano Bracco

Indice

SOMMARIO.....	5
1 INTRODUZIONE.....	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE.....	7
3 MODELLO MATEMATICO.....	9
3.1 DESCRIZIONE SISTEMA ENERGETICO.....	9
3.2 TECNOLOGIE.....	10
3.2.1 Impianti a fonte rinnovabile.....	10
3.2.1.1 Fotovoltaico.....	10
3.2.1.2 Solare termico.....	12
3.2.2 Impianti di cogenerazione.....	13
3.2.2.1 Microturbine a gas.....	13
3.2.2.2 Motori a combustione interna a gas.....	16
3.2.3 Impianti di conversione secondaria.....	19
3.2.3.1 Pompe di calore.....	19
3.2.3.2 Chiller ad assorbimento.....	22
3.2.4 Sistemi di accumulo.....	25
3.2.4.1 Accumulo elettrico.....	25
3.2.4.2 Accumulo termico di acqua tecnica.....	28
3.2.4.3 Bollitore.....	30
3.2.5 Infrastrutture di ricarica e veicoli elettrici.....	32
3.2.5.1 Charger tradizionali.....	32
3.2.5.2 Charger V1G.....	33
3.2.5.3 Charger V2G.....	35
3.2.5.4 Veicoli elettrici.....	36
3.2.6 Rete di distribuzione elettrica e rete di teleriscaldamento.....	37
3.2.7 Sistema complessivo.....	38
3.3 FUNZIONI OBIETTIVO.....	39
3.3.1 Funzione obiettivo economica: minimizzazione dei costi totali.....	39
3.3.2 Funzione obiettivo ambientale: minimizzazione delle emissioni di CO ₂	42
3.3.3 Funzione obiettivo mista: minimizzazione dei costi totali comprensivi dei costi ambientali.....	43
3.3.4 Ottimizzazione multi-obiettivo.....	43
4 APPLICAZIONE 1: AUTOCONSUMATORI COLLETTIVI DI ENERGIA RINNOVABILE.....	45
4.1 SCENARIO A MOBILITÀ TRADIZIONALE.....	47
4.2 SCENARIO CON MOBILITÀ ELETTRICA.....	49
4.2.1 Caso 1: due veicoli.....	50
4.2.2 Caso 2: quattro veicoli.....	51
4.2.3 Caso 3: sette veicoli.....	51
5 APPLICAZIONE 2: COMUNITÀ ENERGETICA LOCALE (LEC).....	53
5.1 IL CAMPUS DI SAVONA.....	53
5.2 ANALISI DELL'UTENZA.....	54
5.3 PORTFOLIO DELLE TECNOLOGIE.....	59
5.3.1 Fotovoltaico.....	60
5.3.2 Solare termico.....	60
5.3.3 Microturbine a gas.....	61
5.3.4 Motori a combustione interna.....	61
5.3.5 Pompe di calore.....	61
5.3.6 Chiller ad assorbimento.....	62

5.3.7	<i>Accumulo elettrico</i>	62
5.3.8	<i>Accumulo termico di acqua tecnica e bollitore</i>	63
5.4	ANALISI DEI RISULTATI	63
5.4.1	<i>Caso “solo elettrico”</i>	63
5.4.2	<i>Caso “elettrico & termico”</i>	68
6	CONCLUSIONI	74
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	76
	CURRICULA SCIENTIFICI DEGLI AUTORI	79

Sommario

Il presente elaborato riporta la descrizione dell'attività di ricerca svolta dall'Università degli Studi di Genova nell'ambito della corrente annualità dell'accordo di collaborazione con ENEA dal titolo: "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali". L'accordo di collaborazione si inserisce nell'ambito del Progetto 1.7 "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali" previsto dal Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 predisposto da ENEA.

L'elaborato descrive un modello matematico di ottimizzazione di tipo lineare misto intero (MILP – Mixed Integer Linear Programming) che può essere utilizzato per dimensionare un sistema energetico poligenerativo, anche detto "hub energetico multi-vettore", a servizio di utenze del settore civile (residenziale o del terziario) o industriale che necessitano di un approvvigionamento elettrico e termico (per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria), e di servizi di ricarica per veicoli elettrici. Il modello matematico è stato implementato in ambiente MATLAB/YALMIP e risolto avvalendosi di diversi solver quali Gurobi, BARON e CPLEX.

Le tecnologie energetiche considerate nel modello si possono così classificare: *impianti alimentati a fonte rinnovabile* (fotovoltaico e solare termico), *impianti cogenerativi ad alto rendimento* (microturbine e motori a combustione interna a gas), *impianti di conversione secondaria* (pompe di calore aria/acqua e chiller ad assorbimento), *sistemi di accumulo elettrico e termico*. Per quanto riguarda le infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici, sono prese in esame sia *colonnine di ricarica "slow"* e *"quick"* in corrente alternata che *colonnine "vehicle-to-grid" (V2G)* in corrente continua. Il modello di calcolo sviluppato determina, a partire dall'analisi dei profili di carico dell'utenza e nel rispetto dei vincoli tecnici legati alle caratteristiche di funzionamento degli impianti, il migliore insieme di tecnologie da installare al fine di minimizzare una funzione obiettivo che include sia aspetti economici che ambientali. Infatti, attraverso un approccio multi-obiettivo si vuole proprio esaminare quali tecnologie siano da adottare in una condizione di minimizzazione dei costi di acquisto, installazione e gestione dell'hub energetico multi-vettore e quali altre invece siano da scegliere ogni qual volta si voglia implementare una soluzione a ridotto impatto ambientale. Oltre a confrontare tra loro le soluzioni ottime del problema decisionale appena descritto, si vuole anche valutare come le soluzioni proposte si pongano, sia dal punto di vista economico che ambientale, rispetto ad un approvvigionamento energetico più tradizionale identificato come scenario *AS-IS*. Nella successiva annualità dell'accordo di collaborazione il modello di ottimizzazione verrà esteso a più hub energetici multi-vettore interconnessi tra loro ed applicato ad alcuni poli dell'Università degli Studi di Genova.

I due casi di studio esaminati nel presente elaborato riguardano entrambi l'applicazione del modello di ottimizzazione al Campus di Savona dell'Università degli Studi di Genova, che costituisce un piccolo distretto urbano che mira sempre più a diventare un esempio di realizzazione di buone pratiche di sostenibilità energetica ed ambientale.

Dopo una breve introduzione (Capitolo 1) e una sintetica descrizione delle attività svolte durante la corrente annualità dell'accordo di collaborazione (Capitolo 2), l'elaborato riporta una descrizione dettagliata del modello di ottimizzazione (Capitolo 3) e della sua applicazione ai due casi di studio già menzionati (Capitolo 4 e Capitolo 5). Infine, nel Capitolo 6 vengono tratte le principali conclusioni dello studio e proposti alcuni spunti di riflessione e di sviluppo futuro.

1 Introduzione

Il presente elaborato riporta la descrizione dell'attività di ricerca svolta dall'Università degli Studi di Genova nell'ambito della corrente annualità dell'accordo di collaborazione con ENEA dal titolo: "Sviluppo di modelli matematici e tool di ottimizzazione per la progettazione di hub energetici multi-vettore in assetto Local Energy Community e relativa applicazione a casi reali".

Prima di entrare nel dettaglio dell'attività di ricerca sviluppata, è importante ricordare come oggi si stia assistendo ad una progressiva integrazione tra sistemi di produzione di energie differenti (elettrica, di riscaldamento, di acqua calda sanitaria e di raffrescamento) [1-5] e come una progettazione ottima di tali sistemi non possa esimersi da un approccio il più omnicomprensivo possibile, che valuti i fabbisogni energetici del singolo edificio o della comunità energetica locale nella sua interezza [6-16]. Inoltre, si sta assistendo anche ad una progressiva quanto inesorabile elettrificazione dei trasporti attraverso l'introduzione sul mercato dei veicoli elettrici [17-20]. Questi ultimi, vanno ad inserirsi nel contesto precedentemente evidenziato, incrementando ulteriormente la complessità del sistema. I veicoli elettrici, infatti, a seconda delle tecnologie di ricarica considerate, possono essere visti sia come semplici carichi elettrici supplementari sia come carichi modulabili nel tempo ed in potenza ovvero come accumulatori di energia elettrica mobili, nel caso di applicazione delle tecnologie V2G [21-24]. In questo ultimo caso, i veicoli elettrici possono avere un ruolo significativo nel supporto alla gestione delle fonti rinnovabili incrementando la flessibilità dell'intero sistema elettrico.

L'attività di ricerca si è focalizzata sullo sviluppo di metodi e modelli matematici di ottimizzazione per il design ottimo di hub energetici multi-vettore costituiti da cluster di edifici elettricamente e termicamente interconnessi, tenendo conto di obiettivi di carattere economico ed ambientale. Tali modelli sono stati implementati in ambiente MATLAB/YALMIP e consentono di determinare la configurazione ottima in termini di tipologia e numero di tecnologie da installare all'interno di un singolo hub energetico. In particolare, sono stati sviluppati modelli di tecnologie per la generazione di energia elettrica e termica nonché di sistemi di accumulo e di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici. Inizialmente è stato sviluppato un modello a livello di singolo edificio, per poi passare a definire un modello più complesso per un hub energetico costituito da più edifici e agente come un unico soggetto nell'interconnessione con le reti di fornitura elettricità e gas naturale.

I principali dati di ingresso dei modelli di ottimizzazione riguardano: profili di carico (elettrico e termico) degli edifici, posizione geografica del sito in esame, disponibilità di superficie per l'installazione di impianti di generazione e di accumulo, dati previsionali di producibilità energetica degli impianti a fonte rinnovabile, caratteristiche tecniche e prestazionali delle unità di generazione e accumulo installabili, tipologie di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, parametri di costo e fattori emissivi. I modelli di ottimizzazione sviluppati, caratterizzabili attraverso l'impiego di diverse funzioni obiettivo, di carattere economico e ambientale, sono stati applicati ad alcuni casi reali costituiti da singoli edifici o insiemi di edifici del Campus dell'Università degli Studi di Genova presente nella città di Savona. I casi di studio sono stati esaminati anche avvalendosi di analisi di sensitività effettuate variando i principali dati di input dei modelli di calcolo. Inoltre, le configurazioni ottime individuate nei diversi casi di studio sono state confrontate, sia dal punto di vista dei costi che delle emissioni, con la situazione ex-ante (denominata AS-IS) caratterizzata dal soddisfacimento dei carichi elettrici con elettricità prelevata dalla rete di distribuzione, dei carichi termici (riscaldamento e acqua calda sanitaria) con energia termica prodotta tramite caldaie tradizionali alimentate a gas naturale e dei carichi di raffrescamento con energia prodotta da pompe di calore aria/aria.

L'analisi svolta e qui descritta ha consentito di individuare tipologia e taglia delle tecnologie di generazione distribuita e accumulo più convenienti, sia dal punto di vista economico che di impatto ambientale, da impiegare all'interno di complessi di edifici asserviti da un sistema di produzione energetica condiviso. Inoltre, le tecnologie e le soluzioni di mobilità elettrica proposte sono state analizzate nel contesto dell'attuale panorama energetico nel quale sempre più importanza assumono gli "energy prosumer" (singoli edifici o gruppi di edifici energeticamente interconnessi ed in grado di autoprodursi energia elettrica e termica) ed iniziano a definirsi le prime Comunità Energetiche locali.

2 Descrizione delle attività svolte

L'attività di ricerca della corrente annualità è stata volta alla definizione e successiva implementazione di un modello matematico di programmazione lineare mista intera (MILP) per la progettazione ottima di un hub energetico multi-vettore a servizio di un singolo edificio e/o di una comunità energetica locale costituita da più edifici interconnessi energeticamente. L'attività svolta è stata articolata su quattro macro-fasi di seguito descritte:

- I. Durante la prima fase, l'attività si è focalizzata sulla definizione del modello matematico di ottimizzazione. Per ciascuna tecnologia individuata si è andato a definire il modello matematico ad essa associato. Pertanto, per ciascuna tecnologia, sono stati identificati dati e parametri, variabili decisionali (binarie, intere e continue) ed infine ne sono stati definiti i vincoli. In alcuni casi, si è rivelato necessario attuare delle linearizzazioni dei vincoli allo scopo di rimanere nei confini della programmazione lineare. Infine, attraverso la definizione di differenti funzioni obiettivo è stato possibile considerare l'impatto ambientale ed economico del sistema di volta in volta preso in esame. Alcune politiche nazionali di detrazione fiscale sono state inserite nel modello al fine di valutarne l'impatto su alcuni casi studio.
- II. Durante la seconda fase, il modello matematico di ottimizzazione è stato implementato in ambiente MATLAB, utilizzando il toolbox YALMIP. L'implementazione pratica del modello teorico ha richiesto la necessità di considerare un giusto trade-off tra il tempo computazionale e la precisione di rappresentazione del sistema reale, per tale ragione sono state effettuate alcune semplificazioni descritte nel presente elaborato. Il modello ottenuto ha la caratteristica di essere flessibile, potendo considerare tutte o un subset specifico delle tecnologie individuate durante la prima fase. Per tale ragione, esso può essere utilizzato in maniera versatile per valutare diversi casi di studio, che coinvolgano aspetti puramente elettrici, elettrici e termici o che considerino anche l'impatto della mobilità elettrica sulla soluzione ottima. Il modello matematico può essere risolto attraverso l'utilizzo di diversi solver (o "solutori") come ad esempio Gurobi, BARON, CPLEX.
- III. Durante la terza fase, il modello di ottimizzazione è stato applicato al caso di studio di un edificio singolo, visto come un "autoconsumatore collettivo di energia rinnovabile". In particolare, i dati (profili di carico, temperatura esterna, irradianza) relativi ad una palazzina del Campus di Savona dell'Università degli Studi di Genova sono stati raccolti ed inseriti all'interno del tool di ottimizzazione. Il modello è stato fatto girare focalizzando l'attenzione solamente su alcune tecnologie: fotovoltaico, accumulo elettrico e sistemi di ricarica per veicoli elettrici. In questo modo si è voluto valutare una configurazione il più simile possibile a quella definita per un insieme di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile, così come riportato dalla Direttiva europea UE/2018/2001 [25]. Lo scenario attuale AS-IS è stato comparato con le diverse soluzioni ottime, ottenute al variare della funzione obiettivo, attraverso l'utilizzo di alcuni KPI (Key Performance Indicators). Infine, considerando la funzione obiettivo puramente economica, un'analisi di sensitività sul numero di veicoli elettrici (di tipologia assegnata in maniera stocastica) associati all'edificio è stata sviluppata al fine di valutare l'impatto della mobilità elettrica sulla soluzione ottima trovata.
- IV. Durante la quarta ed ultima fase, il modello matematico di ottimizzazione è stato applicato all'intero Campus di Savona con l'obiettivo di rappresentare una comunità energetica locale. I dati di fabbisogno elettrico e termico degli edifici sono stati ricavati da un'analisi dettagliata dei consumi storici acquisiti attraverso il sistema di monitoraggio e gestione della Smart Polygeneration Microgrid (SPM), microrete intelligente operativa dal 2014 [26, 27]. Il modello di ottimizzazione, per questo secondo caso, è stato fatto girare dapprima prendendo in esame solo alcune tecnologie (fotovoltaico ed accumulo elettrolitico) ed in un secondo momento considerando tutte le tecnologie disponibili tranne la mobilità elettrica, già analizzata in dettaglio nel primo caso di studio. Per entrambe le configurazioni la funzione multi-obiettivo tecnico economica è stata presa in esame

per il dimensionamento dell'hub energetico multi-vettore a servizio della comunità energetica. È stato quindi possibile determinare il fronte di Pareto per entrambe le configurazioni al variare del peso assegnato di volta in volta all'aspetto economico rispetto a quello ambientale. Per ciascun punto del fronte di Pareto vengono riportati e confrontati i valori delle variabili principali e dei parametri economici ed ambientali.

3 Modello matematico

Il modello di ottimizzazione sviluppato consiste in un modello di programmazione matematica lineare mista-intera (MILP, Mixed Integer Linear Programming) che utilizza variabili decisionali continue (reali) e discrete (intere e binarie) e considera vincoli e funzione obiettivo lineari. Tale modello è volto al dimensionamento e alla gestione operativa ottimale di un hub energetico multi-vettore al servizio di un singolo edificio ovvero di una comunità energetica locale. L'obiettivo è quindi quello di decidere quali tecnologie installare, di che taglia e in che quantità nonché come gestirne il funzionamento quotidiano per soddisfare i fabbisogni energetici richiesti dall'utenza. L'orizzonte temporale del modello di ottimizzazione è un anno, suddiviso in D giorni tipo; ogni giorno tipo d ($d=1\dots D$) è suddiviso in T intervalli temporali di durata Δ . Il singolo giorno tipo d è rappresentativo di N_d giorni dell'anno.

Lo strumento che è stato utilizzato per implementare il modello matematico è YALMIP [28], un toolbox richiamabile in ambiente MATLAB. Il problema di ottimizzazione viene poi risolto attraverso l'ausilio di diversi solver ("solutori") quali Gurobi, BARON e CPLEX.

3.1 Descrizione sistema energetico

Il modello matematico di ottimizzazione vuole rappresentare un sistema energetico dotato di differenti tecnologie di produzione e accumulo di energia. A valle di un'attenta analisi della letteratura scientifica ed una contestuale indagine di mercato circa le tecnologie maggiormente utilizzate, si è deciso di concentrare l'attenzione su un set finito di tecnologie da installare all'interno dell'hub energetico multi-vettore. Nello specifico, il sistema energetico preso in esame è caratterizzato da una *domanda elettrica*, una *domanda di riscaldamento*, una *domanda di acqua calda sanitaria (acs)*, una *domanda di raffrescamento* ed infine una *domanda di trasporto* associata alla presenza di veicoli elettrici. La domanda termica di riscaldamento e di acs sono state volutamente trattate separatamente per diverse ragioni quali, ad esempio, una differente temperatura di mandata di progetto di impianto, differenti portate in gioco ed infine differenti configurazioni di impianto e condizioni di fluido termovettore.

Tutti i fabbisogni energetici, definiti per ogni giorno tipo a partire dai cosiddetti "profili di carico", devono essere soddisfatti attraverso un possibile mix delle tecnologie rappresentate in Figura 1. Nello specifico, la domanda elettrica può essere soddisfatta da unità di cogenerazione (microturbine e motori a combustione interna a gas), da pannelli fotovoltaici in silicio mono o policristallino e attraverso l'allaccio alla rete di distribuzione elettrica nazionale; inoltre è possibile prevedere l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico ("batterie") per garantire maggiore flessibilità. La domanda di riscaldamento può essere soddisfatta attraverso l'utilizzo delle già citate unità di cogenerazione, di pompe di calore reversibili ed attraverso il teleriscaldamento; inoltre, maggiore flessibilità può essere garantita dall'utilizzo di accumuli termici posti in parallelo al carico. La domanda di acs può essere soddisfatta dalle tecnologie precedentemente citate per il riscaldamento con l'aggiunta dei collettori solari termici. Va precisato che l'acqua calda sanitaria è ottenuta facendo confluire l'acqua tecnica scaldata dalle precedenti tecnologie all'interno di un bollitore dove il calore viene ceduto all'acqua proveniente dall'acquedotto; per tale ragione, il bollitore è posto in serie rispetto alle precedenti tecnologie. La domanda di raffrescamento può essere soddisfatta attraverso pompe di calore reversibili ed attraverso chiller ad assorbimento in assetto trigenerativo (in serie alle unità di cogenerazione ovvero in serie al teleriscaldamento). Infine, il sistema energetico è caratterizzato da un dato numero di diversi modelli di veicoli elettrici (EVs, Electric Vehicles), aventi differenti caratteristiche tecniche e prestazionali e differenti domande di trasporto. Per ciascun modello di veicolo è possibile andare a specificare il numero di veicoli presenti. La domanda di trasporto di ciascun veicolo deve essere soddisfatta e pertanto lo stesso può essere ricaricato per mezzo di tre diverse tipologie di infrastrutture di ricarica. Nel dettaglio, si sono considerati charger denominati tradizionali, ovvero che erogano sempre la massima potenza disponibile, charger V1G capaci di modulare la ricarica in potenza e nel tempo e charger V2G capaci di modulare la carica e la scarica del veicolo in potenza e nel tempo.

Il sistema energetico è soggetto all'influenza di parametri ambientali quali la temperatura ambiente esterna, l'irraggiamento, l'altitudine del sito e di parametri economici come i costi di installazione (Capex) ed operativi (Opex) delle tecnologie, la vita utile di ciascun componente e i prezzi di elettricità, gas ed energia del servizio

di teleriscaldamento. Inoltre, politiche di detrazione fiscale attualmente in uso possono essere considerate così come i costi ambientali associati alle emissioni di CO₂, con l’obiettivo di effettuare una completa valutazione economico-ambientale.

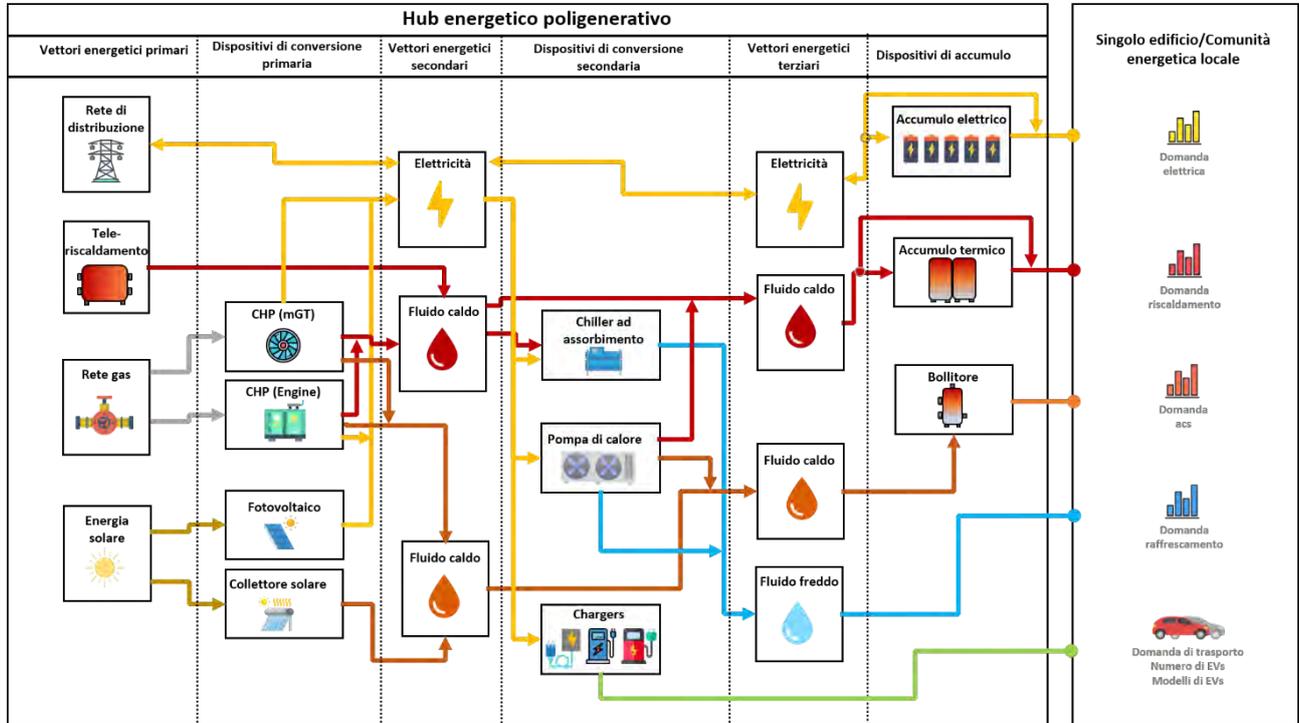


Figura 1: Rappresentazione grafica del sistema energetico

3.2 Tecnologie

In questo paragrafo le singole tecnologie sono analizzate nel dettaglio, suddivise nelle macrocategorie: *impianti a fonte rinnovabile, impianti di cogenerazione, impianti di conversione secondaria, sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, reti di distribuzione e teleriscaldamento*. Per ogni tecnologia vengono esplicitati sia i vincoli di installazione e funzionamento che le variabili decisionali, nonché i principali parametri tecnico-economici. Infine, le interazioni tra le diverse tecnologie vengono descritte da opportuni bilanci energetici.

3.2.1 Impianti a fonte rinnovabile

Gli impianti a fonte rinnovabile considerati nel presente modello sono: pannelli fotovoltaici (in silicio monocristallino e policristallino) e collettori solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria.

3.2.1.1 Fotovoltaico

Il modello considera due tipologie differenti di pannelli fotovoltaici: in silicio monocristallino (*mono*) e in silicio policristallino (*poli*). Le variabili decisionali sono:

- $y^{PV,mono}$, variabile binaria “di installazione” uguale a 1 qualora vengano installati pannelli in silicio monocristallino;
- $y^{PV,poli}$, variabile binaria “di installazione” uguale a 1 qualora siano installati pannelli in silicio policristallino;
- $n^{PV,mono}$, variabile intera indicante il numero di pannelli in silicio monocristallino installati;

- $n^{PV,poli}$, variabile intera indicante il numero di pannelli in silicio policristallino installati;
- $P_{d,t}^{el,PV}$, variabile reale che indica la potenza elettrica erogata dall'impianto fotovoltaico all'istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$).

Il numero di pannelli installabili sul tetto dipende dall'area disponibile nonché dalla superficie occupata dal singolo pannello ($S^{PV,mono}$ e $S^{PV,poli}$). È importante sottolineare che l'area disponibile deve essere calcolata a priori tenendo già conto del vincolo sulla distanza minima che deve esserci tra stringhe di pannelli in parallelo onde evitare ombreggiamenti. Anche l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli non è oggetto di ottimizzazione, ma devono essere anch'essi noti a priori al fine di conoscere l'irradianza solare ($I_{d,t}^{solare}$) misurata sul piano dei pannelli. Si possono quindi scrivere i seguenti vincoli:

$$n^{PV,mono} \geq n^{PV,mono,min} \cdot y^{PV,mono} \quad (1)$$

$$n^{PV,poli} \geq n^{PV,poli,min} \cdot y^{PV,poli} \quad (2)$$

dove $n^{PV,mono,min}$ e $n^{PV,poli,min}$ indicano il numero minimo di pannelli installabili, solitamente posto uguale al valore nullo.

Nel presente modello di ottimizzazione si è scelto di dare la possibilità di installare una sola delle due tipologie di pannello alla volta, imponendo:

$$y^{PV,mono} + y^{PV,poli} \leq 1 \quad (3)$$

ma tale vincolo può essere non considerato qualora si scelga di installare sia pannelli in silicio monocristallino che policristallino.

La potenza elettrica erogata dall'impianto fotovoltaico al tempo t del giorno d è calcolabile come:

$$P_{d,t}^{el,PV} = I_{d,t}^{solare} \cdot \left(n^{PV,mono} \cdot S^{PV,mono} \cdot \eta_{d,t}^{PV,mono} + n^{PV,poli} \cdot S^{PV,poli} \cdot \eta_{d,t}^{PV,poli} \right) \quad \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (4)$$

dove i parametri $\eta_{d,t}^{PV,mono}$ e $\eta_{d,t}^{PV,poli}$ indicano il rendimento elettrico globale dell'impianto, costituito rispettivamente da pannelli in silicio monocristallino o policristallino, dipendente dall'istante di tempo t e dal giorno d secondo quanto riportato dalle seguenti relazioni:

$$\eta_{d,t}^{PV,mono} = \left(1 - f^{loss,PV,mono} \right) \cdot \eta^{PV,mono,nom} \cdot \left[1 + \varepsilon^{PV,mono} \cdot \left(T_{d,t}^{amb} - T^{rif} \right) \right] \quad \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (5)$$

$$\eta_{d,t}^{PV,poli} = \left(1 - f^{loss,PV,poli} \right) \cdot \eta^{PV,poli,nom} \cdot \left[1 + \varepsilon^{PV,poli} \cdot \left(T_{d,t}^{amb} - T^{rif} \right) \right] \quad \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (6)$$

dove:

- $\eta^{PV,mono,nom}$ ed $\eta^{PV,poli,nom}$ indicano i valori di rendimento in condizioni STC;
- T^{rif} è la temperatura di riferimento alla quale è valutato il rendimento nominale;
- $\varepsilon^{PV,mono}$ ed $\varepsilon^{PV,poli}$ sono due fattori correttivi;
- $f^{loss,PV,mono}$ ed $f^{loss,PV,poli}$ sono due fattori utilizzati per valutare le perdite associabili al BOS (Balance of System);
- $T_{d,t}^{amb}$ indica la temperatura ambiente all'istante t del giorno d .

I principali dati economici associati alla tecnologia fotovoltaica sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione dei pannelli ($C^{PV,mono}$ e $C^{PV,poli}$) espresso in €/kW;
- il costo annuo di manutenzione (s, “service”) indicato con $c^{s,PV,mono}$ e $c^{s,PV,poli}$ ed espresso in €/kW.

I pannelli in silicio monocristallino e policristallino hanno una vita utile rispettivamente pari a $l^{PV,mono}$ ed $l^{PV,poli}$.

A scopo di sintesi, in Tabella 1 sono riportati sia i dati di ingresso che le variabili decisionali del fotovoltaico.

Tabella 1: Fotovoltaico - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
$n^{PV,mono,min}$, $n^{PV,poli,min}$	$y^{PV,mono}$, $y^{PV,poli}$
$S^{PV,mono}$, $S^{PV,poli}$	
$\eta^{PV,mono,nom}$, $\eta^{PV,poli,nom}$	$n^{PV,mono}$, $n^{PV,poli}$
$\varepsilon^{PV,mono}$, $\varepsilon^{PV,poli}$, $f^{loss,PV,mono}$, $f^{loss,PV,poli}$	
$C^{PV,mono}$, $C^{PV,poli}$, $c^{s,PV,mono}$, $c^{s,PV,poli}$	$P_{d,t}^{el,PV}$
$l^{PV,mono}$, $l^{PV,poli}$	
$I_{d,t}^{solare}$, $T_{d,t}^{amb}$	

3.2.1.2 Solare termico

Le variabili decisionali che descrivono l’impianto solare termico sono il numero di pannelli da installare (n^{sol}), che deve essere maggiore del valore minimo $n^{sol,min}$, e la potenza termica erogata ($P_{d,t}^{hw,sol}$) all’istante t del giorno d . Quest’ultima è funzione dell’area captante del singolo pannello S^{sol} , del numero di pannelli installati n^{sol} , dell’irradianza solare $I_{d,t}^{solare}$ e del rendimento dell’impianto $\eta_{d,t}^{sol}$:

$$P_{d,t}^{hw,sol} \leq I_{d,t}^{solare} \cdot n^{sol} \cdot S^{sol} \cdot \eta_{d,t}^{sol} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (7)$$

Il rendimento dell’impianto è calcolato come proposto in [29, 30], dove l’efficienza nominale del singolo pannello è moltiplicata per un fattore di inclinazione del pannello e ridotta di un termine funzione del coefficiente di dispersione ricavato sperimentalmente k^{disp} [W/(m²K)], dell’irradianza solare e della differenza tra la temperatura media del fluido termovettore $T_{d,t}^m$ e la temperatura ambiente esterna $T_{d,t}^{amb}$:

$$\eta_{d,t}^{sol} = \eta^{sol,nom} \cdot k^{incl} - k^{disp} \cdot \frac{T_{d,t}^m - T_{d,t}^{amb}}{I_{d,t}^{solar}} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (8)$$

È da notare che, come già menzionato per il fotovoltaico, l’inclinazione e l’orientamento dei pannelli non sono oggetto di ottimizzazione ed entrambi sono pertanto dati di input del modello.

I principali dati economici associati alla presente tecnologia sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione dei pannelli (C^{sol}) espresso in €/pannello;

- il costo annuo di manutenzione indicato con $c^{s,sol}$ espresso in €/pannello.

I collettori solari termici hanno una vita utile pari a l^{sol} .

In Tabella 2 sono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali del solare termico, dove con $S^{sol,gross}$ si indica l'area lorda del singolo pannello.

Tabella 2: Solare termico - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
$n^{sol,min}$	
$S^{sol}, S^{sol,gross}, \eta^{sol,nom}$	n^{sol}
k^{incl}, k^{disp}	
$C^{sol}, c^{s,sol}, l^{sol}$	$P_{d,t}^{hw,sol}$
$I_{d,t}^{solare}, T_{d,t}^{amb}, T_{d,t}^m$	

3.2.2 Impianti di cogenerazione

Microturbine e motori alternativi a combustione interna a gas sono due possibili tecnologie impiegabili come unità cogenerative per la produzione di energia elettrica e termica. Dal punto di vista della produzione di energia termica, sotto forma di acqua calda, tali unità cogenerative possono essere utilizzate per soddisfare tre diverse necessità: riscaldamento degli edifici, produzione di acqua calda sanitaria e raffrescamento degli edifici. Il raffrescamento è possibile in quanto le unità cogenerative possono essere accoppiate a chiller ad assorbimento, dando quindi origine a gruppi trigenerativi. Le unità cogenerative sono modellizzate attraverso mappe di funzionamento che legano le principali grandezze operative (potenza elettrica e termica) tra loro e alle condizioni al contorno (temperatura ambiente, temperatura dell'acqua di ritorno dalle utenze, ecc.).

3.2.2.1 Microturbine a gas

M diversi modelli di microturbina a gas sono considerati. Per ogni modello m ($m=1...M$), al massimo l unità possono essere installate. Le variabili decisionali che descrivono la generica microturbina i ($i=1...l$) di taglia m sono:

- $y_{m,i}^{mgt}$, variabile binaria "di installazione" uguale a 1 qualora la microturbina venga installata;
- $x_{m,i,d,t}^{mgt}$, variabile binaria "di funzionamento" uguale a 1 se la microturbina è in funzione all'istante t ($t=1...T$) del giorno d ($d=1...D$);
- $P_{m,i,d,t}^{el,mgt}$, variabile continua che indica la potenza elettrica erogata dalla microturbina all'istante t del giorno d ;
- $P_{m,i,d,t}^{th,mgt}$, variabile continua che indica la potenza termica erogata dalla microturbina all'istante t del giorno d ;
- $P_{m,i,d,t}^{f,mgt}$, variabile continua che indica la potenza primaria (data dal prodotto tra la portata di combustibile ed il potere calorifico inferiore dello stesso) assorbita dalla microturbina all'istante t del giorno d .

All'insieme delle microturbine installate è associato il seguente gruppo di variabili decisionali continue:

- $P_{d,t}^{el,mgt,tot}$, potenza elettrica totale all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{th,mgt,tot}$, potenza termica totale all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{f,mgt,tot}$, potenza primaria totale all'istante t del giorno d .

Per quanto riguarda la produzione di energia termica, è necessario introdurre altre variabili decisionali di tipo continuo al fine di distinguere i diversi utilizzi della potenza termica prodotta dall'insieme delle microturbine. Si hanno infatti:

- $P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d a fini di riscaldamento degli edifici;
- $P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs}$, potenza termica totale erogata all'istante t del giorno d ed utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria;
- $P_{d,t}^{th,mgt,tot,chi}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d e fornita ai chiller ad assorbimento per la produzione di energia di raffrescamento.

I vincoli che descrivono il funzionamento delle microturbine a gas sono qui di seguito riportati. Innanzitutto, è necessario imporre che ogni microturbina possa entrare in funzione unicamente se essa è installata:

$$x_{m,i,d,t}^{mgt} \leq y_{m,i}^{mgt} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall i = 1 \dots I, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (9)$$

La potenza elettrica erogata dalla singola microturbina è soggetta alla seguente coppia di vincoli:

$$P_{m,i,d,t}^{el,mgt} \geq P_m^{el,mgt,min} \cdot x_{m,i,d,t}^{mgt} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall i = 1 \dots I, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (10)$$

$$P_{m,i,d,t}^{el,mgt} \leq P_{m,d,t}^{el,mgt,max} \cdot x_{m,i,d,t}^{mgt} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall i = 1 \dots I, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (11)$$

che servono per limitare la potenza tra un valore minimo ($P_m^{el,mgt,min}$) e uno massimo ($P_m^{el,mgt,max}$). In particolare, $P_m^{el,mgt,min}$ indica il limite tecnico della microturbina; tipicamente, i costruttori di microturbine suggeriscono di non esercire la macchina a carico costante al di sotto del 30%-50% della potenza elettrica nominale, soprattutto per questioni legate alla diminuzione del rendimento. Per quanto riguarda invece la potenza massima erogabile $P_m^{el,mgt,max}$, essa dipende non solo dal modello di microturbina, come è ovvio, ma anche dallo specifico istante di tempo t del giorno d . È noto, infatti, che le prestazioni di una microturbina, in particolar modo la potenza elettrica massima erogabile ed il rendimento elettrico, sono fortemente dipendenti dalle condizioni ambientali (temperatura, pressione ed umidità) e di installazione (altitudine). Si è deciso di determinare la potenza massima erogabile $P_m^{el,mgt,max}$ dal singolo modello m di microturbina in funzione della potenza elettrica nominale $P_m^{el,mgt,nom}$:

$$P_{m,d,t}^{el,mgt,max} = f_m^{P,mgt,alt} \cdot f_{m,d,t}^{P,mgt,T} \cdot P_m^{el,mgt,nom} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (12)$$

dove $f_m^{P,mgt,alt}$ ed $f_{m,d,t}^{P,mgt,T}$ sono due fattori correttivi tipici del singolo modello di microturbina; $f_m^{P,mgt,alt}$ dipende dall'altitudine del sito di installazione mentre $f_{m,d,t}^{P,mgt,T}$ dalla temperatura ambiente $T_{d,t}^{amb}$ assunta tra i dati del modello di ottimizzazione.

La potenza termica $P_{m,i,d,t}^{th,mgt}$ erogata dalla singola microturbina al tempo t del giorno d , che può essere positiva o nulla, è legata alla potenza elettrica $P_{m,i,d,t}^{el,mgt}$ tramite un vincolo lineare che rappresenta la curva di funzionamento della microturbina ai carichi parziali:

$$P_{m,i,d,t}^{th,mgt} \leq \frac{P_{m,i,d,t}^{el,mgt}}{P_{m,d,t}^{el,mgt,max}} \cdot P_{m,d,t}^{th,mgt,max} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall i = 1 \dots I, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (13)$$

dove $P_{m,d,t}^{th,mgt,max}$ indica la potenza termica massima erogabile che non è una variabile decisionale ma una grandezza di input del modello calcolabile, come suggerito da alcuni costruttori di microturbina, in funzione della temperatura dell'acqua $T_{d,t}^{w,in,mgt}$ di ritorno dalle utenze:

$$P_{m,d,t}^{th,mgt,max} = \lambda_m^{th,mgt} \cdot T_{d,t}^{w,in,mgt} + \gamma_m^{th,mgt} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (14)$$

La suddetta temperatura è unica per tutte le microturbine installate, dal momento che si assume la presenza di un collettore di ritorno comune a tutte le microturbine.

La potenza primaria $P_{m,i,d,t}^{f,mgt}$ assorbita dalla singola microturbina al tempo t del giorno d è legata linearmente alla potenza elettrica $P_{m,i,d,t}^{el,mgt}$ tramite la seguente relazione:

$$P_{m,i,d,t}^{f,mgt} = P_{m,d,t}^{f,mgt,max} \cdot \left(\alpha_m^{f,mgt} \cdot \frac{P_{m,i,d,t}^{el,mgt}}{P_{m,d,t}^{el,mgt,max}} + \beta_m^{f,mgt} \cdot x_{m,i,d,t}^{mgt} \right) \quad (15)$$

$$\forall m = 1 \dots M, \forall i = 1 \dots I, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

dove $\alpha_m^{f,mgt}$ e $\beta_m^{f,mgt}$ sono due coefficienti che permettono di valutare il consumo di combustibile del singolo modello di microturbina ai carichi parziali, mentre $P_{m,d,t}^{f,mgt,max}$ è la potenza primaria massima data da:

$$P_{m,d,t}^{f,mgt,max} = \frac{P_{m,d,t}^{el,mgt,max}}{\eta_{m,d,t}^{el,mgt,max}} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (16)$$

In (16) $\eta_{m,d,t}^{el,mgt,max}$ indica il rendimento elettrico della microturbina di modello m quando essa opera alla massima potenza. Esso, come la potenza elettrica massima, dipende sia dall'altitudine del sito di installazione che dalle condizioni ambientali:

$$\eta_{m,d,t}^{el,mgt,max} = f_m^{\eta,mgt,alt} \cdot f_{m,d,t}^{\eta,mgt,T} \cdot \eta_m^{el,mgt,nom} \quad \forall m = 1 \dots M, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (17)$$

$f_m^{\eta,mgt,alt}$ ed $f_{m,d,t}^{\eta,mgt,T}$ sono due fattori correttivi: $f_m^{\eta,mgt,alt}$ tiene conto dell'effetto dell'altitudine del sito di installazione mentre $f_{m,d,t}^{\eta,mgt,T}$ dipende dalla temperatura ambiente $T_{d,t}^{amb}$; $\eta_m^{el,mgt,nom}$ indica invece il rendimento elettrico nominale della microturbina di modello m , valutato a 15 °C di temperatura ambiente, 101325 Pa di pressione atmosferica e 60% di umidità relativa ambientale.

Se si fa riferimento alla totalità di microturbine installate è possibile definire i seguenti vincoli:

$$P_{d,t}^{el,mgt,tot} = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I P_{m,i,d,t}^{el,mgt} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (18)$$

$$P_{d,t}^{th,mgt,tot} = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I P_{m,i,d,t}^{th,mgt} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (19)$$

$$P_{d,t}^{f,mgt,tot} = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I P_{m,i,d,t}^{f,mgt} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (20)$$

che permettono di valutare i valori totali di potenza elettrica, termica e primaria al tempo t del giorno d . Infine, si può scrivere il seguente bilancio termico:

$$P_{d,t}^{th,mgt,tot} = P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc} + P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs} + P_{d,t}^{th,mgt,tot,chi} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (21)$$

con $P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc}$, $P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs}$ e $P_{d,t}^{th,mgt,tot,chi}$ variabili positive o nulle.

I principali dati economici delle microturbine sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione C_m^{mgt} ;
- il costo orario di manutenzione $C_m^{s,mgt}$ espresso in €/h.

La vita utile delle microturbine è assunta pari a l^{mgt} .

A scopo di sintesi, in Tabella 3 sono riportate sia i dati di input che le variabili decisionali delle microturbine.

Tabella 3: Microturbine - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, M, I	
$C_m^{mgt}, C_m^{s,mgt}, l^{mgt}$	$y_{m,i}^{mgt}, x_{m,i,d,t}^{mgt}$
Altitudine, $T_{d,t}^{amb}, T_{d,t}^{w,in,mgt}$	$P_{m,i,d,t}^{el,mgt}, P_{m,i,d,t}^{th,mgt}, P_{m,i,d,t}^{f,mgt}$
$P_m^{el,mgt,nom}, P_m^{el,mgt,min}, \eta_m^{el,mgt,nom}$	$P_{d,t}^{el,mgt,tot}, P_{d,t}^{th,mgt,tot}, P_{d,t}^{f,mgt,tot}$
$f_m^{P,mgt,alt}, f_m^{P,mgt,T}$	$P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc}, P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs}, P_{d,t}^{th,mgt,tot,chi}$
$f_m^{\eta,mgt,alt}, f_m^{\eta,mgt,T}$	
$\lambda_m^{th,mgt}, \gamma_m^{th,mgt}$	
$\alpha_m^{f,mgt}, \beta_m^{f,mgt}$	

3.2.2.2 Motori a combustione interna a gas

I motori a combustione interna cogenerativi sono modellati in maniera pressoché analoga alle microturbine. Non viene però considerata la dipendenza della potenza elettrica e del rendimento elettrico dall'altitudine del sito di installazione.

N diversi modelli di motore sono considerati. Per ogni modello n ($n=1 \dots N$), al massimo J unità possono essere installate. Le variabili decisionali che descrivono il generico motore j ($j=1 \dots J$) di taglia n sono:

- $y_{n,j}^{eng}$, variabile binaria “di installazione” uguale a 1 qualora il motore venga installato;
- $x_{n,j,d,t}^{eng}$, variabile binaria “di funzionamento” uguale a 1 se il motore è in funzione all’istante t ($t=1 \dots T$) del giorno d ($d=1 \dots D$);
- $P_{n,j,d,t}^{el,eng}$, variabile continua che indica la potenza elettrica erogata dal motore all’istante t del giorno d ;
- $P_{n,j,d,t}^{th,eng}$, variabile continua che indica la potenza termica erogata dal motore all’istante t del giorno d ;
- $P_{n,j,d,t}^{f,eng}$, variabile continua che indica la potenza primaria (data dal prodotto tra la portata di combustibile ed il potere calorifico inferiore dello stesso) assorbita dal motore all’istante t del giorno d .

All'insieme dei motori installati è associato il seguente gruppo di variabili decisionali continue:

- $P_{d,t}^{el,eng,tot}$, potenza elettrica totale all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{th,eng,tot}$, potenza termica totale all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{f,eng,tot}$, potenza primaria totale all'istante t del giorno d .

Per quanto riguarda la produzione di energia termica, è necessario introdurre altre variabili decisionali di tipo continuo al fine di distinguere i diversi utilizzi della potenza termica prodotta dall'insieme dei motori. Si hanno infatti:

- $P_{d,t}^{th,eng,tot,risc}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d a fini di riscaldamento degli edifici;
- $P_{d,t}^{th,eng,tot,acs}$, potenza termica totale erogata all'istante t del giorno d ed utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria;
- $P_{d,t}^{th,eng,tot,chi}$, potenza termica totale prodotta all'istante t del giorno d e fornita ai chiller ad assorbimento per la produzione di energia di raffrescamento.

I vincoli che descrivono il funzionamento dei motori sono qui di seguito riportati. Innanzitutto, è necessario imporre che ogni motore possa entrare in funzione unicamente se esso è installato:

$$x_{n,j,d,t}^{eng} \leq y_{n,j}^{eng} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall j = 1 \dots J, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (22)$$

La potenza elettrica erogata dal singolo motore è soggetta alla seguente coppia di vincoli:

$$P_{n,j,d,t}^{el,eng} \geq P_n^{el,eng,min} \cdot x_{n,j,d,t}^{eng} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall j = 1 \dots J, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (23)$$

$$P_{n,j,d,t}^{el,eng} \leq P_{n,j,t}^{el,eng,max} \cdot x_{n,j,d,t}^{eng} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall j = 1 \dots J, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (24)$$

che servono per limitare la potenza tra un valore minimo ($P_n^{el,eng,min}$) e uno massimo ($P_n^{el,eng,max}$). In particolare, $P_n^{el,eng,min}$ indica il limite tecnico del motore; tipicamente, i costruttori di motori suggeriscono di non esercire la macchina a carico costate al di sotto del 30% della potenza elettrica nominale, soprattutto per questioni legate alla diminuzione del rendimento. Per quanto riguarda invece la potenza massima erogabile $P_{n,d,t}^{el,eng,max}$, essa dipende non solo dal modello di motore ma anche dallo specifico istante di tempo t del giorno d . È noto, infatti, che le prestazioni di un motore, in particolar modo la potenza elettrica massima erogabile ed il rendimento elettrico, sono dipendenti dalle condizioni ambientali (temperatura, pressione ed umidità) anche se in maniera meno marcata rispetto alle microturbine. La potenza massima erogabile $P_{n,d,t}^{el,eng,max}$ dal singolo modello n di motore si può esprimere in funzione della potenza elettrica nominale $P_n^{el,eng,nom}$:

$$P_{n,d,t}^{el,eng,max} = f_{n,d,t}^{P,eng,T} \cdot P_n^{el,eng,nom} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (25)$$

dove $f_{n,d,t}^{P,eng,T}$ è un fattore correttivo tipico del singolo modello di motore dipendente dalla temperatura ambiente $T_{d,t}^{amb}$ assunta tra i dati del modello di ottimizzazione.

La potenza termica $P_{n,j,d,t}^{th,eng}$ erogata dal singolo motore al tempo t del giorno d , che può essere positiva o nulla, è legata alla potenza elettrica $P_{n,j,d,t}^{el,eng}$ tramite un vincolo lineare che rappresenta la curva di funzionamento del motore ai carichi parziali:

$$P_{n,j,d,t}^{th,eng} \leq \frac{P_{n,j,d,t}^{el,eng}}{P_{n,d,t}^{el,eng,max}} \cdot P_{n,d,t}^{th,eng,max} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall j = 1 \dots J, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (26)$$

dove $P_{n,d,t}^{th,eng,max}$ indica la potenza termica massima erogabile che dipende dalla temperatura dell'acqua $T_{d,t}^{w,in,eng}$ di ritorno:

$$P_{n,d,t}^{th,eng,max} = \lambda_n^{th,eng} \cdot T_{d,t}^{w,in,eng} + \gamma_n^{th,eng} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (27)$$

Tale temperatura è unica per tutti i motori installati, dal momento che si assume la presenza di un collettore di ritorno comune a tutti i motori.

La potenza primaria $P_{n,j,d,t}^{f,eng}$ assorbita dal singolo motore al tempo t del giorno d è legata linearmente alla potenza elettrica $P_{n,j,d,t}^{el,eng}$:

$$P_{n,j,d,t}^{f,eng} = P_{n,d,t}^{f,eng,max} \cdot \left(\alpha_n^{f,eng} \cdot \frac{P_{n,j,d,t}^{el,eng}}{P_{n,d,t}^{el,eng,max}} + \beta_n^{f,eng} \cdot x_{n,j,d,t}^{eng} \right) \quad (28)$$

$$\forall n = 1 \dots N, \forall j = 1 \dots J, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

dove $\alpha_n^{f,eng}$ e $\beta_n^{f,eng}$ sono due coefficienti caratteristici di ogni modello di motore mentre $P_{n,d,t}^{f,eng,max}$ è la potenza primaria massima data da:

$$P_{n,d,t}^{f,eng,max} = \frac{P_{n,d,t}^{el,eng,max}}{\eta_{n,d,t}^{el,eng,max}} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (29)$$

con $\eta_{n,d,t}^{el,eng,max}$ che indica il rendimento elettrico del motore di modello n quando esso è fatto funzionare alla massima potenza. Tale rendimento dipende dalle condizioni ambientali:

$$\eta_{n,d,t}^{el,eng,max} = f_{n,d,t}^{\eta,eng,T} \cdot \eta_n^{el,eng,nom} \quad \forall n = 1 \dots N, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (30)$$

ed $f_{m,d,t}^{\eta,mgt,T}$ è il fattore correttivo utilizzato per rappresentare la dipendenza del rendimento elettrico dalla temperatura ambiente $T_{d,t}^{amb}$; $\eta_m^{el,mgt,nom}$ indica invece il rendimento elettrico nominale del motore.

Per l'insieme dei motori installati è possibile definire i seguenti vincoli:

$$P_{d,t}^{el,eng,tot} = \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J P_{n,j,d,t}^{el,eng} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (31)$$

$$P_{d,t}^{th,eng,tot} = \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J P_{n,j,d,t}^{th,eng} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (32)$$

$$P_{d,t}^{f,eng,tot} = \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J P_{n,j,d,t}^{f,eng} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (33)$$

al fine di determinare i valori totali di potenza elettrica, termica e primaria al tempo t del giorno d . Infine, si può definire il seguente bilancio termico:

$$P_{d,t}^{th,eng,tot} = P_{d,t}^{th,eng,tot,risc} + P_{d,t}^{th,eng,tot,acs} + P_{d,t}^{th,eng,tot,chi} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (34)$$

con $P_{d,t}^{th,eng,tot,risc}$, $P_{d,t}^{th,eng,tot,acs}$ e $P_{d,t}^{th,eng,tot,chi}$ variabili positive o nulle.

I principali dati economici dei motori sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione C_n^{eng} ;
- il costo orario di manutenzione $c_n^{s,eng}$ espresso in €/h.

l^{eng} indica invece la vita utile dei motori.

In Tabella 4 sono elencati sia i dati di input che le variabili decisionali dei motori.

Tabella 4: Motori - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, M, I	$y_{n,j}^{eng}, x_{n,j,d,t}^{eng}$
$C_n^{eng}, c_n^{s,eng}, l^{eng}$	$P_{n,j,d,t}^{el,eng}, P_{n,j,d,t}^{th,eng}, P_{n,j,d,t}^{f,eng}$
$T_{d,t}^{amb}, T_{d,t}^{w,in,eng}$	$P_{d,t}^{el,eng,tot}, P_{d,t}^{th,eng,tot}, P_{d,t}^{f,eng,tot}$
$P_n^{el,eng,nom}, P_n^{el,eng,min}, \eta_n^{el,eng,nom}$	$P_{d,t}^{th,eng,tot,risc}, P_{d,t}^{th,eng,tot,acs}, P_{d,t}^{th,eng,tot,chi}$
$f_{n,d,t}^{P,eng,T}, f_{n,d,t}^{\eta,eng,T}$	
$\lambda_n^{th,eng}, \gamma_n^{th,eng}$	
$\alpha_n^{f,eng}, \beta_n^{f,eng}$	

3.2.3 Impianti di conversione secondaria

Come mostrato in Figura 1, con il termine “impianti di conversione secondaria” si fa qui riferimento a tecnologie di produzione di energia elettrica o termica che utilizzano come fonte di alimentazione una forma di energia prodotta da altre tecnologie installate all’interno del hub energetico. In particolare, ricadono in tale categoria le pompe di calore (che assorbono energia elettrica prodotta dai cogeneratori e dal fotovoltaico o prelevata direttamente dalla rete di distribuzione) e i chiller ad assorbimento (alimentati con acqua calda prodotta dalle microturbine e/o dai motori).

3.2.3.1 Pompe di calore

Le pompe di calore considerate nel presente modello sono pompe di calore aria/acqua reversibili utilizzabili per la produzione di acqua calda per riscaldamento, per utilizzo sanitario ed infine acqua fredda per raffrescamento. Il trasferimento del calore è stato modellato, in maniera semplificata, solo da un punto di vista puramente energetico in termini di potenza ed energia, senza considerare temperature, pressioni e portate dei fluidi termovettori nei diversi punti del sistema. Questa scelta è stata fatta al fine di non aggravare ulteriormente i già cospicui tempi di calcolo del modello e al fine di mantenere i vincoli lineari.

Q diversi modelli di pompe di calore sono considerati; per ogni modello q ($q=1\dots Q$), al massimo O unità possono essere installate. Le variabili decisionali che descrivono la generica pompa di calore o ($o=1\dots O$) di taglia q sono:

- $y_{q,o}^{hp}$ variabile binaria “di installazione” uguale a 1 qualora la pompa di calore venga installata;
- $x_{q,o,d,t}^{hp}$ variabile binaria “di funzionamento” uguale a 1 se la pompa di calore è in funzione all’istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$);
- $x_{q,o,d,t}^{hp,th}$, $x_{q,o,d,t}^{hp,hw}$, $x_{q,o,d,t}^{hp,co}$ variabili “di funzionamento” uguali a 1 se la pompa di calore è in funzione in una delle tre modalità di funzionamento alternative (riscaldamento - th , acs - hw , raffrescamento - co);
- $P_{q,o,d,t}^{el,hp}$ variabile continua che indica la potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore o di taglia q nel giorno d all’istante t ;
- $P_{q,o,d,t}^{el,hp,th}$, $P_{q,o,d,t}^{el,hp,hw}$, $P_{q,o,d,t}^{el,hp,co}$ variabili continue che indicano la potenza assorbita dalla pompa di calore o di taglia q nel giorno d all’istante t nelle tre rispettive modalità di funzionamento;
- $P_{q,o,d,t}^{th,hp}$, $P_{q,o,d,t}^{hw,hp}$, $P_{q,o,d,t}^{co,hp}$ variabili continue che indicano le potenze termiche erogate dalla pompa di calore o di taglia q nel giorno d all’istante t nelle tre rispettive modalità di funzionamento.

I tre diversi regimi di funzionamento delle pompe di calore sono alternativi e quindi non contestuali, come indicato in (35), anche perché le temperature di mandata in gioco sono differenti e i COP/EER variano di conseguenza. Come imposto dai vincoli (36), la pompa di calore è in funzione se una delle tre modalità di funzionamento è attivata e se, logicamente, essa viene installata come indicato in (37).

$$x_{q,o,d,t}^{hp,th} + x_{q,o,d,t}^{hp,hw} + x_{q,o,d,t}^{hp,co} \leq 1 \quad \forall q = 1\dots Q, \forall o = 1\dots O, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (35)$$

$$x_{m,i,d,t}^{hp,th} + x_{q,o,d,t}^{hp,hw} + x_{q,o,d,t}^{hp,co} = x_{q,o,d,t}^{hp} \quad \forall q = 1\dots Q, \forall o = 1\dots O, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (36)$$

$$x_{q,o,d,t}^{hp} \leq y_{q,o}^{hp} \quad \forall q = 1\dots Q, \forall o = 1\dots O, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (37)$$

I valori di $COP_{q,d,t}^{th}$, $COP_{q,d,t}^{hw}$, $EER_{q,d,t}^{co}$, che descrivono il rendimento di conversione della pompa di calore nelle tre modalità di funzionamento, dipendono dalla temperatura ambiente come mostrato nelle relazioni (38-40). Nel caso specifico, curve sperimentali ottenute dall’interpolazione dei dati di listino di produttori di pompe di calore sono state linearizzate al fine di ottenere un legame, a temperatura di mandata fissata, tra la temperatura ambiente e i valori di $COP_{q,d,t}^{th}$, $COP_{q,d,t}^{hw}$ ed $EER_{q,d,t}^{co}$.

$$COP_{q,d,t}^{th} = a_q^{cop,th} \cdot T_{d,t}^{amb} + b_q^{cop,th} \quad \forall q = 1\dots Q, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (38)$$

$$COP_{q,d,t}^{hw} = a_q^{cop,hw} \cdot T_{d,t}^{amb} + b_q^{cop,hw} \quad \forall q = 1\dots Q, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (39)$$

$$EER_{q,d,t}^{co} = a_q^{eer,co} \cdot T_{d,t}^{amb} + b_q^{eer,co} \quad \forall q = 1\dots Q, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (40)$$

Le pompe di calore considerate sono di tipo a multi-compressore scroll (da 2 a 4 compressori, in funzione della taglia considerata). Di conseguenza, la potenza elettrica ($P_{q,o,d,t}^{el,hp,th}$, $P_{q,o,d,t}^{el,hp,hw}$, $P_{q,o,d,t}^{el,hp,co}$) assorbita dalla pompa di calore o di taglia q , in ciascuna modalità di funzionamento, dipende dal numero di compressori attivi ($c=1\dots 4$); la potenza elettrica assorbita è quindi ottenibile a partire dalla conoscenza dei valori di

potenza assorbita al variare del numero di compressori attivi ($P_{q,c}^{el, hp, th}$, $P_{q,c}^{el, hp, hw}$ e $P_{q,c}^{el, hp, co}$, con c variabile da 1 a 4), che rappresentano i principali punti di lavoro delle macchine considerate.

Le potenze termiche erogate $P_{q,o,d,t}^{th, hp}$, $P_{q,o,d,t}^{hw, hp}$, $P_{q,o,d,t}^{co, hp}$ sono legate alle potenze elettriche assorbite mediante i valori di $COP_{q,d,t}^{th}$, $COP_{q,d,t}^{hw}$ ed $EER_{q,d,t}^{co}$:

$$P_{q,o,d,t}^{th, hp} = P_{q,o,d,t}^{el, hp, th} \cdot COP_{q,d,t}^{th} \quad \forall q = 1 \dots Q, \forall o = 1 \dots O, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (41)$$

$$P_{q,o,d,t}^{hw, hp} = P_{q,o,d,t}^{el, hp, hw} \cdot COP_{q,d,t}^{hw} \quad \forall q = 1 \dots Q, \forall o = 1 \dots O, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (42)$$

$$P_{q,o,d,t}^{co, hp} = P_{q,o,d,t}^{el, hp, co} \cdot EER_{q,d,t}^{co} \quad \forall q = 1 \dots Q, \forall o = 1 \dots O, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (43)$$

L'insieme delle pompe di calore è quindi in grado di erogare al tempo t del giorno d le seguenti potenze termiche (di riscaldamento, per la produzione di acqua calda sanitaria e di raffrescamento):

$$P_{d,t}^{th, hp, tot} = \sum_{q=1}^Q \sum_{o=1}^O P_{q,o,d,t}^{th, hp} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (44)$$

$$P_{d,t}^{hw, hp, tot} = \sum_{q=1}^Q \sum_{o=1}^O P_{q,o,d,t}^{hw, hp} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (45)$$

$$P_{d,t}^{co, hp, tot} = \sum_{q=1}^Q \sum_{o=1}^O P_{q,o,d,t}^{co, hp} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (46)$$

Analogamente può essere determinata la potenza elettrica $P_{d,t}^{el, hp, tot}$ assorbita dall'insieme delle pompe di calore in funzione al tempo t del giorno d .

In Tabella 5 sono riportate sia i dati di input che le variabili decisionali delle pompe di calore. Con C_q^{hp} e $c^{s, hp}$ sono indicati rispettivamente il costo di acquisto ed installazione ed il costo annuo di manutenzione del singolo modello di pompa di calore; l^{hp} indica invece la vita utile.

Tabella 5: Pompe di calore - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, Q, O	$y_{q,o}^{hp}$
$a_q^{cop, th}, a_q^{cop, hw}, a_q^{eer, co}$	$x_{q,o,d,t}^{hp}, x_{q,o,d,t}^{hp, th}, x_{q,o,d,t}^{hp, hw}, x_{q,o,d,t}^{hp, co}$
$b_q^{cop, th}, b_q^{cop, hw}, b_q^{eer, co}$	$P_{q,o,d,t}^{el, hp}, P_{q,o,d,t}^{el, hp, th}, P_{q,o,d,t}^{el, hp, hw}, P_{q,o,d,t}^{el, hp, co}$
$P_{q,c}^{el, hp, th}, P_{q,c}^{el, hp, hw}, P_{q,c}^{el, hp, co}$	$P_{q,o,d,t}^{th, hp}, P_{q,o,d,t}^{hw, hp}, P_{q,o,d,t}^{co, hp}$
$C_q^{hp}, c^{s, hp}, l^{hp}$	$P_{d,t}^{el, hp, tot}, P_{d,t}^{th, hp, tot}, P_{d,t}^{hw, hp, tot}, P_{d,t}^{co, hp, tot}$
$T_{d,t}^{amb}$	

3.2.3.2 Chiller ad assorbimento

B indica il numero di taglie scelte per i chiller ad assorbimento. Per ogni modello b ($b=1\dots B$), al massimo G unità possono essere installate. Le variabili decisionali che descrivono il funzionamento del generico chiller ad assorbimento g ($g=1\dots G$) di taglia b sono:

- $y_{b,g}^{chi}$, variabile binaria “di installazione” uguale a 1 nel caso in cui il chiller venga installato;
- $x_{b,g,d,t}^{chi}$, variabile binaria “di funzionamento” uguale a 1 se il chiller è in funzione all’istante t ($t=1\dots T$) del giorno d ($d=1\dots D$);
- $P_{b,g,d,t}^{el,chi}$, variabile continua che indica la potenza elettrica assorbita dal chiller all’istante t del giorno d ;
- $P_{b,g,d,t}^{th,chi}$, variabile continua che indica la potenza termica assorbita dal chiller all’istante t del giorno d ;
- $P_{b,g,d,t}^{co,chi}$, variabile continua che indica la potenza termica di raffrescamento erogata dal chiller all’istante t del giorno d .

All’insieme dei chiller installati è associato il seguente gruppo di variabili decisionali continue:

- $P_{d,t}^{el,chi,tot}$, potenza elettrica totale all’istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{th,chi,tot}$, potenza termica totale all’istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{co,chi,tot}$, potenza di raffrescamento totale all’istante t del giorno d .

Per modellizzare compiutamente i chiller servono anche altre variabili ausiliarie che sono descritte successivamente nel punto in cui compaiono nei vincoli.

Occorre imporre che ogni chiller possa entrare in funzione unicamente se esso è installato:

$$x_{b,g,d,t}^{chi} \leq y_{b,g}^{chi} \quad \forall b = 1\dots B, \forall g = 1\dots G, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (47)$$

La potenza di raffrescamento $P_{b,g,d,t}^{co,chi}$ erogata dal singolo chiller è limitata da un valore minimo ($P_b^{co,chi,min}$) e da un valore massimo (pari alla potenza nominale $P_b^{co,chi,nom}$):

$$P_{b,g,d,t}^{co,chi} \geq P_b^{co,chi,min} \cdot x_{b,g,d,t}^{chi} \quad \forall b = 1\dots B, \forall g = 1\dots G, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (48)$$

$$P_{b,g,d,t}^{co,chi} \leq P_b^{co,chi,nom} \cdot x_{b,g,d,t}^{chi} \quad \forall b = 1\dots B, \forall g = 1\dots G, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (49)$$

La potenza elettrica $P_{b,g,d,t}^{el,chi}$ assorbita dal chiller è assunta essere proporzionale alla potenza di raffrescamento erogata:

$$P_{b,g,d,t}^{el,chi} = \rho_b^{chi} \cdot P_{b,g,d,t}^{co,chi} \quad \forall b = 1\dots B, \forall g = 1\dots G, \forall d = 1\dots D, \forall t = 1\dots T \quad (50)$$

dove ρ_b^{chi} è un coefficiente medio fornito dal costruttore o ricavabile sperimentalmente.

Più articolata è la valutazione della potenza termica $P_{b,g,d,t}^{th,chi}$ assorbita dal chiller in funzione della potenza di raffrescamento. Tale legame, riportato su un piano avente la potenza di raffrescamento sulle ascisse e quella termica sulle ordinate, descrive la curva di funzionamento del chiller ai carichi parziali. Volendo definire tale relazione in termini adimensionali è necessario introdurre, come nuova variabile decisionale continua, la potenza di raffrescamento espressa in “per unità” (della potenza nominale):

$$P_{b,g,d,t}^{co,chi} = \frac{P_{b,g,d,t}^{co,chi}}{P_b^{co,chi,nom}} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (51)$$

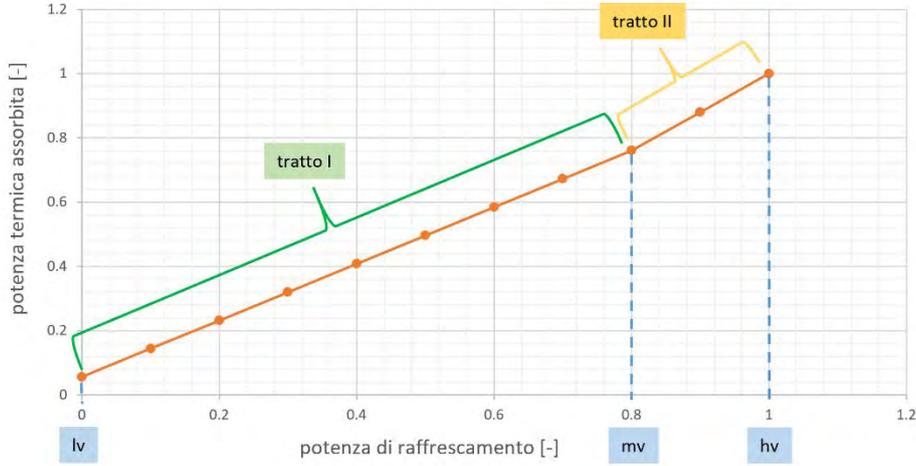


Figura 2: Curva di lavoro di un chiller ad assorbimento

In Figura 2 è riportato un esempio di curva di lavoro di un chiller ad assorbimento nel piano avente sulle ascisse la potenza di raffreddamento adimensionalizzata $P_{b,g,d,t}^{co,chi}$ e sulle ordinate la potenza termica assorbita adimensionalizzata, quest'ultima data dal rapporto tra la potenza termica assorbita $P_{b,g,d,t}^{th,chi}$ e la potenza termica nominale $P_b^{th,chi,nom}$. Nell'esempio riportato in Figura 2 si nota come il chiller possa funzionare nel tratto I o nel tratto II, entrambi rappresentati da un segmento. Si può pertanto scrivere la seguente relazione:

$$P_{b,g,d,t}^{th,chi} = P_b^{th,chi,nom} \cdot \left[\left(\zeta^{I,chi} \cdot P_{b,g,d,t}^{co,chi} + \nu^{I,chi} \right) \cdot x_{b,g,d,t}^{I,chi} + \left(\zeta^{II,chi} \cdot P_{b,g,d,t}^{co,chi} + \nu^{II,chi} \right) \cdot x_{b,g,d,t}^{II,chi} \right] \quad (52)$$

$$\forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

dove $\zeta^{I,chi}$ e $\zeta^{II,chi}$ indicano rispettivamente il coefficiente angolare del segmento di retta del tratto I e II, mentre $\nu^{I,chi}$ e $\nu^{II,chi}$ sono i corrispondenti termini noti. La variabile binaria $x_{b,g,d,t}^{I,chi}$ è uguale a 1 quando il punto di funzionamento del chiller si trova sul segmento I; viceversa, quando il punto di lavoro è nel tratto II è la variabile binaria $x_{b,g,d,t}^{II,chi}$ ad assumere il valore unitario. I vincoli (52) risultano purtroppo non lineari in quanto presentano il prodotto tra una variabile decisionale continua ($P_{b,g,d,t}^{co,chi}$) e una variabile decisionale binaria ($x_{b,g,d,t}^{I,chi}$ o $x_{b,g,d,t}^{II,chi}$). Al fine di mantenere la completa linearità del modello di ottimizzazione, i vincoli (52) vengono sostituiti dai vincoli lineari (53-61), applicando il metodo delle "McCormick envelopes".

$$P_{b,g,d,t}^{th,chi} = P_b^{th,chi,nom} \cdot \left(\zeta^{I,chi} \cdot z_{b,g,d,t}^{I,co,chi} + \nu^{I,chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{I,chi} + \zeta^{II,chi} \cdot z_{b,g,d,t}^{II,co,chi} + \nu^{II,chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{II,chi} \right) \quad (53)$$

$$\forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

$$z_{b,g,d,t}^{I,co,chi} \geq lv^{chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{I,chi} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (54)$$

$$z_{b,g,d,t}^{I,co,chi} \geq p_{b,g,d,t}^{co,chi} - hv^{chi} \cdot (1 - x_{b,g,d,t}^{I,chi}) \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (55)$$

$$z_{b,g,d,t}^{I,co,chi} \leq mv^{chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{I,chi} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (56)$$

$$z_{b,g,d,t}^{I,co,chi} \leq p_{b,g,d,t}^{co,chi} - lv^{chi} \cdot (1 - x_{b,g,d,t}^{I,chi}) \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (57)$$

$$z_{b,g,d,t}^{II,co,chi} \geq mv^{chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{II,chi} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (58)$$

$$z_{b,g,d,t}^{II,co,chi} \geq p_{b,g,d,t}^{co,chi} - hv^{chi} \cdot (1 - x_{b,g,d,t}^{II,chi}) \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (59)$$

$$z_{b,g,d,t}^{II,co,chi} \leq hv^{chi} \cdot x_{b,g,d,t}^{II,chi} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (60)$$

$$z_{b,g,d,t}^{II,co,chi} \leq p_{b,g,d,t}^{co,chi} - lv^{chi} \cdot (1 - x_{b,g,d,t}^{II,chi}) \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (61)$$

$z_{b,g,d,t}^{I,co,chi}$ e $z_{b,g,d,t}^{II,co,chi}$ indicano due variabili decisionali di tipo continuo, mentre lv^{chi} , mv^{chi} e hv^{chi} sono i valori numerici di potenza di raffrescamento adimensionalizzata che delimitano le due possibili zone di funzionamento (tratto I e tratto II), come mostrato in Figura 2.

Ulteriori vincoli introdotti per definire l'appartenenza di $p_{b,g,d,t}^{co,chi}$ al I o al II tratto, a seconda dei valori assunti dalle variabili $x_{b,g,d,t}^{I,chi}$ o $x_{b,g,d,t}^{II,chi}$, sono:

$$p_{b,g,d,t}^{co,chi} - lv^{chi} + 1 - x_{b,g,d,t}^{I,chi} \geq 0 \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (62)$$

$$mv^{chi} - p_{b,g,d,t}^{co,chi} + 1 - x_{b,g,d,t}^{I,chi} \geq 0 \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (63)$$

$$p_{b,g,d,t}^{co,chi} - mv^{chi} + 1 - x_{b,g,d,t}^{II,chi} \geq 0 \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (64)$$

$$hv^{chi} - p_{b,g,d,t}^{co,chi} + 1 - x_{b,g,d,t}^{II,chi} \geq 0 \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (65)$$

Occorre inoltre scrivere:

$$x_{b,g,d,t}^{I,chi} + x_{b,g,d,t}^{II,chi} \leq x_{b,g,d,t}^{chi} \quad \forall b = 1 \dots B, \forall g = 1 \dots G, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (66)$$

Per l'insieme dei chiller è possibile definire i seguenti vincoli:

$$P_{d,t}^{el,chi,tot} = \sum_{b=1}^B \sum_{g=1}^G P_{b,g,d,t}^{el,chi} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (67)$$

$$P_{d,t}^{th,chi,tot} = \sum_{b=1}^B \sum_{g=1}^G P_{b,g,d,t}^{th,chi} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (68)$$

$$P_{d,t}^{co,chi,tot} = \sum_{b=1}^B \sum_{g=1}^G P_{b,g,d,t}^{co,chi} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (69)$$

al fine di determinare i valori totali di potenza elettrica, termica e di raffrescamento al tempo t del giorno d . I principali dati economici dei chiller sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione C_b^{chi} ;
- il costo annuo di manutenzione $C_b^{s,chi}$ espresso in € per kW di potenza nominale di raffrescamento; l^{chi} indica invece la vita utile dei chiller.

In Tabella sono elencati sia i dati di input che le variabili decisionali dei chiller ad assorbimento.

Tabella 6: Chiller ad assorbimento - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, B, G	$y_{b,g}^{chi}, x_{b,g,d,t}^{chi}$
$C_b^{chi}, C_b^{s,chi}, l^{chi}$	$P_{b,g,d,t}^{el,chi}, P_{b,g,d,t}^{th,chi}, P_{b,g,d,t}^{co,chi}$
$P_b^{co,chi,min}, P_b^{co,chi,nom}, P_b^{th,chi,nom}$	$P_{b,g,d,t}^{co,chi}, z_{b,g,d,t}^{I,co,chi}, z_{b,g,d,t}^{II,co,chi}$
$\rho_b^{chi}, \zeta^{I,chi}, \zeta^{II,chi}, \nu^{I,chi}, \nu^{II,chi}$	$x_{b,g,d,t}^{I,chi}, x_{b,g,d,t}^{II,chi}$
$lv^{chi}, mv^{chi}, hv^{chi}$	$P_{d,t}^{el,chi,tot}, P_{d,t}^{th,chi,tot}, P_{d,t}^{co,chi,tot}$

3.2.4 Sistemi di accumulo

Nel modello di ottimizzazione vengono considerate tre tipologie differenti di accumulo. Un accumulo elettrico costituito da un'unica tipologia di batterie elettrochimiche posto in parallelo rispetto al carico elettrico, un accumulo termico di acqua tecnica posto in parallelo rispetto al carico di riscaldamento ed infine un accumulo di acqua calda sanitaria posto in serie rispetto al carico di acs.

3.2.4.1 Accumulo elettrico

Il sistema di accumulo elettrico è costituito da un'unica tipologia di batterie elettrochimiche. Il modello matematico utilizzato per rappresentare il funzionamento di tale sistema di accumulo ha una validità generale e può essere impiegato per studiare diverse tipologie di batterie (agli ioni di litio, al sodio-cloruro di nickel, ecc.).

Le variabili decisionali che descrivono il sistema di accumulo elettrico sono:

- N^{bat} , variabile di tipo intero "di installazione" che quantifica il numero di batterie installate;
- $E_{d,t}^{ES}$, variabile di tipo continuo che misura il quantitativo energetico del sistema di accumulo ($ES =$ Electrical Storage) al tempo t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{el,in,ES}$, variabile continua che indica la potenza elettrica di carica al tempo t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{el,out,ES}$, variabile continua che indica la potenza elettrica di scarica al tempo t del giorno d ;
- $x_{d,t}^{in,ES}$, variabile binaria che assume il valore 1 se il sistema di accumulo è in fase di carica al tempo t del giorno d ;
- $x_{d,t}^{out,ES}$, variabile binaria che assume il valore 1 se il sistema di accumulo è in fase di scarica al tempo t del giorno d .

È importante evidenziare che le potenze $P_{d,t}^{el,in,ES}$ e $P_{d,t}^{el,out,ES}$ sono lato corrente alternata (e quindi rappresentano rispettivamente la potenza attiva assorbita ed erogata dal sistema di accumulo), in quanto

per sistema di accumulo si intende l'insieme delle batterie e dei dispositivi di elettronica di potenza necessari all'interfacciamento delle batterie con la rete elettrica in corrente alternata trifase.

La variabile N^{bat} è limitata dalla seguente coppia di vincoli:

$$N^{bat} \geq N^{bat,min} \quad (70)$$

$$N^{bat} \leq N^{bat,max} \quad (71)$$

dove $N^{bat,min}$ è il numero minimo di batterie installabili (solitamente assunto pari al valore nullo) mentre $N^{bat,max}$ indica il numero massimo di batterie installabili (valore legato a limitazioni di spazio per l'installazione o a motivazioni economiche).

Ciascuna batteria è caratterizzata dai seguenti dati nominali di funzionamento:

- Γ^{bat} , capacità di accumulo nominale (espressa in Wh);
- $P^{in,bat,max}$, potenza attiva massima nominale di carica;
- $P^{out,bat,max}$, potenza attiva massima nominale di scarica;
- $SOC^{bat,min}$, stato di carica minimo (valore compreso tra 0 e 1).

Per descrivere l'intero sistema di accumulo si assumono inoltre:

- $\eta^{in,ES}$, rendimento medio di carica (valore compreso tra 0 e 1);
- $\eta^{out,ES}$, rendimento medio di scarica (valore compreso tra 0 e 1);
- $f^{loss,ES}$, fattore che indica le perdite energetiche legate a fenomeni dissipativi delle batterie (valore compreso tra 0 e 1).

I vincoli che descrivono il funzionamento del sistema di accumulo elettrico possono essere raggruppati in due insiemi:

- i vincoli (72-82) che impongono limiti inferiori e superiori alla potenza nelle fasi di carica e scarica e che servono per gestire in modo corretto le due suddette fasi:

$$P_{d,t}^{el,in,ES} \geq P^{in,bat,min} \cdot N^{bat,max} \cdot x_{d,t}^{in,ES} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (72)$$

$$P_{d,t}^{el,in,ES} \geq P^{in,bat,min} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (73)$$

$$P_{d,t}^{el,in,ES} \leq P^{in,bat,max} \cdot N^{bat,max} \cdot x_{d,t}^{in,ES} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (74)$$

$$P_{d,t}^{el,in,ES} \leq P^{in,bat,max} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (75)$$

$$P_{d,t}^{el,out,ES} \geq P^{out,bat,min} \cdot N^{bat,max} \cdot x_{d,t}^{out,ES} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (76)$$

$$P_{d,t}^{el,out,ES} \geq P^{out,bat,min} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (77)$$

$$P_{d,t}^{el,out,ES} \leq P^{out,bat,max} \cdot N^{bat,max} \cdot x_{d,t}^{out,ES} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (78)$$

$$P_{d,t}^{el,out,ES} \leq P^{out,bat,max} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (79)$$

$$x_{d,t}^{in,ES} + x_{d,t}^{out,ES} \leq 1 \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (80)$$

$$x_{d,t}^{in,ES} \leq N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (81)$$

$$x_{d,t}^{out,ES} \leq N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (82)$$

- i vincoli che applicano bilanci energetici al sistema di accumulo:

$$E_{d,t+1}^{ES} = (1 - f^{loss,ES}) \cdot E_{d,t}^{ES} + \Delta \cdot \left(P_{d,t}^{el,in,ES} \cdot \eta^{in,ES} - \frac{P_{d,t}^{el,out,ES}}{\eta^{out,ES}} \right) \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T - 1 \quad (83)$$

$$E_{d,1}^{ES} = (1 - f^{loss,ES}) \cdot E_{d-1,T}^{ES} + \Delta \cdot \left(P_{d-1,T}^{el,in,ES} \cdot \eta^{in,ES} - \frac{P_{d-1,T}^{el,out,ES}}{\eta^{out,ES}} \right) \quad \forall d = 2 \dots D \quad (84)$$

$$E_{1,1}^{ES} = (1 - f^{loss,ES}) \cdot E_{D,T}^{ES} + \Delta \cdot \left(P_{D,T}^{el,in,ES} \cdot \eta^{in,ES} - \frac{P_{D,T}^{el,out,ES}}{\eta^{out,ES}} \right) \quad (85)$$

$$\eta^{in,ES} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{el,in,ES} \right) \geq \frac{\sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{el,out,ES} \right)}{\eta^{out,ES}} + f^{loss,ES} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T E_{d,t}^{ES} \right) \quad (86)$$

I vincoli (72-75) definiscono il range di ammissibilità della variabile decisionale $P_{d,t}^{el,in,ES}$ mentre i vincoli (76-79) lo definiscono per la variabile $P_{d,t}^{el,out,ES}$. I vincoli (80) consentono la non simultaneità delle fasi di carica e scarica, mentre i vincoli (81) e (82) mettono in funzione le batterie se e solo se sono installate. I bilanci energetici (83) legano l'intervallo t -esimo del giorno d all'intervallo $(t-1)$ -esimo dello stesso giorno, mentre i bilanci (84) legano il primo intervallo di tempo del giorno d all'ultimo intervallo del giorno $(d-1)$. Di conseguenza il primo intervallo di tempo del primo giorno tipico è legato all'ultimo intervallo di tempo dell'ultimo giorno tipico, come indicato in (85). Dal momento che i diversi giorni tipici sono collegati tra loro dai vincoli (83-85) ma ogni giorno tipico può rappresentare un numero diverso di giorni all'anno, è necessario inserire anche i vincoli (86) che permettono di gestire il sistema di accumulo nell'intero anno in modo ragionevole, ovvero facendo sì che l'energia totale caricata nelle batterie sia sempre maggiore o uguale alla somma dell'energia scaricata e delle perdite.

È opportuno ricordare che tipicamente i sistemi di accumulo elettrochimico presentano rendimenti e potenze massime di carica e scarica dipendenti dal livello di stato di carica. Si è deciso di trascurare questo aspetto per non complicare eccessivamente la struttura del modello, dal momento che la considerazione di tali aspetti avrebbe introdotto numerose non linearità nel modello che sarebbero state risolte, cioè linearizzate, con l'introduzione di numerosi vincoli e variabili ausiliarie. Si ritiene che l'approccio adottato non infici eccessivamente l'accuratezza del modello di calcolo soprattutto per quanto riguarda la fase di scarica delle batterie durante la quale la potenza massima subisce limitazioni apprezzabili tipicamente solo a valori molto bassi di SOC . Si è ritenuto invece significativo considerare la dipendenza della potenza massima di carica e scarica dal SOC per le batterie dei veicoli, dal momento che in tal caso è ancora più importante modellizzare con estrema precisione l'andamento del SOC delle batterie al fine di non compromettere il soddisfacimento della domanda di trasporto degli utenti. Nel caso invece delle batterie per applicazioni stazionarie, eventuali

approssimazioni nella stima dello stato di carica determinano unicamente una rimodulazione dei flussi energetici nella rete e quindi un eventuale maggiorazione o decremento dell'energia acquistata dalla rete pubblica, senza compromettere in alcun modo l'erogazione dei servizi di fornitura energetica.

Si hanno infine i vincoli che definiscono il range di ammissibilità per il contenuto energetico delle batterie:

$$E_{d,t}^{ES} \geq SOC^{bat,min} \cdot \Gamma^{bat} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (87)$$

$$E_{d,t}^{ES} \leq \Gamma^{bat} \cdot N^{bat} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (88)$$

I principali dati economici del sistema di accumulo elettrochimico sono:

- il prezzo unitario di acquisto e installazione I^{ES} espresso in € per unità di capacità installata;
 - il costo annuo di manutenzione $c^{s,ES}$ espresso in € per kW di potenza nominale di scarica.
- L^{ES} indica invece la vita utile del sistema di accumulo.

In Tabella 7 sono elencati sia i dati di input che le variabili decisionali del sistema di accumulo elettrochimico.

Tabella 7: Accumulo elettrochimico - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T $N^{bat,min}, N^{bat,max}$ $\Gamma^{bat}, P^{in,bat,max}, P^{out,bat,max}, SOC^{bat,min}$ $\eta^{in,ES}, \eta^{out,ES}, f^{loss,ES}$	N^{bat} $E_{d,t}^{ES}, P_{d,t}^{el,in,ES}, P_{d,t}^{el,out,ES}$ $x_{d,t}^{in,ES}, x_{d,t}^{out,ES}$

3.2.4.2 Accumulo termico di acqua tecnica

Il modello di ottimizzazione considera un accumulo termico di acqua tecnica (denominato “puffer”) posto in parallelo rispetto al carico di riscaldamento. L'accumulo termico riceve in ingresso acqua tecnica proveniente dalle pompe di calore, dalle microturbine, dai motori a combustione interna e dal teleriscaldamento.

Le variabili decisionali che descrivono il sistema di accumulo di acqua tecnica sono:

- Γ^{puf} : variabile intera che rappresenta l'energia termica utile massima [kWh] immagazzinabile all'interno dell'accumulo, ovvero la sua taglia;
- $E_{d,t}^{puf}$ variabile continua che rappresenta l'energia termica utile contenuta all'interno dell'accumulo all'istante t del giorno d ;
- $Loss_{d,t}^{puf}$ variabile continua che rappresenta le perdite per dispersione termica statica e dinamica all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{th,in,puf}$ variabile continua che rappresenta il flusso termico entrante all'interno dell'accumulo all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{th,out,puf}$ variabile continua che rappresenta il flusso termico uscente dall'accumulo all'istante t del giorno d .

La taglia dell'accumulo Γ^{puf} , con il suo costo associato C^{puf} funzione della taglia, può essere scelta solo tra i valori definiti all'interno di un array chiamato $Size^{puf}$ attraverso l'utilizzo di alcune variabili ausiliarie binarie; le potenze termiche in ingresso ed in uscita dall'accumulo vengono valutate in relazione alla taglia

dell'accumulo stesso attraverso i vincoli (89-90) dove $P^{in,puf,max}$ e $P^{out,puf,max}$ sono dati di ingresso del modello.

$$P_{d,t}^{th,in,puf} \leq P^{in,puf,max} \cdot \Gamma^{puf} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (89)$$

$$P_{d,t}^{th,out,puf} \leq P^{out,puf,max} \cdot \Gamma^{puf} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (90)$$

L'energia utile $E_{d,t+1}^{puf}$ all'interno dell'accumulo all'istante $(t+1)$ è definita dai vincoli (91) in funzione dell'energia $E_{d,t}^{puf}$ presente all'istante t al netto dei flussi termici entrante $P_{d,t}^{th,in,puf}$ ed uscente $P_{d,t}^{th,out,puf}$ e delle perdite per dispersione $LOSS_{d,t}^{puf}$. Va ricordato che il flusso termico entrante ed uscente all'istante t possono essere entrambi diversi da zero poiché riferiti a sezioni differenti dell'accumulo termico.

$$E_{d,t+1}^{puf} = E_{d,t}^{puf} + \Delta \cdot (P_{d,t}^{th,in,puf} - P_{d,t}^{th,out,puf}) - LOSS_{d,t}^{puf} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T - 1 \quad (91)$$

Le perdite per dispersione vengono definite in (92) come riportato in [31], in funzione di un coefficiente di dispersione dinamico $k^{energy,puf}$ proporzionale all'energia contenuta all'interno dell'accumulo e di un coefficiente di dispersione statico $k^{static,puf}$, proporzionale alla taglia dell'accumulo Γ^{puf} e al rapporto tra la differenza tra la temperatura minima utile $T^{\min,puf}$ e la temperatura presente in centrale termica $T_{d,t}^{hub}$ e la differenza tra le temperature massima $T^{\max,puf}$ e minima $T^{\min,puf}$ utili.

$$LOSS_{d,t}^{puf} = E_{d,t}^{puf} \cdot k^{energy,puf} + k^{static,puf} \cdot \Gamma^{puf} \cdot \left(\frac{T^{\min,puf} - T_{d,t}^{hub}}{T^{\max,puf} - T^{\min,puf}} \right) \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (92)$$

Come già evidenziato per gli accumuli elettrochimici, è necessario legare il primo intervallo di tempo del giorno d all'ultimo intervallo di tempo del giorno $(d-1)$ per ottenere maggiore continuità tra giornate successive. Inoltre, dal momento che i diversi giorni tipo sono collegati tra loro ma ognuno di essi può rappresentare un numero diverso di giorni all'anno N_d , è necessario inserire anche un vincolo che attesti che l'energia totale ceduta all'accumulo in un anno sia sempre maggiore o uguale alla somma dell'energia prelevata dallo stesso e delle perdite (93).

$$\sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{th,in,puf} \right) \geq \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{th,out,puf} \right) + \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T LOSS_{d,t}^{puf} \right) \quad (93)$$

A scopo di sintesi in Tabella 8 vengono riportati sia i dati di ingresso che le variabili decisionali del sistema di accumulo termico di acqua tecnica, che si suppone caratterizzato da una vita utile pari a l^{puf} .

Tabella 8: Accumulo di acqua tecnica - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, N_d	Γ^{puf}
$Size^{puf}, T^{max,puf}, T^{min,puf}, T_{d,t}^{hub}$	$E_{d,t}^{puf}, Loss_{d,t}^{puf}$
$P^{in,puf,max}, P^{out,puf,max}, k^{static,puf}, k^{energy,puf}$	$P_{d,t}^{th,in,puf}, P_{d,t}^{th,out,puf}$
C^{puf}, l^{puf}	

3.2.4.3 Bollitore

L'accumulo termico di acqua calda sanitaria, anche chiamato "bollitore", è posto in serie rispetto al carico di acs. Il bollitore riceve in ingresso, attraverso uno scambiatore, i flussi termici erogati dalle pompe di calore, dalle microturbine, dai motori a combustione interna, dal teleriscaldamento e dal solare termico. Essendo il bollitore posto in serie rispetto al carico, se quest'ultimo è non nullo il modello deve prevedere l'installazione del bollitore, scegliendone la taglia ottima.

Le variabili decisionali che descrivono il bollitore sono:

- Γ^{bol} variabile intera che rappresenta l'energia termica utile massima [kWh] immagazzinabile all'interno del bollitore, ovvero la sua taglia;
- $E_{d,t}^{bol}$ variabile continua che rappresenta l'energia termica utile contenuta all'interno del bollitore all'istante t del giorno d ;
- $Loss_{d,t}^{bol}$ variabile continua che rappresenta le perdite per dispersione termica statica e dinamica del bollitore all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{hw,in,bol}$ variabile continua che rappresenta il flusso termico entrante all'interno del bollitore all'istante t del giorno d ;
- $P_{d,t}^{hw,out,bol}$ variabile continua che rappresenta il flusso termico uscente dal bollitore all'istante t del giorno d .

La taglia del bollitore Γ^{bol} , con il suo costo associato C^{bol} funzione della taglia, può essere scelta solo tra i valori definiti all'interno dell'array denominato $Size^{bol}$ attraverso l'utilizzo di alcune variabili ausiliarie binarie; le potenze termiche in ingresso ed in uscita dal bollitore vengono determinate in relazione alla taglia dell'accumulo stesso attraverso i vincoli (94-95). Questo tipo di relazione è un'assunzione, poiché la taglia dell'accumulo e la taglia dello scambiatore ("produttore di acs") possono essere oggetto di scelte specifiche di progettazione che non vengono prese in considerazione nel presente modello.

$$P_{d,t}^{hw,in,bol} \leq P^{in,bol,max} \cdot \Gamma^{bol} \quad \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (94)$$

$$P_{d,t}^{hw,out,bol} \leq P^{out,bol,max} \cdot \Gamma^{bol} \quad \forall d = 1...D, \forall t = 1...T \quad (95)$$

Il flusso termico in ingresso al bollitore è definito come la somma delle diverse componenti in arrivo dai cogeneratori ($P_{d,t}^{th,eng,tot,acs}, P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs}$), dalle pompe di calore ($P_{d,t}^{hw,hp,tot}$), dall'impianto solare termico ($P_{d,t}^{hw,sol}$) e dal teleriscaldamento ($P_{d,t}^{hw,DH}$).

$$P_{d,t}^{hw,in,bol} = P_{d,t}^{th,eng,tot,acs} + P_{d,t}^{th,mgt,tot,acs} + P_{d,t}^{hw,hp,tot} + P_{d,t}^{hw,sol} + P_{d,t}^{hw,DH} \quad \forall d = 1...D, \forall t = 1...T - 1 \quad (96)$$

L'energia utile $E_{d,t+1}^{bol}$ all'interno dell'accumulo all'istante $(t+1)$ è definita in (97) in funzione dell'energia $E_{d,t}^{bol}$ presente all'istante t al netto dei flussi termici entrante $P_{d,t}^{hw,in,bol}$ ed uscente $P_{d,t}^{hw,out,bol}$ e delle perdite per dispersione $Loss_{d,t}^{bol}$; $\eta^{in,bol}$ indica il rendimento di carica del bollitore attraverso lo scambiatore di calore. Va ricordato che il flusso termico entrante ed uscente all'istante t possono essere entrambi diversi da zero poiché riferiti a sezioni differenti del bollitore.

$$E_{d,t+1}^{bol} = E_{d,t}^{bol} + \Delta \cdot (\eta^{in,bol} \cdot P_{d,t}^{hw,in,bol} - P_{d,t}^{hw,out,bol}) - Loss_{d,t}^{bol} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T - 1 \quad (97)$$

Le perdite per dispersione vengono definite in (98), come riportato in [31], funzione di un coefficiente di dispersione $k^{energy,bol}$ proporzionale all'energia contenuta all'interno del bollitore e di un coefficiente di dispersione statico $k^{static,bol}$, proporzionale alla taglia del bollitore Γ^{bol} e al rapporto tra la differenza tra la temperatura minima utile $T^{min,bol}$ e la temperatura presente in centrale termica $T_{d,t}^{hub}$ e la differenza tra le temperature massima $T^{max,bol}$ e minima $T^{min,bol}$ utili.

$$Loss_{d,t}^{bol} = E_{d,t}^{bol} \cdot k^{energy,bol} + k^{static,bol} \cdot \Gamma^{bol} \cdot \left(\frac{T^{min,bol} - T_{d,t}^{hub}}{T^{max,bol} - T^{min,bol}} \right) \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (98)$$

Come già evidenziato per gli accumuli di acqua tecnica, è necessario legare il primo intervallo di tempo del giorno d all'ultimo intervallo del giorno $(d-1)$ per ottenere maggiore continuità tra giornate successive. Inoltre, dal momento che i diversi giorni tipo sono collegati tra loro ma ognuno di essi può rappresentare un numero diverso di giorni all'anno N_d , è necessario inserire anche un vincolo annuo che attesti che l'energia totale pervenuta al bollitore sia sempre maggiore o uguale alla somma dell'energia ceduta e delle perdite (99).

$$\eta^{in,bol} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{hw,in,bol} \right) \geq \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{hw,out,bol} \right) + \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T Loss_{d,t}^{bol} \right) \quad (99)$$

In Tabella vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali del bollitore, che si suppone caratterizzato da una vita utile pari a l^{bol} .

Tabella 9: Bollitore - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, N_d	Γ^{bol}
$Size^{bol}, T^{max,bol}, T^{min,bol}, T_{d,t}^{hub}$	$E_{d,t}^{bol}, Loss_{d,t}^{bol}$
$P^{in,bol,max}, P^{out,bol,max}$	$P_{d,t}^{hw,in,bol}, P_{d,t}^{hw,out,bol}$
$\eta^{in,bol}, k^{static,bol}, k^{energy,bol}$	
C^{bol}, l^{bol}	

3.2.5 Infrastrutture di ricarica e veicoli elettrici

Le infrastrutture di ricarica considerate sono di tre tipologie differenti: charger tradizionali, colonnine di ricarica V1G (capaci di modulare la sessione di ricarica in potenza e nel tempo secondo segnali esterni) e colonnine di ricarica V2G (capaci di caricare e scaricare il veicolo modulando in potenza e nel tempo). Le principali variabili associate a queste tecnologie sono le variabili binarie di avvenuta installazione, le variabili binarie di esercizio ed infine le variabili che indicano la potenza di carica e scarica.

3.2.5.1 Charger tradizionali

I charger chiamati tradizionali (“dumb”) sono infrastrutture di ricarica non modulabili in potenza. Il modello di ottimizzazione include H diversi modelli di charger tradizionali e per ogni modello è possibile installarne un numero massimo pari ad A . Il charger a , di taglia h , ha un prezzo di acquisto ed installazione pari a C_h^{dumb} , costo di manutenzione annuale C^{dumb} e vita utile l^{dumb} ; il rendimento di carica è assunto pari a $\eta^{ch,dumb}$. La potenza di ricarica $P_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb}$ erogata dal charger numero a , taglia h verso il veicolo v , il giorno d al tempo t è così definita:

$$P_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} = P_{h,v}^{\max,ch,dumb} \cdot x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} \quad \forall h = 1 \dots H, \forall a = 1 \dots A, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (100)$$

dove $P_{h,v}^{\max,ch,dumb}$ è il minimo tra la potenza nominale del charger $P_h^{\max,ch,dumb,nom}$ e la potenza massima in corrente alternata $P_v^{\max,ch,vehicle,AC}$ accettata dal veicolo v in ricarica, mentre $x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb}$ è la variabile binaria di esercizio uguale a 1 se la colonnina sta ricaricando il veicolo v e uguale a zero altrimenti. Logicamente, il charger numero a di taglia h può caricare il veicolo v nell’intervallo di tempo t del giorno tipo d solo se è installato:

$$x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} \leq y_{h,a}^{dumb} \quad \forall h = 1 \dots H, \forall a = 1 \dots A, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (101)$$

dove $y_{h,a}^{dumb}$ è una variabile binaria “di installazione” uguale a 1 se il charger è installato e uguale a zero altrimenti. Perché avvenga la ricarica il veicolo deve anche essere presente:

$$1 - x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} \geq AV_{d,t}^v \quad \forall h = 1 \dots H, \forall a = 1 \dots A, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (102)$$

dove $AV_{d,t}^v$ è un dato di ingresso del problema e rappresenta l’indisponibilità (cioè l’assenza) del veicolo durante le giornate tipo ($AV_{d,t}^v$ è uguale a 1 se il veicolo v è assente al tempo t del giorno d , viceversa è nullo). È inoltre necessario che il veicolo sia connesso al charger per poter essere caricato:

$$x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} \leq x_{v,d,t}^{connected} \quad \forall h = 1 \dots H, \forall a = 1 \dots A, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (103)$$

dove $x_{v,d,t}^{connected}$ è una variabile binaria uguale a 1 se il veicolo v è connesso alla colonnina ed in sessione di ricarica e uguale a zero altrimenti. Nel modello di ottimizzazione si è inoltre imposto che ciascun veicolo possa effettuare una sola sessione di ricarica per ogni giornata tipo, in questo modo la ricarica del veicolo v dovrà essere terminata affinché si possa ricaricare il veicolo $v+1$.

Infine, è possibile definire una variabile utile nelle successive equazioni di bilancio di sistema che indica la potenza totale di ricarica erogata all’istante t del giorno d da tutti i charger installati $P_{d,t}^{ch,dumb,tot}$:

$$P_{d,t}^{ch,dumb,tot} = \sum_{h=1}^H \sum_{a=1}^A \sum_{v=1}^V P_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (104)$$

A scopo di sintesi in Tabella 10 vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali per i charger tradizionali.

Tabella 10: Charger tradizionali - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, H, A, V	$y_{h,a}^{dumb}$
$P_h^{max,ch,dumb,nom}$	$x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb}, x_{v,d,t}^{connected}$
$P_v^{max,ch,vehicle,AC}$	$P_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb}, P_{d,t}^{ch,dumb,tot}$
$\eta^{ch,dumb}$	$P_{h,v}^{max,ch,dumb}$
$C_h^{dumb}, c^{dumb}, l^{dumb}$	

3.2.5.2 Charger V1G

I charger V1G sono colonnine di ricarica capaci di modulare la sessione di ricarica in potenza e nel tempo (cioè suddividendo la ricarica in fasi anche non consecutive, purché il veicolo rimanga sempre connesso) secondo segnali esterni. Si considerano W taglie di charger V1G e, per ogni taglia, U unità massime installabili. Per i charger V1G valgono la maggior parte delle considerazioni già proposte per i charger tradizionali ma, a differenza di questi ultimi, presa una qualunque colonnina numero u ($u=1 \dots U$) di taglia w ($w=1 \dots W$), essa ha la possibilità di far variare la potenza erogata $P_{w,u,v,d,t}^{ch,V1G}$ tra un minimo $P_w^{min,ch,V1G}$ (funzione esclusivamente della taglia considerata) ed un massimo $P_{w,u,v,d,t}^{max,ch,V1G}$ (funzione della taglia considerata $P_w^{max,ch,V1G,nom}$, della potenza massima accettata dal veicolo $P_v^{max,ch,vehicle,AC}$ e dello stato di carica del veicolo $SOC_{v,d,t}$). La massima potenza erogabile dalla colonnina è legata allo stato di carica del veicolo attraverso una funzione lineare a tratti, risultato di un processo di linearizzazione di curve di ricarica sperimentali, come quella in Figura 3, ottenute attraverso un'elaborazione di dati provenienti da [32] come descritto in [33]. In particolare, la funzione viene divisa in due tratti: uno per valori inferiori a $SOC_{w,v}^{*1,V1G}$, funzione della taglia della colonnina e dipendente dalla batteria del veicolo (e pari al 92% nell'esempio riportato in Figura 3), ed uno per valori ad esso superiori.

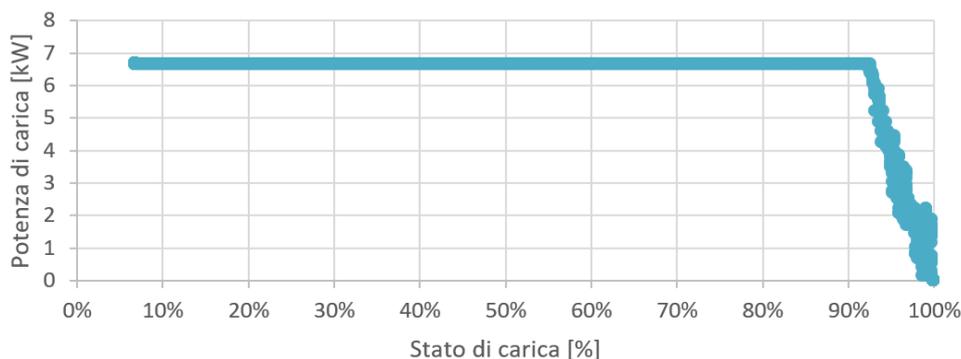


Figura 3: Curva sperimentale di ricarica - Nissan Leaf (Temperatura esterna = 20 °C)

Per poter modellizzare la relazione tra la potenza massima di carica erogata dalla colonnina numero u di taglia w e lo stato di carica del veicolo v i seguenti vincoli sono necessari:

$$P_{w,u,v,d,t}^{\max, ch, V1G} = m1_{w,v}^{ch, V1G} \cdot z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} + q1_{w,v}^{ch, V1G} \cdot y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} + m2_{w,v}^{ch, V1G} \cdot z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} + q2_{w,v}^{ch, V1G} \cdot y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \quad (105)$$

$$\forall w = 1 \dots W, \forall u = 1 \dots U, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T$$

$$y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} + y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} = 1 \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (106)$$

$$SOC_{v,d,t} - SOC_v^{\min} + MM \cdot (1 - y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \geq 0 \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (107)$$

$$SOC_{w,v}^{*1, V1G} - SOC_{v,d,t} + MM \cdot (1 - y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \geq 0 \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (108)$$

$$SOC_{v,d,t} - SOC_{w,v}^{*1, V1G} + MM \cdot (1 - y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \geq 0 \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (109)$$

$$SOC_v^{\max} - SOC_{v,d,t} + MM \cdot (1 - y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \geq 0 \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (110)$$

$$SOC_v^{\min} \cdot y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \leq z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (111)$$

$$z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \leq SOC_{w,v}^{*1, V1G} \cdot y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (112)$$

$$z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \geq SOC_{v,d,t} - SOC_v^{\max} \cdot (1 - y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (113)$$

$$z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \leq SOC_{v,d,t} - SOC_v^{\min} \cdot (1 - y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (114)$$

$$z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \geq SOC_{w,v}^{*1, V1G} \cdot y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (115)$$

$$z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \geq SOC_{v,d,t} - SOC_v^{\max} \cdot (1 - y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (116)$$

$$z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G} \leq SOC_{v,d,t} - SOC_v^{\min} \cdot (1 - y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}) \quad \forall w = 1 \dots W, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (117)$$

dove $y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}$, $y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}$ sono variabili ausiliari binarie, $z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}$, $z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}$ sono variabili ausiliari continue, $m1_{w,v}^{ch, V1G}$, $q1_{w,v}^{ch, V1G}$, $m2_{w,v}^{ch, V1G}$, $q2_{w,v}^{ch, V1G}$ sono i coefficienti (coefficiente angolare e termine noto) dei due tratti della funzione che rappresenta la curva sperimentale di ricarica adimensionalizzata e MM è una costante sufficientemente grande (detta spesso "big-M").

In Tabella 11 vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali per i charger V1G. Il parametro $\eta^{ch, V1G}$ indica l'efficienza di carica assunta unica e costante per tutti i modelli di charger V1G.

Tabella 11: Charger V1G - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, W, U, V	$y_{w,u}^{V1G}$
$P_w^{\max, ch, V1G, nom}, P_w^{\min, ch, V1G, nom}$	$x_{w,u,v,d,t}^{ch, V1G}, x_{v,d,t}^{connected}$
$P_v^{\max, ch, vehicle, AC}$	$P_{w,u,v,d,t}^{ch, V1G}, P_{d,t}^{ch, dumb, tot}$
$\eta^{ch, V1G}$	$P_{w,u,v,d,t}^{\max, ch, V1G}$
$C_w^{V1G}, c^{V1G}, l^{V1G}$	$z1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}, z2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}, y1_{w,v,d,t}^{ch, V1G}, y2_{w,v,d,t}^{ch, V1G}$
$m1_{w,v}^{ch, V1G}, q1_{w,v}^{ch, V1G}, m2_{w,v}^{ch, V1G}, q2_{w,v}^{ch, V1G}$	$SOC_{v,d,t}$
$SOC_{w,v}^{*1, V1G}, SOC_v^{\min}, SOC_v^{\max}$	

3.2.5.3 Charger V2G

I charger V2G sono colonnine di ricarica capaci di caricare e scaricare il veicolo modulando in potenza e nel tempo. Si considerano R modelli di charger V2G e E massime unità installabili per ogni modello. Per i charger V2G valgono la maggior parte delle considerazioni già riportate per i charger V1G ma con la differenza sostanziale di essere bidirezionali. Pertanto, la precedente trattazione sulla linearizzazione delle curve di ricarica è stata eseguita anche per quanto riguarda le curve di scarica, di cui si riporta un esempio in Figura 4.

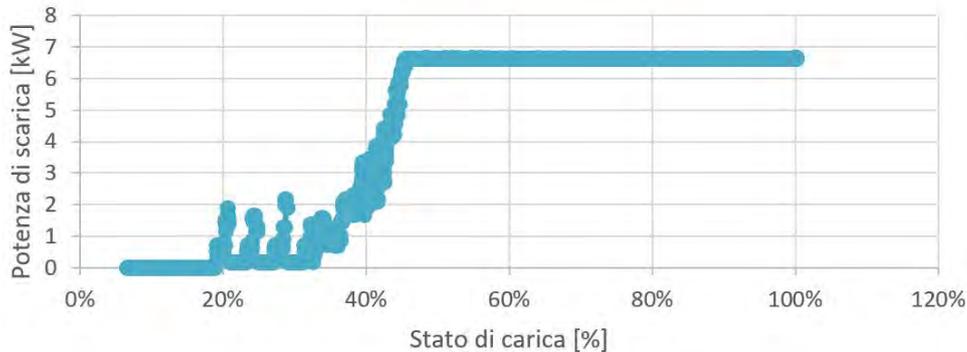


Figura 4: Curva sperimentale di scarica - Nissan Leaf (Temperatura esterna = 20 °C)

Inoltre, è stato introdotto il seguente vincolo per ogni colonnina V2G numero e di taglia r :

$$x_{r,e,v,d,t}^{dch, V2G} \leq X_v^{V2G} \quad \forall r = 1 \dots R, \forall e = 1 \dots E, \forall v = 1 \dots V, \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (118)$$

dove $x_{r,e,v,d,t}^{dch, V2G}$ è una variabile binaria di esercizio uguale a 1 se il veicolo v (connesso alla colonnina V2G di taglia r e numero e) è in scarica e 0 altrimenti, mentre X_v^{V2G} è un dato di input del problema che tiene conto della possibilità da parte del veicolo v di effettuare il V2G (esso è pari ad 1 per i veicoli abilitati al V2G).

In Tabella 12 vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali per i charger V2G.

Tabella 12: Charger V2G - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
D, T, R, E, V	$y_{r,e}^{V2G}$
$P_r^{\max, ch, V2G, nom}, P_r^{\max, dch, V2G, nom}$	$x_{r,e,v,d,t}^{ch, V2G}, x_{r,e,v,d,t}^{dch, V2G}, x_{v,d,t}^{connected}$
$P_r^{\min, ch, V2G, nom}, P_r^{\min, dch, V2G, nom}$	
$P_v^{\max, ch, vehicle, DC}, P_v^{\max, dch, vehicle, DC}$	$P_{r,e,v,d,t}^{ch, V2G}, P_{r,e,v,d,t}^{dch, V2G}, P_{d,t}^{ch, V2G, tot}, P_{d,t}^{dch, V2G, tot}$
$\eta^{ch, V2G}, \eta^{dch, V2G}$	$P_{r,e,v,d,t}^{\max, ch, V2G}, P_{r,e,v,d,t}^{\max, dch, V2G}$
$C_r^{V2G}, c^{V2G}, l^{V2G}$	
$m_{r,v}^{1, ch, V2G}, q_{r,v}^{1, ch, V2G}, m_{r,v}^{2, ch, V2G}, q_{r,v}^{2, ch, V2G}$	$z_{r,v,d,t}^{1, ch, V2G}, z_{r,v,d,t}^{2, ch, V2G}, z_{r,v,d,t}^{1, dch, V2G}, z_{r,v,d,t}^{2, dch, V2G}$
$m_{r,v}^{1, dch, V2G}, q_{r,v}^{1, dch, V2G}, m_{r,v}^{2, dch, V2G}, q_{r,v}^{2, dch, V2G}$	$y_{r,v,d,t}^{1, ch, V2G}, y_{r,v,d,t}^{2, ch, V2G}, y_{r,v,d,t}^{1, dch, V2G}, y_{r,v,d,t}^{2, dch, V2G}$
$X_v^{V2G}, SOC_{r,v}^{*1, V2G}, SOC_{r,v}^{*2, V2G}$	$SOC_{v,d,t}$
$SOC_v^{\min}, SOC_v^{\max}$	

3.2.5.4 Veicoli elettrici

I veicoli elettrici non sono oggetto di ottimizzazione nel presente modello in quanto il numero e la tipologia di veicoli sono un dato di ingresso del problema. Più nello specifico, il presente modello è stato sviluppato per poter analizzare diversi scenari con un numero illimitato di veicoli di sette diversi modelli. Ciascuna tipologia ha associato una specifica domanda di trasporto $DT_{d,t}^v$, l'energia massima contenibile nella batteria E_v^{MAX} , il consumo medio F_v , la massima potenza di ricarica ammessa in corrente alternata ed in corrente continua ed infine la possibilità o meno di poter sfruttare la tecnologia V2G. I sette veicoli tipo possono essere selezionati da un database integrato di 24 modelli di veicoli elettrici attualmente in commercio comprendenti SUV, city car, utilitarie e furgoni. Vi è poi la possibilità di scegliere in maniera randomica i sette veicoli tipo qualora si voglia effettuare un'analisi stocastica.

Pur non essendo oggetto di dimensionamento, i veicoli devono essere modellizzati nello scambio di energia con le colonnine. Lo stato di carica $SOC_{v,d,t+1}$ del veicolo v all'istante $(t+1)$ del giorno tipo d dipende dallo stato di carica $SOC_{v,d,t}$ all'istante precedente t , dall'energia erogata o prelevata dalla colonnina e dall'energia consumata durante l'eventuale tragitto effettuato dal veicolo in questione nello specifico intervallo di tempo:

$$SOC_{v,d,t+1} = \frac{1}{E_v^{MAX}} \cdot \left\{ C^{self} \cdot SOC_{v,d,t} + \left\{ \Delta \cdot \left[\left(\eta^{ch, dumb} \cdot P_{v,d,t}^{ch, dumb, tot} \right) + \left(\eta^{ch, V1G} \cdot P_{v,d,t}^{ch, V1G, tot} \right) + \left(\eta^{ch, V2G} \cdot P_{v,d,t}^{ch, V2G, tot} \right) - \left(\frac{1}{\eta^{dch, V2G}} \cdot P_{v,d,t}^{dch, V2G, tot} \right) \right] - DT_{d,t}^v \cdot F_v \right\} \right\} \quad (119)$$

$$\forall v=1..V, \forall d=1..D, \forall t=1..T-1$$

dove C^{self} è un coefficiente che tiene conto della velocità di auto-scarica oraria del veicolo, mentre le potenze di carica e scarica sono le totali valutate considerando tutte le colonnine che possono interagire con il dato veicolo. Inoltre, per dare continuità temporale tra le diverse giornate tipo, si è deciso di legare ciascun giorno tipo al successivo:

$$SOC_{v,d,1} = \frac{1}{E_v^{MAX}} \cdot \left\{ C^{self} \cdot SOC_{v,d-1,T} + \left\{ \Delta \cdot \left[\left(\eta^{ch, dumb} \cdot P_{v,d-1,T}^{ch, dumb, tot} \right) + \left(\eta^{ch, V1G} \cdot P_{v,d-1,T}^{ch, V1G, tot} \right) + \left(\eta^{ch, V2G} \cdot P_{v,d-1,T}^{ch, V2G, tot} \right) - \left(\frac{1}{\eta^{dch, V2G}} \cdot P_{v,d-1,T}^{dch, V2G, tot} \right) \right] - DT_{d-1,T}^v \cdot F_v \right\} \right\} \quad (120)$$

$$\forall v=1..V, \forall d=1..D$$

Tuttavia, è importante far notare che ogni giorno tipo d rappresenta un numero differente di giornate reali e che pertanto ha un peso diverso sull'anno; è quindi necessario imporre che l'energia totale caricata nei veicoli pesata su ciascuna giornata tipo sia maggiore o uguale di quella scaricata e consumata pesata sui rispettivi giorni tipo.

Infine, la corretta interazione tra ciascun veicolo e ciascuna colonnina è garantita dai vincoli (121) dove ogni veicolo v nell'intervallo di tempo t del giorno tipo d può essere caricato o scaricato da una sola colonnina di ricarica:

$$\sum_{h=1}^H \sum_{a=1}^A x_{h,a,v,d,t}^{ch,dumb} + \sum_{w=1}^W \sum_{u=1}^U x_{w,u,v,d,t}^{ch,V1G} + \sum_{r=1}^R \sum_{e=1}^E x_{r,e,v,d,t}^{ch,V2G} + \sum_{r=1}^R \sum_{e=1}^E x_{r,e,v,d,t}^{dch,V2G} \leq 1 \quad (121)$$

$$\forall v = 1..V, \forall d = 1..D, \forall t = 1..T$$

In Tabella 13 vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali per i veicoli elettrici.

Tabella 13: Veicoli elettrici - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
E_v^{MAX} , F_v , $DT_{d,t}^v$, SOC_v^{\min} , SOC_v^{\max}	$SOC_{v,d,t}$

3.2.6 Rete di distribuzione elettrica e rete di teleriscaldamento

Il sistema energetico preso in considerazione è caratterizzato da un unico punto di interconnessione sia alla rete elettrica di distribuzione che alla rete di teleriscaldamento. Il presente modello considera lo scambio di energia elettrica bidirezionale con la rete elettrica di distribuzione ($P_{d,t}^{el,from-grid}$, $P_{d,t}^{el,to-grid}$) e lo scambio unidirezionale in assorbimento con la rete termica di teleriscaldamento che può essere impiegato per soddisfare il carico di riscaldamento $P_{d,t}^{th,DH}$, il carico di acs $P_{d,t}^{hw,DH}$ e/o il carico termico dei chiller ad assorbimento $P_{d,t}^{co,DH}$. Entrambe le interconnessioni sono modellate in maniera piuttosto semplice, limitando l'energia scambiabile entro limiti fissati ($P^{\max,from-grid}$, $P^{\max,to-grid}$ e $P^{\max,DH}$) ed assumendo dei costi di esercizio proporzionali all'energia scambiata ($c_{d,t}^{el,from-grid}$, c^{DH}). L'energia elettrica ceduta alla rete di distribuzione può essere fonte di ricavi se lo scenario analizzato lo consente; in tal caso $C_{d,t}^{el,to-grid}$ rappresenta il ricavo unitario derivante dall'immissione dell'energia elettrica nella rete di distribuzione. Il teleriscaldamento è inoltre caratterizzato da un costo di installazione C^{DH} che dipende dalla potenza termica massima richiesta.

A scopo di sintesi, in Tabella 14 vengono riportati sia i dati di input che le variabili decisionali per la rete di distribuzione elettrica, mentre la Tabella 15 è relativa alla rete di teleriscaldamento. Le variabili binarie $x_{d,t}^{from-grid}$ e $x_{d,t}^{to-grid}$ sono introdotte e opportunamente vincolate per far sì che quando si ha un prelievo di energia elettrica dalla rete di distribuzione non si possa avere un'immissione, e viceversa. La variabile binaria $y_{d,t}^{DH}$ assume il valore unitario nel caso in cui venga deciso di effettuare l'allaccio alla rete di teleriscaldamento, mentre la variabile binaria $x_{d,t}^{DH}$ "di funzionamento" del teleriscaldamento può assumere un valore non nullo solamente nel caso in cui l'allaccio al teleriscaldamento venga scelto nella soluzione ottima. La variabile continua $P_{d,t}^{DH}$ indica invece la potenza termica fornita dal teleriscaldamento e data dalla

somma di $P_{d,t}^{th,DH}$, $P_{d,t}^{hw,DH}$ e $P_{d,t}^{chi,DH}$. Al teleriscaldamento è anche associato il parametro l^{DH} che identifica la vita utile della tecnologia ed il rendimento η^{DH} di conversione dell'energia primaria in energia termica e che considera anche i rendimenti del sistema di distribuzione e di scambio termico.

Tabella 14: Rete di distribuzione elettrica - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
$P_{d,t}^{max,from-grid}$, $P_{d,t}^{max,to-grid}$	$P_{d,t}^{el,from-grid}$, $P_{d,t}^{el,to-grid}$
$C_{d,t}^{el,from-grid}$, $C_{d,t}^{el,to-grid}$	$x_{d,t}^{from-grid}$, $x_{d,t}^{to-grid}$

Tabella 15: Rete di teleriscaldamento - dati di input e variabili decisionali

Dati di input	Variabili decisionali
c^{DH} , C^{DH} , l^{DH}	$P_{d,t}^{DH}$, $P_{d,t}^{th,DH}$, $P_{d,t}^{hw,DH}$, $P_{d,t}^{chi,DH}$
η^{DH} , $P_{d,t}^{max,DH}$	$x_{d,t}^{DH}$, $y_{d,t}^{DH}$

3.2.7 Sistema complessivo

L'interazione tra tutte le tecnologie fino ad ora esaminate singolarmente è resa possibile attraverso la scrittura di vincoli di bilancio energetico. Dal punto di vista elettrico il sistema viene studiato con un modello a singola sbarra, dove la potenza erogata dagli impianti di produzione (microturbine $P_{d,t}^{el,mgt,tot}$, motori a combustione interna $P_{d,t}^{el,eng,tot}$ ed impianto fotovoltaico $P_{d,t}^{el,PV}$) viene sommata alla potenza erogata dal sistema di accumulo ($P_{d,t}^{el,out,ES}$) e dai veicoli elettrici ($P_{d,t}^{dch,V2G,tot}$) in fase di scarica e alla potenza prelevata dalle reti di distribuzione ($P_{d,t}^{el,from-grid}$). La somma dei precedenti termini deve sempre eguagliare il carico elettrico del singolo edificio ovvero della comunità energetica ($L_{d,t}^{el}$) sommato alla potenza richiesta dalle pompe di calore ($P_{d,t}^{el,hp,tot}$), dai chiller ad assorbimento ($P_{d,t}^{el,chi,tot}$), dal sistema di accumulo ($P_{d,t}^{el,in,ES}$) e dalle colonnine di ricarica ($P_{d,t}^{ch,dumb,tot}$, $P_{d,t}^{ch,V1G,tot}$ e $P_{d,t}^{ch,V2G,tot}$) nonché all'eventuale potenza immessa nella rete di distribuzione ($P_{d,t}^{el,to-grid}$).

$$\begin{aligned}
 &P_{d,t}^{el,mgt,tot} + P_{d,t}^{el,eng,tot} + P_{d,t}^{el,PV} + P_{d,t}^{dch,V2G,tot} + P_{d,t}^{el,out,ES} + P_{d,t}^{el,from-grid} - P_{d,t}^{el,to-grid} - P_{d,t}^{el,in,ES} - P_{d,t}^{ch,dumb,tot} + \\
 &-P_{d,t}^{ch,V1G,tot} - P_{d,t}^{ch,V2G,tot} - P_{d,t}^{el,hp,tot} - P_{d,t}^{el,chi,tot} - L_{d,t}^{el} = 0 \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T
 \end{aligned} \tag{122}$$

Per quanto riguarda il bilancio dei flussi termici ad uso di riscaldamento viene proposta l'equazione (123), dove la potenza termica erogata dagli impianti di produzione (microturbine $P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc}$, motori a combustione interna $P_{d,t}^{th,eng,tot,risc}$, pompe di calore $P_{d,t}^{th,hp,tot}$ e teleriscaldamento $P_{d,t}^{th,DH}$) viene sommata, con i segni opportuni, alle potenze scambiate con l'accumulo di acqua tecnica ($P_{d,t}^{th,out,puf}$, $P_{d,t}^{th,in,puf}$) e posta uguale al carico termico del singolo edificio ovvero della comunità energetica ($L_{d,t}^{th}$) al netto di un rendimento totale ($\eta^{th,tot}$) che tiene conto del sistema di distribuzione ed emissione.

$$\eta^{th,tot} \cdot (P_{d,t}^{th,mgt,tot,risc} + P_{d,t}^{th,eng,tot,risc} + P_{d,t}^{th,hp,tot} + P_{d,t}^{th,DH} + P_{d,t}^{th,out,puf} - P_{d,t}^{th,in,puf}) = L_{d,t}^{th} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (123)$$

Per i flussi termici ad uso acs viene considerato il bilancio (124) dove la potenza in uscita dal bollitore $P_{d,t}^{hw,out,bol}$, al netto di un rendimento di distribuzione ($\eta^{hw,distr}$), è posta uguale al carico di acqua calda sanitaria ($L_{d,t}^{hw}$).

$$\eta^{hw,distr} \cdot (P_{d,t}^{hw,out,bol}) = L_{d,t}^{hw} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (124)$$

Per il raffrescamento degli edifici si fa riferimento al bilancio (125) dove la somma tra la potenza di raffrescamento fornita dalle pompe di calore ($P_{d,t}^{co,hp,tot}$) e quella erogata dai chiller ad assorbimento ($P_{d,t}^{co,chi,tot}$) è posta uguale al carico di raffrescamento del singolo edificio ovvero della comunità energetica ($L_{d,t}^{co}$) al netto del rendimento $\eta^{co,tot}$ che tiene conto del sistema di distribuzione ed emissione.

$$\eta^{co,tot} \cdot (P_{d,t}^{co,chi,tot} + P_{d,t}^{co,hp,tot}) = L_{d,t}^{co} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (125)$$

Inoltre, è importante garantire che la potenza termica richiesta dall'insieme dei chiller ad assorbimento sia sempre uguale alla potenza termica totale erogata dalle unità cogenerative e dal teleriscaldamento:

$$P_{d,t}^{th,eng,tot,chi} + P_{d,t}^{th,mgt,tot,chi} + P_{d,t}^{chi,DH} = P_{d,t}^{th,chi,tot} \quad \forall d = 1 \dots D, \forall t = 1 \dots T \quad (126)$$

Infine, si ha il vincolo (127) che impone che la somma dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico (sia esso in silicio policristallino o monocristallino) e dall'impianto solare termico sia inferiore o uguale all'area disponibile A^{roof} .

$$S^{PV,poli} \cdot n^{PV,poli} + S^{PV,mono} \cdot n^{PV,mono} + S^{sol,gross} \cdot n^{sol} \leq A^{roof} \quad (127)$$

3.3 Funzioni obiettivo

Diverse funzioni obiettivo possono essere scelte all'interno del modello di ottimizzazione al fine di testare come la soluzione ottima cambi al variare dell'obiettivo di minimizzazione scelto, che può essere sia di tipo economico che ambientale o misto economico-ambientale. In questo paragrafo si descrivono pertanto le principali funzioni obiettivo implementate nel modello e contenenti un certo insieme delle variabili decisionali descritte nei paragrafi precedenti.

3.3.1 Funzione obiettivo economica: *minimizzazione dei costi totali*

La funzione obiettivo di carattere puramente economico è definita come la somma di tutti i costi annui sostenuti per l'acquisto, l'installazione e la gestione dell'intera infrastruttura energetica comprensiva di impianti di generazione (elettrica e termica), sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici ed interfacciamento con le reti gas, elettrica e di teleriscaldamento al netto di eventuali ricavi dalla cessione dell'energia elettrica in rete e da eventuali detrazioni di spesa. È opportuno sottolineare che, essendo l'orizzonte temporale del modello di ottimizzazione assunto pari ad 1 anno, nel computo dei costi annui totali si è reso necessario considerare, per ogni tecnologia installabile, solo una porzione del costo di acquisto e installazione avvalendosi dell'impiego di opportuni coefficienti denominati Capital Recovery Factor e definiti come di seguito riportato per la k-esima tecnologia:

$$CRF^k = \frac{\zeta \cdot (1 + \zeta)^{l^k}}{(1 + \zeta)^{l^k} - 1} \quad (128)$$

dove ζ indica il tasso di attualizzazione e l^k la vita utile della tecnologia.

È quindi possibile scrivere la funzione obiettivo come:

$$F.O._{econ} = Capex + Opex - Deductions \quad (129)$$

dove con la sigla *Capex* (Capital Expenditure) si intendono i costi annui di acquisto e installazione e con *Opex* (Operating Expenditure) i costi annui di gestione, anche detti costi operativi, che includono per esempio i costi di approvvigionamento del combustibile, i costi relativi al prelievo di energia elettrica dalla rete di distribuzione ed i costi di manutenzione degli impianti. Infine, con la sigla *Deductions* si indicano le eventuali detrazioni fiscali annuali a cui il soggetto proprietario dell'infrastruttura in esame ha diritto grazie a politiche di incentivazione sull'acquisto di particolari tecnologie.

In particolare, si ha:

$$\begin{aligned} Capex = & Capex^{mgt} + Capex^{eng} + Capex^{PV} + Capex^{dumb} + Capex^{V1G} + Capex^{V2G} + \dots \\ & Capex^{hp} + Capex^{chi} + Capex^{ES} + Capex^{TS} + Capex^{sol} + Capex^{DH} \end{aligned} \quad (130)$$

$$\begin{aligned} Opex = & Opex^{mgt} + Opex^{eng} + Opex^{PV} + Opex^{dumb} + Opex^{V1G} + Opex^{V2G} + \dots \\ & Opex^{hp} + Opex^{chi} + Opex^{ES} + Opex^{sol} + Opex^{DH} + Opex^{el,grid} \end{aligned} \quad (131)$$

Le relazioni (132-143) esplicitano le varie voci dei costi di acquisto e installazione in funzione delle variabili decisionali di installazioni delle diverse tecnologie:

$$Capex^{mgt} = CRF^{mgt} \cdot \sum_{m=1}^M \left(C_m^{mgt} \cdot \sum_{i=1}^I y_{m,i}^{mgt} \right) \quad (132)$$

$$Capex^{eng} = CRF^{eng} \cdot \sum_{n=1}^N \left(C_n^{eng} \cdot \sum_{j=1}^J y_{n,j}^{eng} \right) \quad (133)$$

$$Capex^{PV} = CRF^{PV} \cdot \left(C^{PV,mono} \cdot n^{PV,mono} \cdot P^{PV,mono,nom} + C^{PV,poli} \cdot n^{PV,poli} \cdot P^{PV,poli,nom} \right) \quad (134)$$

$$Capex^{dumb} = CRF^{dumb} \cdot \sum_{h=1}^H \left(C_h^{dumb} \cdot \sum_{a=1}^A y_{h,a}^{dumb} \right) \quad (135)$$

$$Capex^{V1G} = CRF^{V1G} \cdot \sum_{w=1}^W \left(C_w^{V1G} \cdot \sum_{u=1}^U y_{w,u}^{V1G} \right) \quad (136)$$

$$Capex^{V2G} = CRF^{V2G} \cdot \sum_{r=1}^R \left(C_r^{V2G} \cdot \sum_{e=1}^E y_{r,e}^{V2G} \right) \quad (137)$$

$$Capex^{hp} = CRF^{hp} \cdot \sum_{q=1}^Q \left(C_q^{hp} \cdot \sum_{o=1}^O y_{q,o}^{hp} \right) \quad (138)$$

$$Capex^{chi} = CRF^{chi} \cdot \sum_{b=1}^B \left(C_b^{chi} \cdot \sum_{g=1}^G y_{b,g}^{chi} \right) \quad (139)$$

$$Capex^{ES} = CRF^{ES} \cdot I^{ES} \cdot N^{bat} \cdot \Gamma^{bat} \quad (140)$$

$$Capex^{TS} = CRF^{puf} \cdot C^{puf} \cdot \Gamma^{puf} + CRF^{bol} \cdot Cap^{bol} \cdot \Gamma^{bol} \quad (141)$$

$$Capex^{sol} = CRF^{sol} \cdot C^{sol} \cdot n^{sol} \cdot S^{sol} \quad (142)$$

$$Capex^{DH} = C^{DH} \quad (143)$$

I costi annui operativi sono descritti, per le diverse tecnologie, dalle relazioni (144-147).

$$Opex^{mgt} = \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left\{ \left[\sum_{m=1}^M C_m^{s,mgt} \cdot \left(\frac{1}{P_m^{el,mgt,nom}} \cdot \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T P_{m,i,d,t}^{el,mgt} \right) \right] + c^f \cdot \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T P_{m,i,d,t}^{f,mgt} \right\} \quad (144)$$

$$Opex^{eng} = \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left\{ \left[\sum_{n=1}^N C_n^{s,eng} \cdot \left(\frac{1}{P_n^{el,eng,nom}} \cdot \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T P_{n,j,d,t}^{el,eng} \right) \right] + c^f \cdot \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T P_{n,j,d,t}^{f,eng} \right\} \quad (145)$$

Come si può notare analizzando le espressioni (144) e (145) i costi operativi delle unità cogenerative sono dati dalla somma dei costi di manutenzione, proporzionali alle ore equivalenti di funzionamento delle unità, e dei costi del combustibile valutati in funzione dell'energia primaria consumata da ogni unità.

Per pompe di calore, chiller ad assorbimento, colonnine di ricarica, pannelli fotovoltaici e solari termici, sistemi di accumulo elettrico, i costi operativi includono unicamente i costi di manutenzione che sono calcolati proporzionalmente alla potenza installata (per il fotovoltaico) o al numero di unità installate (per le colonnine di ricarica, le pompe di calore, i chiller ad assorbimento, il solare termico e l'accumulo elettrico). Per quanto concerne invece il teleriscaldamento, i costi operativi sono calcolati come:

$$Opex^{DH} = c^{DH} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{DH} \right) \quad (146)$$

dove c^{DH} indica il costo di fornitura del servizio di teleriscaldamento comprensivo di costo del combustibile e di oneri manutentivi della rete di teleriscaldamento.

Si hanno infine i costi associati allo scambio con la rete elettrica di distribuzione valutabili come differenza tra i costi annui di approvvigionamento di energia elettrica dalla rete e i ricavi annui associati alla vendita di energia elettrica in rete:

$$Opex^{el,grid} = \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left[\sum_{t=1}^T \left(c_{d,t}^{el,from-grid} \cdot P_{d,t}^{el,from-grid} - c_{d,t}^{el,to-grid} \cdot P_{d,t}^{el,to-grid} \right) \right] \quad (147)$$

Nella (147) $C_{d,t}^{el,from-grid}$ e $C_{d,t}^{el,to-grid}$ indicano rispettivamente il prezzo di acquisto e di vendita dell'energia elettrica. In determinati contesti applicativi è opportuno inserire nella (147), come termini sottrattivi, anche eventuali ricavi derivanti da incentivi riconosciuti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o da sistemi di cogenerazione e trigenerazione ad alta efficienza.

Considerando ora la generica tecnologia k -esima, la detrazione ad essa associata sarà definita da tre parametri specifici: la percentuale di detrazione μ^k , il periodo di tempo $l^{deduction,k}$ (in anni) su cui la detrazione è spalmata e l'eventuale massima $M^{deduction,k}$ in € di detrazione ammissibile. Nella (129) consideriamo la somma di tutte le detrazioni fiscali annuali o *Deductions* relative alle tecnologie che possono dare diritto a detrazioni; la singola detrazione è definita dal prodotto tra il *Capex* della tecnologia, la percentuale di detrazione μ^k e il fattore χ^k :

$$Deductions^k = Capex^k \cdot \mu^k \cdot \chi^k \quad (148)$$

Come già fatto per i *Capex* (opportunamente moltiplicati per i valori di *CRF* di ogni tecnologia), poiché l'orizzonte temporale di ottimizzazione è di un solo anno, c'è bisogno di introdurre il coefficiente χ^k che tiene conto del numero di anni $l^{deduction,k}$ su cui la detrazione è spalmata, andando a penalizzare tempi di detrazione più lunghi e a premiare tempi di detrazioni più corti in funzione del tasso di attualizzazione ζ :

$$\chi^k = \frac{1}{l^{deduction,k}} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1 + \zeta} \right)^{l^{deduction,k}}}{\zeta} \quad (149)$$

Infine, è necessario introdurre il vincolo (150) al fine di rispettare i massimali di detrazione ($M^{deduction,k}$) per ciascuna tecnologia:

$$Deductions^k \leq M^{deduction,k} \cdot CRF^k \cdot \chi^k \quad (150)$$

3.3.2 Funzione obiettivo ambientale: *minimizzazione delle emissioni di CO₂*

La funzione obiettivo presa in esame minimizza la somma di tutte le emissioni di CO₂ prodotte in loco dalle unità di cogenerazione e tiene anche conto delle emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione e termica fornita dal teleriscaldamento assegnando due diversi coefficienti emissivi:

$$F.O._{amb} = e_{amb}^{mgt} + e_{amb}^{eng} + e_{amb}^{el,grid} + e_{amb}^{DH} \quad (151)$$

dove:

$$e_{amb}^{mgt} = \sigma_f^{mgt} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T P_{m,i,d,t}^{f,mgt} \right) \quad (152)$$

$$e_{amb}^{eng} = \sigma_f^{eng} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T P_{n,j,d,t}^{f,eng} \right) \quad (153)$$

$$e_{amb}^{el,grid} = \sigma^{el,grid} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{el,from-grid} \right) \quad (154)$$

$$e_{amb}^{DH} = \frac{\sigma^{DH}}{\eta^{DH}} \cdot \Delta \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left(\sum_{t=1}^T P_{d,t}^{DH} \right) \quad (155)$$

essendo:

- σ_f^{mgt} e σ_f^{eng} i fattori di emissione (per unità di energia primaria) del combustibile che alimenta microturbine e motori;
- σ^{DH} il fattore di emissione (per unità di energia primaria) associato al teleriscaldamento;
- $\sigma^{el,grid}$ il fattore di emissione (per unità di energia elettrica) associato al prelievo dalla rete di distribuzione.

3.3.3 Funzione obiettivo mista: *minimizzazione dei costi totali comprensivi dei costi ambientali*

La funzione obiettivo mista considera sempre i costi totali annui di acquisto, installazione e gestione dell'infrastruttura ai quali somma i costi derivanti dalle emissioni di anidride carbonica:

$$F.O._{econ+amb} = F.O._{econ} + p^{CO_2} \cdot F.O._{amb} \quad (156)$$

Il fattore p^{CO_2} indica il costo unitario associato all'unità di massa delle emissioni di anidride carbonica che, come verrà illustrato negli esempi applicativi, è stato assunto pari al valor medio annuo del prezzo di mercato delle quote di CO₂.

3.3.4 Ottimizzazione multi-obiettivo

La quarta funzione obiettivo presa in esame riguarda la somma pesata tra i costi totali annui C_{tot} (di acquisto, installazione e gestione) e le emissioni totali annue di anidride carbonica Υ_{tot} , entrambi adimensionalizzati dividendoli rispettivamente per i costi operativi annui (C_{tot}^{AS-IS}) e le emissioni di CO₂ (Υ_{tot}^{AS-IS}) del caso AS-IS, ovvero la situazione ante installazione dell'hub energetico multi-vettore in cui:

- l'energia elettrica richiesta dall'utenza è prelevata dalla rete di distribuzione;
- l'energia termica (per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria) è prodotta con una caldaia tradizionale alimentata a gas;
- l'energia termica di raffrescamento degli ambienti è prodotta da un sistema di pompe di calore aria/aria alimentate con energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione.

La funzione obiettivo si può quindi scrivere come:

$$F.O._{multi-ob} = \omega \cdot \frac{C_{tot}}{C_{tot}^{AS-IS}} + (1-\omega) \cdot \frac{\Upsilon_{tot}}{\Upsilon_{tot}^{AS-IS}} \quad (157)$$

dove ω è un fattore compreso tra 0 e 1 (che può essere scelto in modo arbitrario al fine di dare maggior peso ai costi o alle emissioni), mentre i restanti termini sono calcolabili come di seguito riportato:

$$C_{tot} = F.O._{econ} \quad (158)$$

$$\Upsilon_{tot} = \frac{1}{p^{CO_2}} \cdot (C_{amb}^{mgt} + C_{amb}^{eng} + C_{amb}^{el,grid} + C_{amb}^{DH}) \quad (159)$$

$$C_{tot}^{AS-IS} = \Delta \cdot \left\{ \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left[\sum_{t=1}^T p_{d,t}^{el,from-grid,AS-IS} \cdot \left(L_{d,t}^{el} + \frac{L_{d,t}^{co}}{\eta_{hp}^{AS-IS}} \right) \right] + \frac{p_f^{AS-IS}}{\eta_b^{AS-IS}} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left[\sum_{t=1}^T (L_{d,t}^{th} + L_{d,t}^{hw}) \right] \right\} + Capex^{AS-IS} \quad (160)$$

$$\Upsilon_{tot}^{AS-IS} = \Delta \cdot \left\{ \sigma^{el,grid} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left[\sum_{t=1}^T \left(L_{d,t}^{el} + \frac{L_{d,t}^{co}}{\eta_{hp}^{AS-IS}} \right) \right] + \frac{\sigma_b^{AS-IS}}{\eta_b^{AS-IS}} \cdot \sum_{d=1}^D N_d \cdot \left[\sum_{t=1}^T (L_{d,t}^{th} + L_{d,t}^{hw}) \right] \right\} \quad (161)$$

dove, con riferimento al caso AS-IS, si ha:

- η_{hp}^{AS-IS} e η_b^{AS-IS} rappresentano il rendimento delle pompe di calore aria/aria e della caldaia;
- $p_{d,t}^{el,from-grid,AS-IS}$ e p_f^{AS-IS} indicano il prezzo di acquisto dell'energia elettrica e del combustibile (quest'ultimo espresso per unità di energia primaria);
- σ_b^{AS-IS} è il fattore di emissione di anidride carbonica per unità di energia primaria consumata dalla caldaia;
- $Capex^{AS-IS}$ indica un costo annuo riferibile al costo di acquisto e installazione della caldaia e delle pompe di calore installate.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica, si suppone che nello scenario AS-IS non si abbiano veicoli elettrici e quindi non sia richiesta energia elettrica per la ricarica. Non vengono valutati i costi e le emissioni dei veicoli con motore a combustione interna, di proprietà degli utenti del singolo edificio o della comunità energetica locale, in quanto essi non si interfacciano in alcun modo con le tecnologie energetiche già presenti o da installare nel sito considerato.

4 Applicazione 1: Autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile

Il primo esempio di applicazione del modello di ottimizzazione descritto nel Capitolo 3 fa riferimento ad un singolo edificio, nello specifico rappresentato da una palazzina del Campus di Savona dell'Università degli studi di Genova [27]. In questo primo caso il modello è stato applicato in maniera parziale, limitando l'attenzione dello studio alla parte puramente elettrica e alla mobilità elettrica; le uniche tecnologie oggetto di design sono pertanto quelle rappresentate a colori in Figura 5. Questo primo caso si rifà al concetto di "autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile" definito dalla Direttiva Europea 2018/2001 [25] che tuttavia non ricopre in maniera precisa la normativa italiana definita dalla legge n. 8 del 28 febbraio 2020 [33] ad oggi ancora provvisoria.

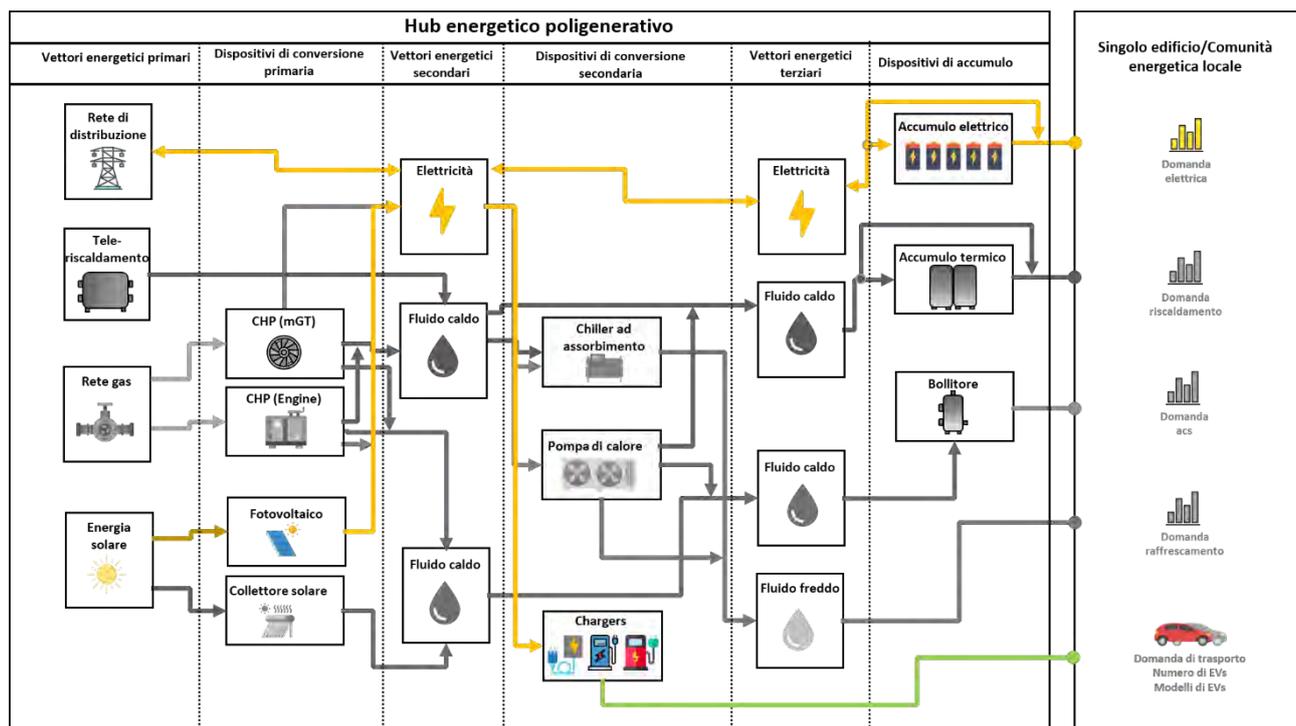


Figura 5: Schema concettuale delle tecnologie considerate dal modello nell'Applicazione 1

Nella presente applicazione, l'edificio viene considerato come un unico soggetto, avente una relazione univoca con la rete di distribuzione elettrica ed i consumi dei diversi soggetti presenti nell'edificio sono trattati in maniera cumulativa. Questa configurazione non potrebbe essere attuata nella realtà stando alle regole tecniche ad oggi in essere. Infatti, secondo le regole tecniche riportate dal GSE in [35], ciascun soggetto che consuma energia nell'edificio deve mantenere una relazione propria con il provider di energia da lui scelto che può differire nelle condizioni e nelle tariffe rispetto a quella scelta dagli altri soggetti. Inoltre, il concetto di "energia condivisa", ovvero collettivamente autoconsumata, è puramente economico e definito per ciascun intervallo di tempo come il minimo tra la energia generata e l'energia collettivamente assorbita. All'energia condivisa, ovvero collettivamente autoconsumata, non viene però associato lo stesso valore economico di quella assorbita dalla rete. Essa, infatti, è incentivata dal GSE tramite un incentivo pari a 100 €/MWh per gli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile che è ben lontano dal costo finale della bolletta del singolo utente che si aggira su ordini di grandezza dei 220 €/MWh. Nel presente modello, invece, l'energia condivisa ha lo stesso valore economico dell'energia assorbita dalla rete. Questo rende la presente configurazione più simile all'implementazione spagnola dell'autoconsumo collettivo [36] dove l'energia autoconsumata collettivamente è una pura estensione dell'energia autoconsumata singolarmente. Sebbene l'approccio spagnolo sia sicuramente più appetibile per il consumatore finale, riconoscendo maggiori margini di redditività, l'approccio italiano ad oggi è più conservativo per il sistema nazionale e punta a mantenere, il più possibile, l'attuale gettito derivante dalle tasse e dagli oneri di sistema applicati alle bollette.

Nel caso studio affrontato viene analizzata la palazzina chiamata *Palazzina Mensa*, di cui una foto e alcune piante sono riportate in Figura 6, che ospita una parte delle residenze universitarie del Campus al primo e al secondo piano, mentre la mensa ed il bar oltre che alcuni uffici dell'Università sono ubicati al piano terra.

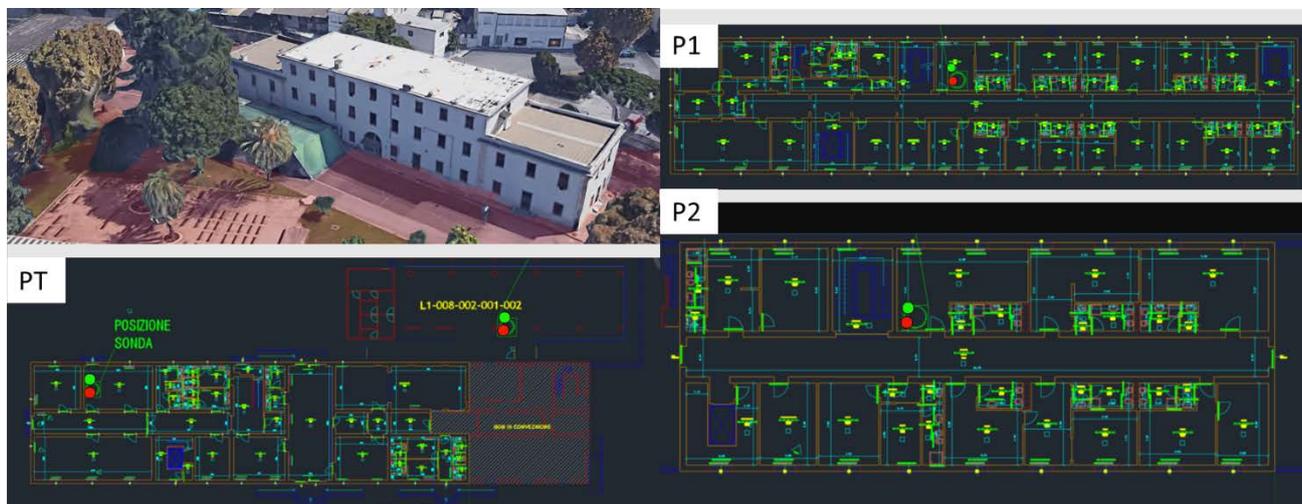


Figura 6: Palazzina Mensa del Campus di Savona

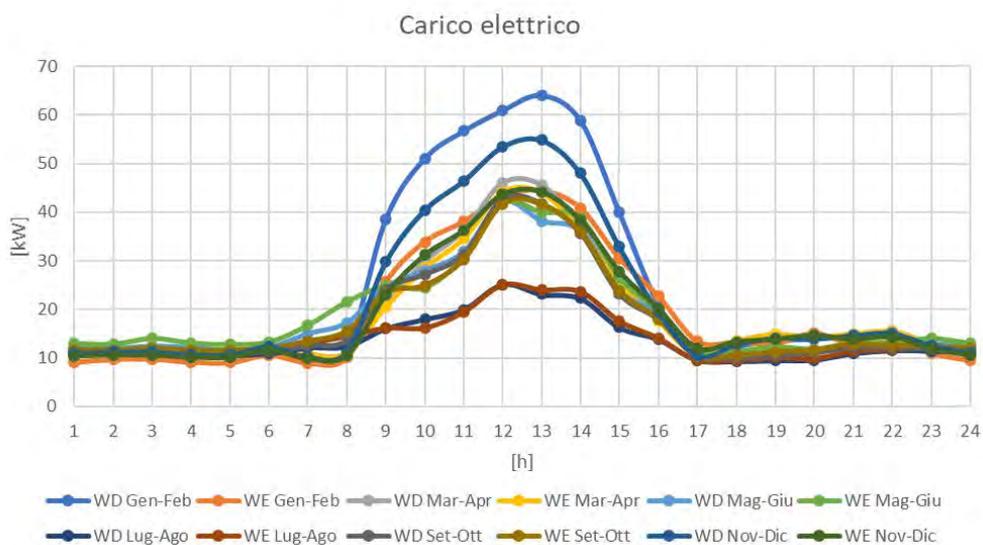


Figura 7: Profili di carico elettrico della Palazzina Mensa in diversi giorni tipo

La *Palazzina Mensa* rappresenta un caso particolarmente adatto ad essere utilizzato come caso studio per uno scenario di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile per varie ragioni:

- La palazzina ospita soggetti differenti, con profili di consumo piuttosto complementari. Le residenze universitarie hanno picchi di domanda elettrica ad inizio e fine giornata, mentre la mensa universitaria assorbe energia principalmente durante le ore centrali della giornata, per le fasi di preparazione dei pasti, per il servizio ristorazione (dalle ore 12:00 alle ore 14:30) ed infine per la pulizia e l’allestimento per i giorni successivi. Per tale ragione il carico elettrico cumulativo dello stabile possiede un andamento a parabola rovesciata, con il suo picco durante le ore centrali del giorno, che ben si sposa con quello dell’irradianza solare, come si può vedere in Figura 7 dove sono rappresentati i profili di carico elettrico riferiti ai 12 giorni tipo presi in esame (uno ferial – WD “working day” e uno festivo – WE “weekend” per ogni bimestre).

Per tale motivo, in caso di installazione di pannelli fotovoltaici si avrebbe una buona sovrapposizione tra produzione e consumo.

- La palazzina ha ampie superfici piane (copertura ed un terrazzo) esposte verso sud-est con scarso se non nullo ombreggiamento dove poter andare ad installare pannelli fotovoltaici. Inoltre, il terrazzo più a nord potrebbe essere utilizzato per posizionare un eventuale sistema di accumulo elettrochimico. Infine, la tamponatura longitudinale dell'edificio non visibile in Figura 6 dà su dei parcheggi ad uso dei residenti universitari e degli avventori della mensa, che potrebbero essere utilizzati per ospitare le eventuali colonnine di ricarica per veicoli elettrici.

Nel seguito si analizzano i risultati dell'applicazione del modello di ottimizzazione considerando diversi scenari: dapprima focalizzandosi su uno scenario a mobilità tradizionale e valutando alcuni indicatori (KPI – Key Performance Indicators) al variare della funzione obiettivo scelta e, successivamente, conducendo un'analisi di sensitività al variare del numero e della tipologia dei veicoli elettrici considerati.

Al fine di andare a compiere un'analisi comparativa tra gli scenari ipotizzati ed il caso *AS-IS*, è stata assunto un costo univoco dell'energia elettrica di tipo biorario per tutto lo stabile, pari a 0.23 €/kWh in fascia F1 e 0.22 €/kWh per la fascia F23, dove F1 ed F23 sono le fasce orarie definite da ARERA, ovvero F1 da lunedì a venerdì dalle 8:00 alle 19:00 escluse le festività nazionali, F23 dalle 19:00 alle 8:00 di tutti i giorni feriali, tutti i sabati, le domeniche e i giorni festivi [37].

L'analisi condotta per mezzo del tool di ottimizzazione, implementato in MATLAB-YALMIP e descritto nel Capitolo 3, ha evidenziato un modello matematico caratterizzato da: 184'969 variabili binarie, 5 variabili intere, 308'790 variabili continue e 2'913'348 vincoli. Come solutore è stato scelto Gurobi. I tempi di calcolo, su un pc Intel (R) Core(TM) i7-8565U CPU @1.80GHZ con 16 GB di RAM, variano molto a seconda del caso considerato, passando da qualche decina di secondi per il caso a mobilità tradizionale, fino ad arrivare a circa un'ora per i casi con il maggior numero di veicoli.

4.1 Scenario a mobilità tradizionale

Nel presente scenario la mobilità è considerata di stampo tradizionale (ovvero con veicoli alimentati da un motore a combustione interna) e come tale non rientra all'interno del problema di ottimizzazione. In questo primo caso, le tecnologie oggetto di design sono i pannelli fotovoltaici in silicio policristallino e monocristallino (considerati in maniera alternativa) e il sistema di accumulo elettrochimico con batterie agli ioni di litio. Per l'impianto fotovoltaico, sono state scelte due tipologie di pannello FuturaSun (in silicio monocristallino e policristallino) aventi entrambi una potenza di picco calcolata in condizioni STC pari a 300 W, una superficie utile di 1.63 m² per il monocristallino e 1.94 m² per il policristallino, un rendimento pari a circa 0.18 per il monocristallino e a circa 0.15 per il policristallino. Infine, per entrambe le tipologie, è stata assunta una vita utile di 25 anni, un costo annuo di manutenzione di 90 €/kW e un costo di installazione pari a 1700 €/kW per il monocristallino e pari a 1600 €/kW per il policristallino. Per quanto riguarda il sistema di accumulo, sono state considerate batterie agli ioni di litio del tipo TESLA POWERWALL, aventi una capacità pari a 13.5 kWh e una potenza nominale di carica e scarica di 5 kW. Il costo di installazione è stato assunto pari a 807 €/kWh mentre il costo di manutenzione è stato fissato a 100 €/kW annui.

Il massimo numero di pannelli e batterie installabili è stato definito in base allo spazio effettivamente utilizzabile, per i pannelli pari a 300 m², considerando un'installazione con angolo di azimuth pari a 0° (orientamento verso sud) ed angolo di tilt pari a 15°. Il calcolo di ottimizzazione viene ripetuto variando la funzione obiettivo ed alcuni parametri e tre principali KPI vengono analizzati: i costi annuali [k€/anno] derivanti dall'investimento spalmato nel tempo e dai costi di gestione, le emissioni di CO₂ [t/anno] e la percentuale di autoconsumo [%] (rapporto tra l'energia elettrica prodotta e consumata in loco e l'energia totale consumata) che lo stabile andrebbe a presentare nelle diverse configurazioni.

In Figura 8 è riportato un riassunto dei principali risultati e i KPI vengono confrontati rispetto alla condizione *AS-IS*, dove tutta l'energia elettrica richiesta dall'edificio viene assorbita dalla rete elettrica di distribuzione. In giallo sono riportati i risultati relativi alla funzione obiettivo economica, dove si vanno a minimizzare i costi annuali. Come si può vedere, vengono installati 32 kW di fotovoltaico policristallino su un massimo di 46 kW, mentre l'accumulo elettrochimico non viene installato in quanto considerato poco vantaggioso. Questa

configurazione porta vantaggi economici limitati, a causa dell'ancora elevato costo del fotovoltaico, ma vantaggi ambientali significativi rispetto al caso AS-IS riportato in grigio in Figura 8. I particolari profili di carico dello stabile permettono di ottenere valori di autoconsumo superiori al 20% anche senza l'installazione di un sistema di accumulo.

In arancione vengono riportati i risultati relativi all'utilizzo della precedente funzione obiettivo di tipo economico, introducendo però la possibilità di considerare le detrazioni fiscali. Nel caso specifico gli incentivi considerati sono ispirati ad alcuni incentivi attualmente in vigore in Italia, il cosiddetto *Bonus Casa per le ristrutturazioni edilizie*, che prevede una detrazione Irpef del 50% in 10 anni, fino ad un massimo cumulativo di 96'000 €, per le nuove installazioni di fotovoltaico e di batterie di accumulo. Tale incentivo viene considerato ai soli fini di studio poiché ad oggi è applicabile solo per le persone fisiche e come tale non potrebbe essere applicato al caso in esame. Inoltre, sempre a fini di studio, viene considerato che tutta l'energia ceduta in rete venga remunerata al prezzo minimo garantito per il 2021 definito da ARERA per il ritiro dedicato [38]. In tale configurazione la nuova soluzione ottima comprende 46 kW di fotovoltaico in silicio policristallino andando a saturare la superficie di installazione disponibile.

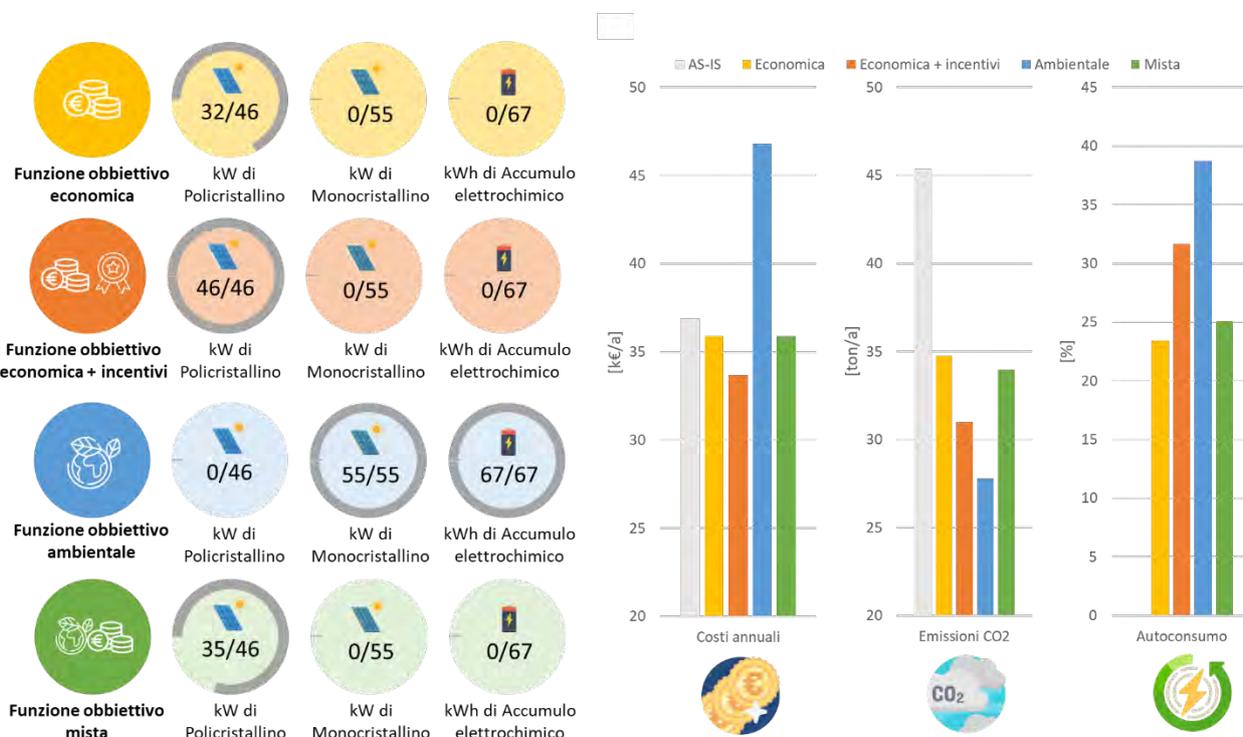


Figura 8: Analisi dei risultati e dei principali KPI a seconda della funzione obiettivo scelta

In questa soluzione i vantaggi economici ed ambientali sono ampiamente superiori al caso AS-IS con una riduzione di circa 14 tonnellate all'anno di CO₂ ed un autoconsumo di energia elettrica annuale pari al 31%. In blu vengono riportati i risultati relativi all'utilizzo di una funzione obiettivo puramente ambientale, il cui scopo è quello di minimizzare le emissioni annue di CO₂. In questa configurazione, la soluzione ottima consiste nell'installazione di 55 kW di fotovoltaico in silicio monocristallino andando a saturare la superficie a tetto disponibile. Inoltre, il numero massimo di batterie viene installato. Questa soluzione, a fronte di un costo annuale estremamente elevato e di gran lunga superiore al caso AS-IS, consente una riduzione significativa delle emissioni di CO₂, pari a 17 tonnellate all'anno in meno grazie ad un autoconsumo che raggiunge il 39% circa.

Infine, in verde vengono riportati i risultati relativi all'utilizzo di una funzione obiettivo mista economico-ambientale dove le emissioni di CO₂ vengono associate ad un costo assunto pari a 0.036 €/kg. La soluzione ottima ottenuta è molto simile al caso puramente economico, con 35 kW di fotovoltaico in silicio

policristallino su 46 kW installabili. Questo risultato è giustificato da un prezzo della CO₂ piuttosto contenuto anche se coerente con i prezzi attuali nel mercato dell'EU-ETS (Emission Trading System) [39, 40].

4.2 Scenario con mobilità elettrica

In questo secondo scenario si considera anche la mobilità elettrica e l'influenza dei veicoli elettrici sulla soluzione ottima è valutata in maniera stocastica, variando i modelli di veicoli scelti e considerando come unica funzione obiettivo quella puramente economica. Nel seguito tre sotto casi sono analizzati:

- **Caso 1 (C1):** viene ipotizzata la presenza di due veicoli elettrici di proprietà di due membri dello staff del bar universitario. I due veicoli elettrici arrivano nei giorni feriali alle 8:00 di mattina per poi lasciare il Campus alle 15:00. Durante questo intervallo di tempo possono essere ricaricati. Nel presente caso studio, viene ipotizzato che questi veicoli possano essere ricaricati solo quando sono presenti al Campus e che durante i giorni festivi non vengano utilizzati. La tipologia e la domanda di trasporto di ciascun veicolo viene selezionata in maniera casuale, ad ogni run del programma di ottimizzazione, tra i 24 veicoli elencati in Tabella 16. Sono stati condotti 40 diversi run e le soluzioni maggiormente ricorrenti sono qui illustrate.

Tabella 16: Principali caratteristiche dei veicoli considerati

Marca e modello	Energia batteria dichiarata [kWh]	Consumo medio ipotizzato [kWh/km]	Massima potenza di ricarica in AC dichiarata [kW]	Massima potenza di ricarica in DC dichiarata [kW]	Possibilità di V2G
<i>Nissan Leaf 2018</i>	40	0.2041	7.4	100	<i>Si</i>
<i>Peugeot e-2008</i>	40	0.1852	11	100	<i>No</i>
<i>Tesla Model 3</i>	75	0.156	11	100	<i>No</i>
<i>Renault e-Kangoo</i>	33	0.1538	7.4	0	<i>No</i>
<i>Volkswagen Nuova E-Up</i>	36	0.1540	7.4	40	<i>No</i>
<i>Volkswagen E-Up</i>	16.2	0.1286	3.7	40	<i>No</i>
<i>Volkswagen E-Golf</i>	24.2	0.1528	3.7	40	<i>No</i>
<i>Citroen Berlingo van full electric</i>	22.5	0.1588	3.7	40	<i>No</i>
<i>Citroen C-zero</i>	16	0.128	3.7	40	<i>No</i>
<i>Honda E</i>	35.5	0.1909	7.4	50	<i>No</i>
<i>Fiat 500e</i>	42	0.1575	11	85	<i>No</i>
<i>Citroen E-Jumpy</i>	50	0.2609	11	100	<i>No</i>
<i>Hyundai KONA electric 2021</i>	39	0.1542	11	100	<i>No</i>
<i>Mazda MX-30</i>	35.5	0.1626	7.4	50	<i>No</i>
<i>Mini Full Electric</i>	32.6	0.1499	11	50	<i>No</i>
<i>Opel Mokka-E</i>	50	0.1863	11	100	<i>No</i>
<i>Mitsubishi i-MiEV</i>	16	0.1280	3.7	40	<i>No</i>
<i>Opel Nuova Corsa-E</i>	50	0.178	11	100	<i>No</i>
<i>Peugeot iOn</i>	16	0.128	3.7	50	<i>No</i>
<i>Renault Twizy</i>	6	0.072	3	0	<i>No</i>
<i>Renault Zoe Q210</i>	22	0.1257	43.5	0	<i>No</i>
<i>Skoda CITIGOe iV</i>	36.8	0.1698	7.4	40	<i>No</i>
<i>Seat Mii Electric</i>	36.8	0.169	7.4	40	<i>No</i>
<i>Smart EQ fortwo</i>	17.6	0.1328	22	0	<i>No</i>

- **Caso 2 (C2):** in questo secondo, oltre ai due veicoli considerati nel caso C1 si considerano anche due veicoli di proprietà del personale della mensa che è presente al Campus dalle 10:00 alle 18:00. Come nel caso precedente, i veicoli possono essere ricaricati solo quando presenti e la domanda di trasporto e le tipologie di veicolo variano ad ogni run in maniera randomica tra quelli di Tabella 16. Anche per questo caso 40 diversi run sono stati condotti e le soluzioni maggiormente ricorrenti sono state analizzate.
- **Caso 3 (C3):** in questo terzo ed ultimo caso, vengono considerati in totale due veicoli presenti dalle 8:00 alle 15:00 e cinque veicoli presenti dalle 10:00 alle 18:00. Come per i precedenti casi, ad ogni run i sette veicoli scelti cambiano in maniera casuale tra quelli di Tabella 16. Sono stati condotti 40 run di cui vengono riportate le soluzioni.

Per quanto riguarda la domanda di trasporto di ciascun veicolo, essa è stata costruita partendo da dati annuali di percorrenze medie, fatte dagli italiani con riferimento a varie categorie di soggetti, ottenuti da [41-43], e successivamente elaborate. In particolare, ad ogni veicolo viene assegnata una domanda di trasporto incrementata o ridotta attraverso un fattore moltiplicativo casuale compreso tra 0.5 e 1.5.

È importante evidenziare che in tutti i casi affrontati sia stato assunto un sistema di gestione delle ricariche efficiente tramite supporto digitale che permetta di notificare al proprietario dell'auto quando mettere in ricarica il veicolo presso una colonnina e quando scollegare il veicolo per lasciare il posto al successivo. In futuro potrebbero essere avanzate assunzioni differenti come, ad esempio, ipotizzare che il veicolo possa essere posto in ricarica solo al momento del suo arrivo e non anche successivamente.

4.2.1 Caso 1: due veicoli

In questo primo caso l'introduzione di due veicoli presenti nel sito dalle 8:00 alle 15:00 influenza la soluzione ottima sia per quanto riguarda il fotovoltaico che per quanto riguarda i charger installati.

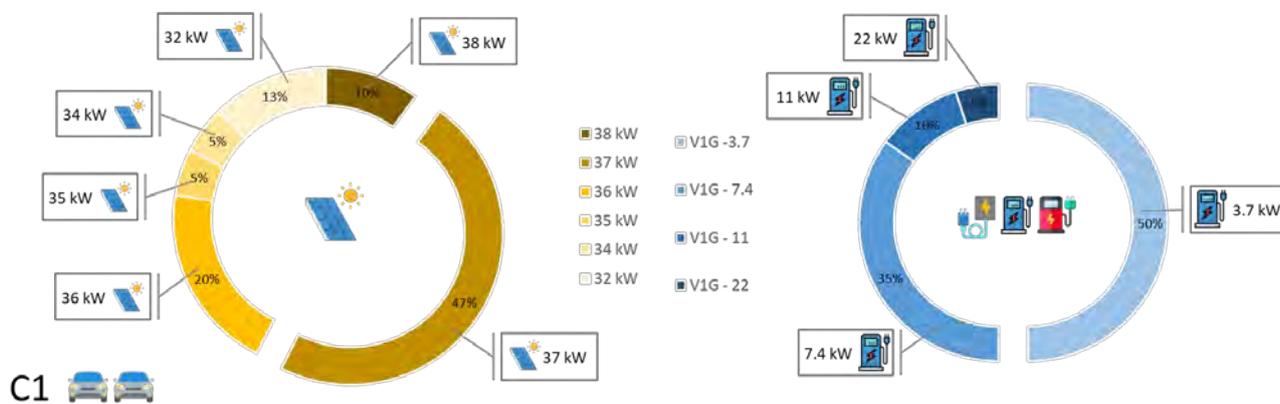


Figura 9: Risultati analisi stocastica Caso 1 - Fotovoltaico e Chargers

Nello specifico in Figura 9 vengono riportati i risultati dell'analisi stocastica che mostrano le soluzioni maggiormente ricorrenti con la loro frequenza in percentuale. Focalizzandosi sul fotovoltaico, la soluzione ottima passa dal caso a mobilità tradizionale con 32 kW su 46 kW installabili ad un range di soluzioni che va da 32 kW con il 13% di frequenza a 38 kW con il 10% di frequenza. Come si evince dal grafico ad anello, la soluzione maggiormente ricorrente è costituita da 37 kW di fotovoltaico in silicio policristallino con il 47% di ricorrenza, seguita da 36 kW con il 20%. Di conseguenza si può vedere come nella maggior parte dei casi (87%) l'introduzione di due veicoli elettrici sposti la soluzione ottima verso valori più alti di potenza installata in fotovoltaico. Per quanto riguarda i charger di ricarica, si può vedere in Figura 9 come per due soli veicoli la soluzione ottima coinvolga sempre e solo una colonnina di ricarica di tipo V1G che compensa il prezzo superiore rispetto ad una tradizionale con una maggiore flessibilità di esercizio. La soluzione maggiormente ricorrente presenta una potenza di ricarica di 3.7 kW nel 50% dei run, seguita dalla soluzione a 7.4 kW con il

35% di ricorrenza ed infine le soluzioni a 11 kW e 22 kW con rispettivamente 10% e 5% di ricorrenza. Le colonnine ad alta potenza sono penalizzate dal costo di installazione superiore, dal fatto che non è richiesta una ricarica particolarmente veloce visti gli elevati tempi di stazionamento dei veicoli e, inoltre, dalle domande di trasporto limitate; le soluzioni ottenute si spiegano anche per il fatto che la potenza massima di ricarica in AC dei caricabatteria dei veicoli considerati si attesta tra i 3 e i 7 kW, quindi a valori di potenza relativamente bassi.

4.2.2 Caso 2: quattro veicoli

Nel caso 2 vengono considerati due veicoli presenti dalle 8:00 alle 15:00 e due veicoli presenti dalle 10:00 alle 18:00. In Figura 10 vengono riportati i risultati dell'analisi stocastica effettuata per questo secondo caso. Le soluzioni ottime del fotovoltaico si attestano in un range di potenze traslato verso l'alto rispetto al caso precedente, con un minimo di 35 kW nel 3% dei run e un massimo di 40 kW con il 38% di ricorrenza e quindi non è più contemplata la soluzione ottenuta per lo scenario a modalità tradizionale. Nonostante ciò, la soluzione maggiormente ricorrente, anche se per poco, rimane 37 kW con il 51% di ricorrenza. Per quanto riguarda i charger di ricarica per i veicoli elettrici, le soluzioni ottime cambiano radicalmente rispetto al caso precedente: viene considerato un numero ottimo di colonnine da 1 a 2 con potenze di ricarica cumulative superiori che si attestano tra i 7 kW minimi e 15 kW massimi. La soluzione prevalente si attesta su una singola colonnina V2G da 7 kW nel 56% dei run, che beneficia di un alto grado di flessibilità e soprattutto può contare su una potenza massima di ricarica in DC mediamente molto alta per il parco veicoli considerato. Scegliendo una colonnina di ricarica in corrente continua il vincolo della potenza massima in AC del caricabatteria interno al veicolo viene by-passato e potenze di ricarica più alte possono essere utilizzate consentendo di installare un minor numero di colonnine. Il 41% delle soluzioni ottime considera una coppia costituita da una colonnina in DC, altamente flessibile, e una colonnina tradizionale a minore costo. Solo nel 3% delle soluzioni ottime due colonnine tradizionali da 7.4 kW vengono installate.

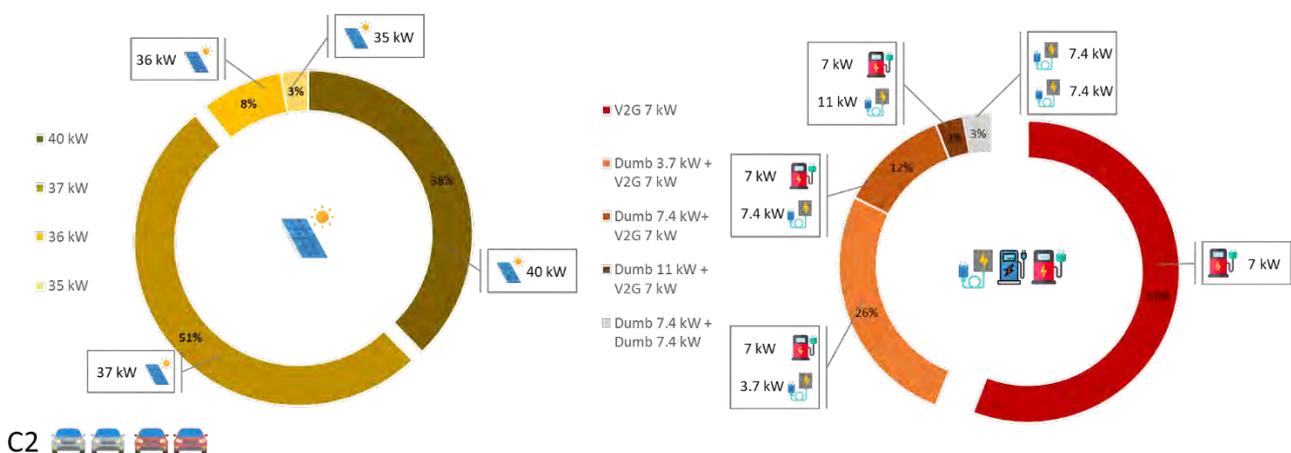


Figura 10: Risultati analisi stocastica Caso 2 - Fotovoltaico e Chargers

4.2.3 Caso 3: sette veicoli

Nel Caso 3, sette veicoli vengono considerati: ai veicoli già presenti nel caso precedente, vengono aggiunti altri tre veicoli presenti al Campus dalle 10:00 alle 18:00. Questo scenario rappresenta un caso ad alta penetrazione della mobilità elettrica con tutto il personale del bar e della mensa dotato di un veicolo elettrico di proprietà utilizzato per recarsi al lavoro nei giorni feriali. In Figura 11 vengono rappresentate le soluzioni ottime con la loro percentuale di ricorrenza rispetto al totale. Per quanto riguarda il fotovoltaico i range di potenza nella soluzione ottima variano tra 37 kW con il 36% e 43 kW con il 4% di ricorrenza. La soluzione prevalente si attesta su 40 kW con il 55% di frequenza. L'incremento del numero di veicoli elettrici influenza quindi la taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico facendola aumentare del 25% rispetto al caso a mobilità

tradizionale (32 kW). Per quanto riguarda i chargers, le soluzioni ottime sono molto diversificate tra loro, essendo aumentate di molto le possibili combinazioni di veicoli scelti ad ogni run. Il numero di colonnine installate risulta pari a 1 nel 57% dei run, 2 nel 30%, 3 nel 10% e 4 nel 3%. La tipologia di colonnina prescelta si attesta in maniera prevalente nuovamente su colonnine di tipo V1G in corrente alternata accoppiate molto spesso a colonnine tradizionali caratterizzate da costi inferiori. La potenza cumulativa installata è mediamente superiore ai casi precedenti con un range che va da 7.4 kW a 40 kW; questa cospicua escursione di valori di potenza è dovuta alla moltitudine di combinazioni differenti di veicoli che crea una maggiore differenziazione tra le soluzioni ottime ottenute. In questo particolare caso, la soluzione ritenuta più conveniente è costituita dall'installazione di una colonnina V1G da 11 kW e da una colonnina tradizionale da 11 kW che riescono a soddisfare la ricarica dei veicoli nel 74% degli scenari analizzati.

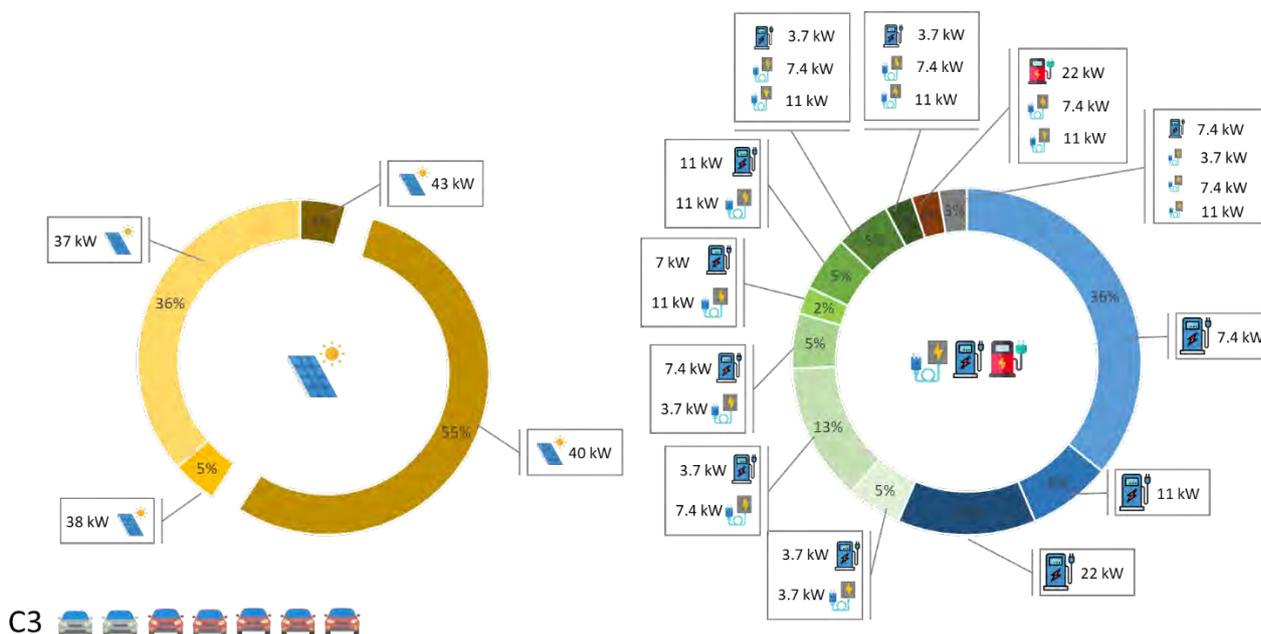


Figura 11: Risultati analisi stocastica Caso 3 - Fotovoltaico e Chargers

5 Applicazione 2: *Comunità energetica locale (LEC)*

Come secondo test-case di applicazione del modello di ottimizzazione sviluppato, si vuole qui descrivere il caso di studio dell'intero Campus Universitario di Savona che rappresenta di fatto una comunità energetica locale che raggruppa al suo interno una molteplicità di soggetti che soddisfano i propri fabbisogni energetici in maniera comune attraverso l'utilizzo di una microrete poligenerativa in funzione dal 2014.

5.1 *Il Campus di Savona*

Il Campus di Savona, che si sviluppa su un'area di poco superiore ai 50.000 m², ha sede nelle strutture che una volta ospitavano la caserma militare della città, nel quartiere di Legino, a prevalente vocazione produttiva [27]. In Figura 12 è riportata una vista aerea del Campus che risulta localizzato in posizione logisticamente strategica, in quanto molto prossimo allo svincolo autostradale di Savona, snodo delle direttrici verso la Francia (A10) e verso Torino (A6) nonché facilmente raggiungibile tramite i mezzi pubblici dalla stazione ferroviaria cittadina. La sua nascita è legata ad un progetto che nel 1990 vide gli Enti locali savonesi (Provincia, Comune, Camera di Commercio, Unione Industriali) e l'Università degli Studi di Genova impegnarsi a promuovere e radicare un campus universitario in grado di costituire un autorevole punto di riferimento scientifico per il tessuto industriale ed economico della città.

All'interno del Campus sono presenti sia aziende, per lo più legate all'hi-tech e a settori industriali innovativi, sia laboratori di ricerca accademici e ciò costituisce un unicum a livello ligure che rappresenta un indubbio fattore di sviluppo sia per le stesse strutture universitarie, in grado di indirizzare le loro attività di indagine verso argomenti di interesse applicativo, sia per le realtà produttive presenti, che possono beneficiare di servizi di alta consulenza scientifica tipicamente non supportati dalle competenze di un ufficio tecnico aziendale configurato in maniera tradizionale. Il compendio ospita anche la Fondazione CIMA, centro di riferimento internazionale nel settore del monitoraggio ambientale e della prevenzione dei rischi idrogeologici e di incendio (partecipata dal Dipartimento della Protezione Civile).

A livello di offerta di servizi, il Campus Universitario è dotato di un locale mensa con annesso bar, di una moderna biblioteca/medioteca e di strutture sportive, quali un campo di calcio a 5, corredato da spogliatoi e servizi, un campo da tennis in erba sintetica, 1 palestra tecnologica, 2 palestre a corpo libero e un percorso fitness dotato di 3 stazioni di allenamento outdoor. In aggiunta, in adiacenza al Campus, è in funzione una piscina con tariffe agevolate per studenti e personale universitario.

La graduale crescita delle attività didattiche ed il costante incremento della popolazione studentesca, ad oggi ammontante a circa 2000 unità, ha comportato l'allestimento di strutture d'accoglienza interne al Campus, in particolare una foresteria, la cui capienza è di 77 posti letto, suddivisi in due palazzine. Presso il Campus è inoltre attivo uno Sportello dello Studente che svolge servizi di natura amministrativa, di consulenza e di supporto agli studenti iscritti ai corsi di studio universitari. Per lo svolgimento dell'attività didattica, il Campus può usufruire di 25 aule, per una disponibilità complessiva di 2199 posti, per la maggior parte dotate di un sistema audio-video idoneo per la didattica a distanza e le videoconferenze. Attualmente al Campus sono presenti corsi di laurea triennale e magistrale offerti dalle Scuole Politecnica, di Scienze Sociali e di Scienze Mediche e Farmaceutiche dell'Università degli Studi di Genova.

Nell'ultimo decennio la ricerca universitaria del Campus di Savona si è focalizzata sulle tematiche della Sostenibilità: dapprima con studi e realizzazione di infrastrutture di ricerca negli ambiti dell'energia sostenibile e della smart city e, più recentemente, con l'implementazione di progetti volti al miglioramento del benessere della persona. Questa propensione si è poi riflessa nell'offerta didattica proponendo corsi di ingegneria, con specializzazioni nell'area energetica e della protezione civile, delle scienze motorie e della riabilitazione, connesse con la promozione del benessere delle persone, e delle scienze della comunicazione proiettate nell'era della tecnologia digitale e del turismo sostenibile.

Dal punto di vista delle infrastrutture energetiche, dal 2014 è operativa al Campus la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) [26, 27, 33], microrete poligenerativa (elettrica e termica) realizzata con un finanziamento del MIUR (Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca) e costituita da impianti di generazione distribuita (fotovoltaico, solare a concentrazione, microturbine e caldaie a gas naturale, chiller ad assorbimento e pompe di calore) e sistemi di accumulo (batterie al sodio/cloruro di nickel). La SPM provvede a soddisfare buona parte dei consumi elettrici del Campus e la totalità dei consumi termici (riscaldamento e

raffrescamento). Inoltre, nel 2017, è stato inaugurato un nuovo edificio denominato Smart Energy Building (SEB) e realizzato con un cofinanziamento del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATM). L’edificio costituisce un “energy prosumer” in quanto è dotato di sistemi di produzione di energia elettrica (fotovoltaico) e termica (solare termico e geotermia a bassa entalpia). La SPM e il SEB sono gestiti da un complesso sistema di gestione energetica che mira ad ottimizzare il funzionamento delle tecnologie al fine di minimizzare i costi di approvvigionamento energetico e ridurre le emissioni di anidride carbonica.



Figura 12: Vista aerea del Campus di Savona

L’attività di ricerca e sperimentazione sviluppata sulle infrastrutture SPM e SEB, anche in collaborazione con importanti aziende ed università, ha consentito di sviluppare competenze nel settore dell’optimal design e degli Energy Management Systems (EMSs) applicati a sistemi energetici poligenerativi [21-24, 44-51]. Inoltre, attraverso il sistema SCADA che monitora i sistemi di generazione e consumo del Campus è stato possibile creare un vasto database contenente i profili giornalieri di carico e di generazione, dal quale è possibile attingere preziose informazioni ogni qual volta sia necessario sviluppare analisi energetiche per contesti analoghi.

Il modello di ottimizzazione descritto nel Capitolo 3 è stato applicato all’intero Campus di Savona al fine di individuare il set ottimale di tecnologie da installare con l’obiettivo di utilizzare i risultati dell’analisi per un eventuale futuro rinnovamento della microrete del Campus. Nei seguenti paragrafi si riporta l’analisi dei dati del modello di ottimizzazione, si precisano le assunzioni fatte e si analizzano nel dettaglio i risultati attraverso un’analisi comparativa tra diverse possibili soluzioni ottime, alcune delle quali mirano ad una minimizzazione dei costi mentre altre perseguono obiettivi più di carattere ambientale.

Non si prende in considerazione la mobilità elettrica in tale caso di studio dal momento che si preferisce focalizzare l’attenzione sugli impianti produzione di energia elettrica e termica e sui sistemi di accumulo.

5.2 Analisi dell’utenza

In Tabella 17 sono riportati i dati di consumo annuali che descrivono il fabbisogno di energia elettrica e termica del Campus di Savona assieme ai costi di gestione energetica e alle emissioni di CO₂ valutati nello scenario AS-IS nel quale si assume che l’energia elettrica richiesta venga prelevata dalla rete di distribuzione, il riscaldamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria siano effettuati con un sistema tradizionale di caldaie alimentate a gas naturale e si impieghino pompe di calore aria/aria per il raffrescamento degli ambienti.

Tabella 17: Dati annuali sui consumi energetici e le emissioni di CO₂ del Campus di Savona. Scenario AS-IS

Domanda di energia elettrica [MWh]	1203.7
Domanda di energia termica [MWh] per riscaldamento edifici	1274.7
Domanda di energia termica [MWh] per acqua calda sanitaria	123.0
Domanda di energia termica [MWh] per raffrescamento edifici	459.8
Spesa elettricità [€]	227'995.00
Spesa gas naturale [€]	71'703.90
Bolletta energetica [€]	299'698.90
C_{tot}^{AS-IS} - Costi totali [€]	365'898.00
γ_{tot}^{AS-IS} - Emissioni di anidride carbonica [t]	765.0

L'orizzonte temporale di 1 anno del modello di ottimizzazione è stato suddiviso in $D=12$ giorni tipo, come mostrato in Tabella 18. Al fine di definire i profili di carico (elettrico e termico) dell'utenza e le condizioni ambientali per ognuno dei giorni tipo, è stata fatta un'approfondita analisi dei dati reali di consumo e ambientali del Campus ricavati dalle misurazioni registrate in tempo reale dal sistema SCADA (SIMATIC WinCC per la parte elettrica e DESIGO per la parte termica) della SPM del Campus [49]. È importante precisare che le misure vengono acquisite con un campionamento di un minuto e si dispone quindi di un'ingente mole di dati sperimentali. In particolare, sono stati analizzati i dati di consumo storici registrati negli anni 2015-2016-2017-2018-2019. Tale analisi ha permesso di elaborare i profili di carico illustrati nei seguenti grafici. Nello specifico, i profili di carico elettrico sono mostrati nelle Figura 13 e Figura 14, mentre quelli di carico termico (riscaldamento) nelle Figura 15 e Figura 16. L'istogramma di Figura 17 mostra la richiesta di acqua calda sanitaria, mentre i profili riportati nelle Figura 18 e Figura 19 sono relativi al carico termico estivo di raffrescamento. Dal momento che, per applicare il modello di ottimizzazione al presente caso di studio, si è scelto un intervallo temporale Δ pari a 1 ora, tutti i profili mostrati riportano un unico valore di potenza per ogni ora. Tali valori di potenza richiesta elettrica o termica sono pertanto da considerarsi costanti nella singola ora e quindi, dal momento che Δ è uguale a 1, vengono numericamente a coincidere con il valore di energia elettrica o termica richiesto dall'utenza nel medesimo intervallo di tempo. I giorni tipo feriali sono indicati con la sigla WD (working day) mentre i festivi sono identificati con WE (weekend). La scelta di diversificare i giorni tipo in feriali e festivi deriva dal fatto che i consumi energetici del Campus variano notevolmente dal giorno lavorativo al fine settimana, dal momento che il Campus solitamente nel weekend è aperto solo al sabato mattina (per il personale di alcune aziende e per eventi) mentre rimane chiuso il sabato pomeriggio e la domenica (in tali momenti sono presenti solo gli studenti ospitati nelle residenze del Campus). Nei giorni feriali, invece, i cancelli del Campus vengono aperti alle ore 6:00 del mattino e chiusi alle ore 20:00. Da un'analisi accurata dei profili di carico mostrati qui di seguito è possibile proprio evidenziare la stretta correlazione tra l'entità degli assorbimenti energetici e la gestione degli accessi al Campus.

Dal punto di vista elettrico, il Campus ha un unico punto di connessione alla rete elettrica di distribuzione trifase in media tensione (15 kV) con una potenza impegnata di 451 kW. L'energia elettrica è acquistata ad un prezzo variabile sulle tre fasce F1, F2 ed F3 come mostrato in Figura 20, ma non si riscontra una differenza significativa di prezzo tra le ore diurne e la notte. Il gas naturale che alimenta le caldaie e le microturbine a gas della SPM è prelevato dalla rete di distribuzione ad un prezzo medio di 0.037 € a kWh di energia primaria. Se si analizzano i profili di carico elettrico dei giorni feriali (Figura 13), si evince che i picchi di carico (intorno ai 280 kW) si registrano a fine mattinata ed inizio pomeriggio. I mesi di maggio, giugno, settembre ed ottobre sono quelli che presentano i minori assorbimenti di energia elettrica, mentre le richieste maggiori di energia elettrica si registrano nel periodo invernale ed estivo. Le ore notturne costituiscono in tutti i mesi un momento di carico di base, intorno ai 100 kW.

Tabella 18: Definizione dei giorni tipo

Identificativo	Descrizione
d = 1	gennaio-febbraio feriale
d = 2	gennaio-febbraio festivo
d = 3	marzo-aprile feriale
d = 4	marzo-aprile festivo
d = 5	maggio-giugno feriale
d = 6	maggio-giugno festivo
d = 7	luglio-agosto feriale
d = 8	luglio-agosto festivo
d = 9	settembre-ottobre feriale
d = 10	settembre-ottobre festivo
d = 11	novembre-dicembre feriale
d = 12	novembre-dicembre festivo

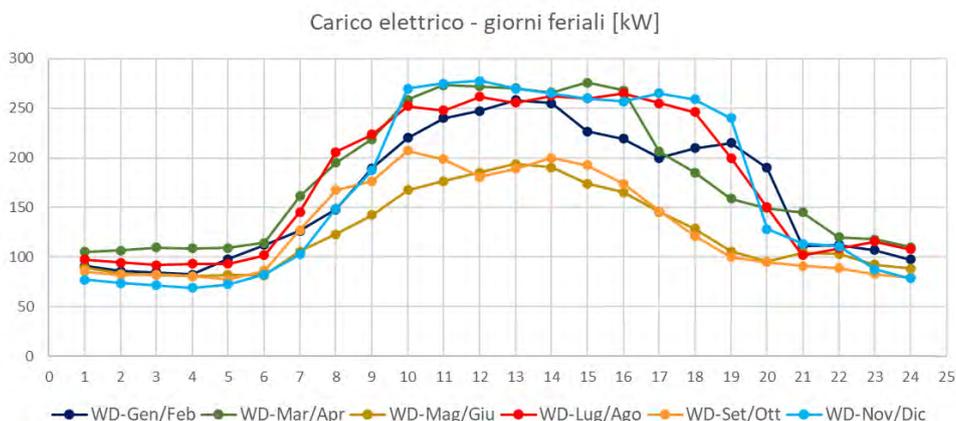


Figura 13: Profili di carico elettrico del Campus di Savona - giorni feriali

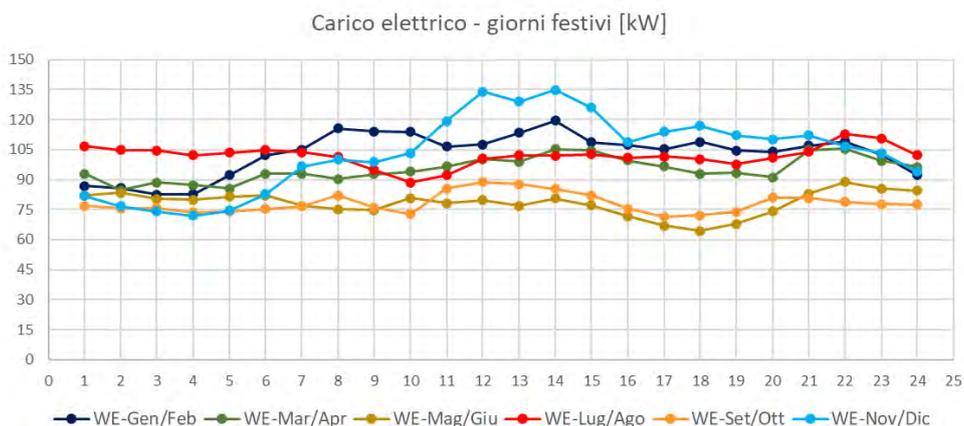


Figura 14: Profili di carico elettrico del Campus di Savona - giorni festivi

Come mostrato in Figura 14, durante i giorni festivi il carico elettrico presenta un andamento alquanto costante durante l'intera giornata. Il carico di base si attesta su valori inferiori (75 kW) rispetto ai giorni feriali ed i picchi di richiesta non superano i 140 kW.

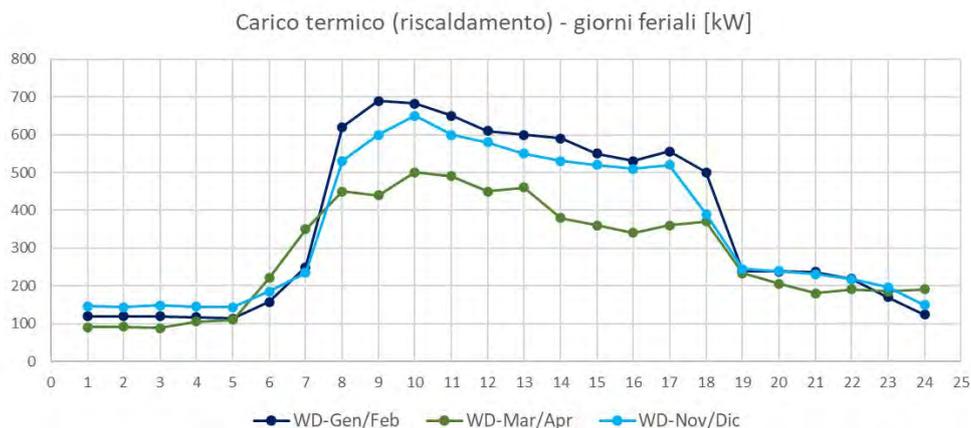


Figura 15: Profili di carico termico (riscaldamento) del Campus di Savona - giorni feriali

Per quanto concerne i profili di carico termico legati alla richiesta di energia a fini di riscaldamento, vengono mostrati in Figura 15 e in Figura 16 solo i mesi di gennaio, febbraio, marzo, aprile, novembre e dicembre poiché il periodo di accensione degli impianti di riscaldamento a Savona va da inizio novembre a metà aprile. Nei giorni feriali i picchi di domanda termica raggiungono i 700 kW, a gennaio e febbraio, e, per tutti i mesi si registrano sempre a inizio mattina, tra le ore 9:00 e le ore 10:00. Come nel caso dei profili di carico elettrico, nei giorni festivi i picchi di richiesta termica sono ridotti e non vanno oltre i 350 kW, dal momento che solo alcuni edifici del Campus sono occupati. Sia per i giorni feriali che i festivi il carico termico di base si attesta sui 150 kW.

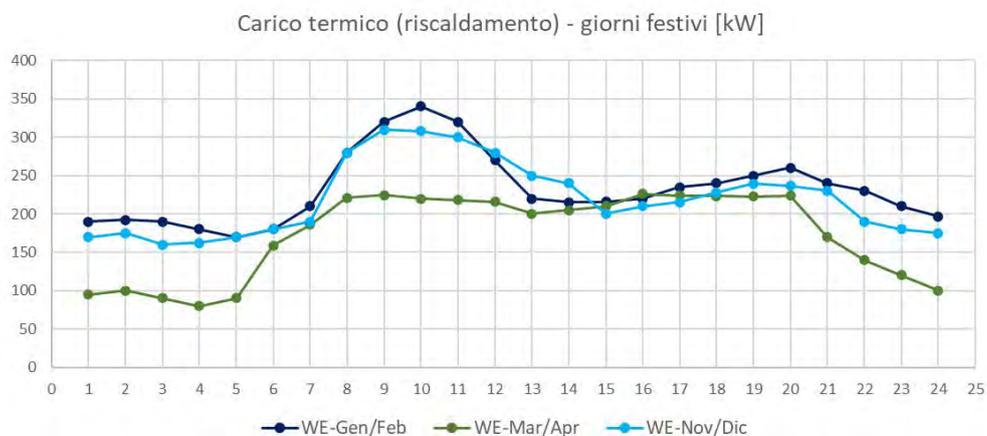


Figura 16: Profili di carico termico (riscaldamento) del Campus di Savona - giorni festivi

Il Campus non presenta cospicue richieste di acqua calda sanitaria, dal momento che solo pochi edifici (mensa, residenze, palestra) ne hanno necessità; la maggior parte degli edifici sono infatti destinati ad uffici o aule, con bassi se non addirittura nulli consumi di acqua calda sanitaria. Si può notare in Figura 17 che i picchi di domanda si attestano sui 60 kW nei giorni feriali e sui 25 kW nei giorni festivi.

Dal punto di vista del raffrescamento, non tutti gli edifici sono condizionati e, comunque, la domanda di energia termica di raffrescamento si registra unicamente da fine maggio ai primi di ottobre. Come rappresentato in Figura 18, il bimestre luglio-agosto presenta la maggiore richiesta di energia di raffrescamento con picchi di potenza assorbita di poco inferiori ai 600 kW nel primo pomeriggio. Nei giorni festivi tali picchi si attestano sui 60 kW dal momento che solo un paio di edifici adibiti ad uffici e una delle due residenze vengono condizionati. Per i profili di carico termico estivo non si può parlare di un vero e proprio carico di base in quanto in alcuni momenti della giornata la domanda di energia termica per raffrescamento si azzerava.

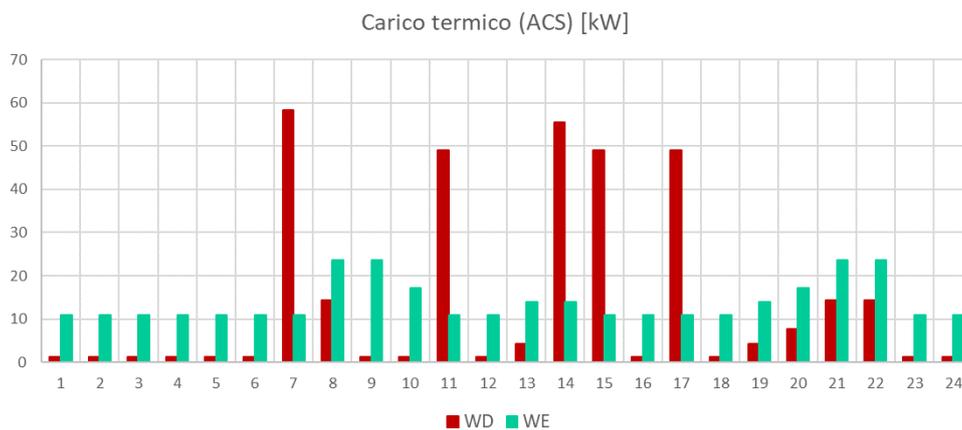


Figura 17: Domanda di acqua calda sanitaria del Campus di Savona

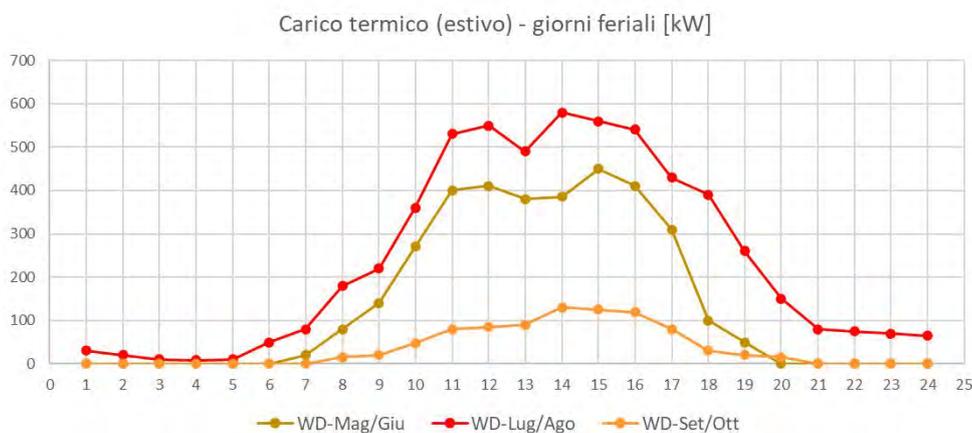


Figura 18: Profili di carico termico (raffrescamento) del Campus di Savona - giorni feriali

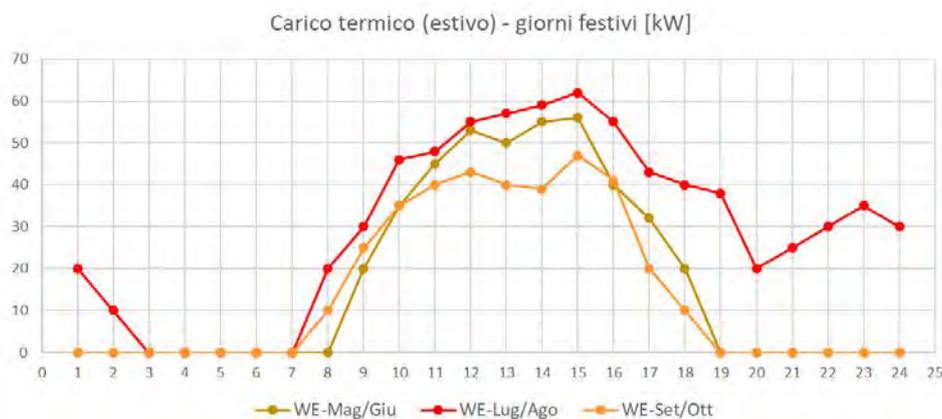


Figura 19: Profili di carico termico (raffrescamento) del Campus di Savona - giorni festivi

Si riportano infine in Figura 21 e in Figura 22 i profili giornalieri della temperatura esterna e dell'irradianza solare (misurata su una superficie orientata verso sud e inclinata di 15° rispetto al piano orizzontale) che sono utilizzati nel modello per definire le prestazioni di molteplici tecnologie, come è stato illustrato nella parte inerente i vincoli del modello di ottimizzazione. Logicamente tali profili non vengono differenziati per giorno feriale e festivo, ma unicamente per bimestre. Anche questi profili derivano dall'elaborazione di misurazioni reali effettuate al Campus di Savona da inizio 2015 a fine 2019.

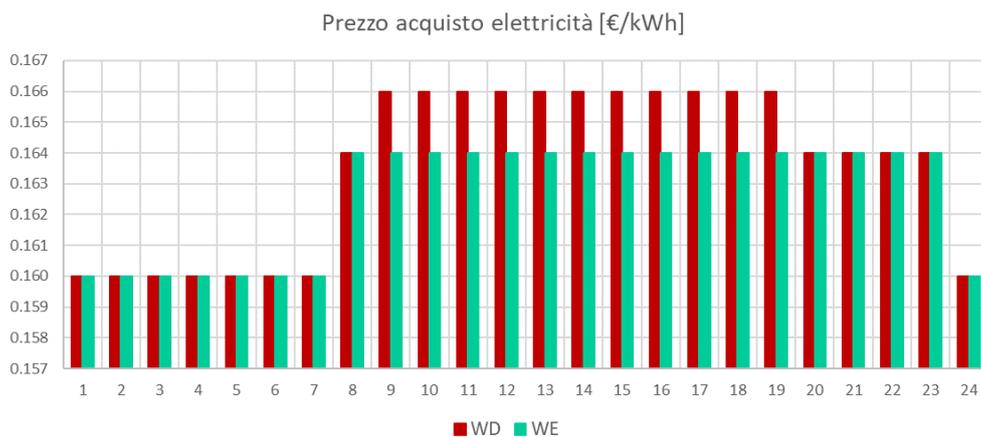


Figura 20: Prezzo di acquisto dell'energia elettrica al Campus di Savona

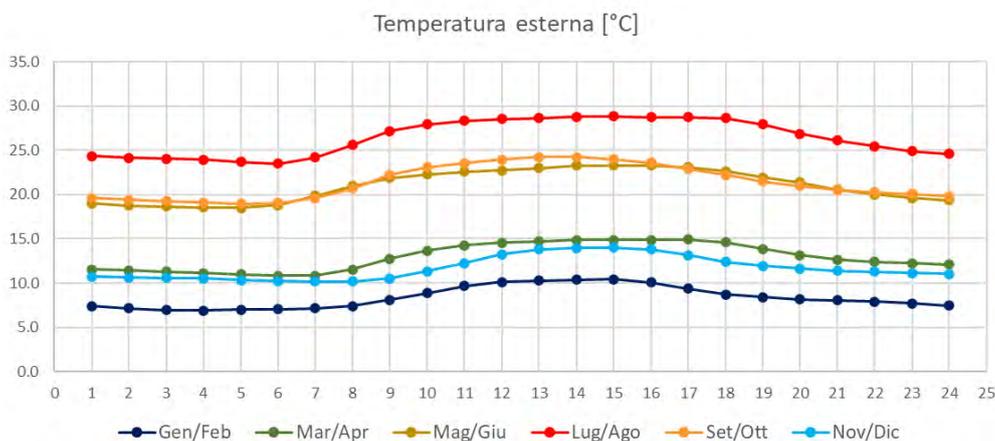


Figura 21: Temperatura esterna al Campus di Savona

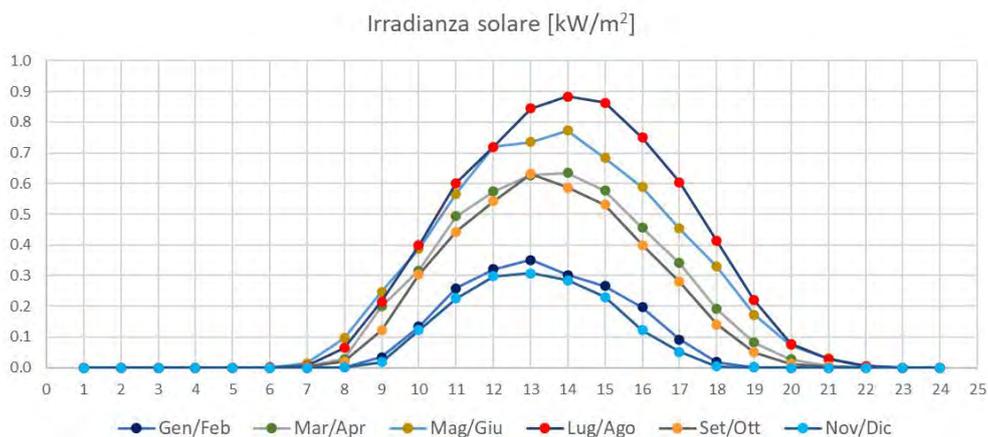


Figura 22: Irradianza solare al Campus di Savona

5.3 Portfolio delle tecnologie

In questo paragrafo vengono elencati i principali dati di targa delle tecnologie di produzione di energia elettrica e termica e di accumulo scelte per la possibile installazione al Campus di Savona e colorate nello schema di Figura 23.

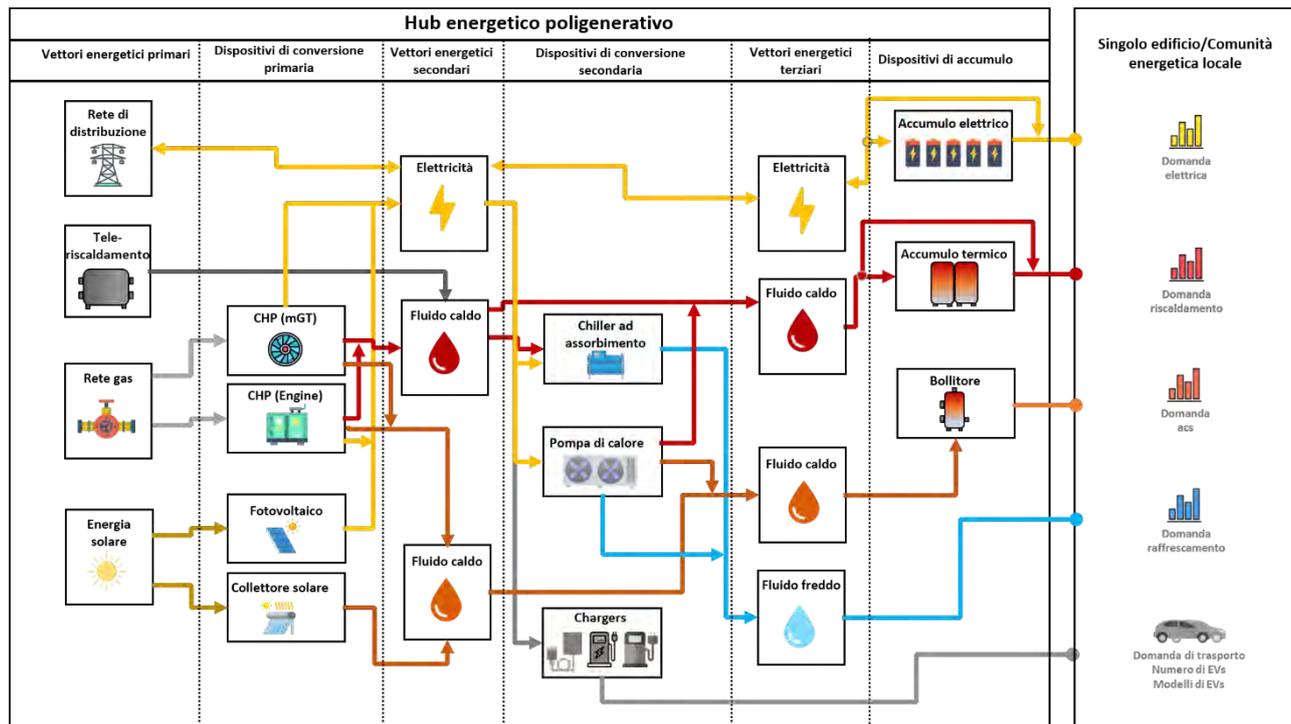


Figura 23: Schema concettuale delle tecnologie considerate dal modello nell'Applicazione 2

5.3.1 Fotovoltaico

Per l'impianto fotovoltaico, sono stati scelte due tipologie di pannello FuturaSun [52] (in silicio monocristallino e policristallino) i cui dati di targa sono riportati in Tabella 19. Per entrambe le tipologie è stata assunta una vita utile di 25 anni ed un costo annuo di manutenzione di 90 €/kW. I pannelli possono essere installati sui tetti piani delle palazzine del Campus con angolo di azimuth pari a 0° (orientamento verso sud) ed angolo di tilt pari a 15°, come già sono installati i pannelli fotovoltaici attualmente presenti al Campus. La superficie massima disponibile a tetto per l'installazione di pannelli fotovoltaici e solari termici risulta essere pari a 2000 m².

Tabella 19: Dati nominali pannelli fotovoltaici

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino
Potenza di picco* [kW]	$P^{PV,mono,nom} = 0.3$	$P^{PV,poli,nom} = 0.3$
Superficie [m²]	$S^{PV,mono} = 1.63$	$S^{PV,poli} = 1.94$
Rendimento* [-]	$\eta^{PV,mono,nom} = 0.1837$	$\eta^{PV,poli,nom} = 0.1548$
Capex [€/kW]	$C^{PV,mono} = 1700$	$C^{PV,poli} = 1600$

* In condizioni STC

5.3.2 Solare termico

I collettori solari termici installabili sono di tipo vetrato piano. Ogni collettore solare ha una superficie lorda di 2.67 m², una potenza termica nominale di 1.86 kW ed un rendimento nominale pari a 0.81 ($\eta^{sol,nom}$). Si assume una vita utile dei collettori di 25 anni, un costo di acquisto e installazione di 900 €/m² ed un costo annuo di manutenzione di 25 €/collettore.

5.3.3 Microturbine a gas

Nel presente caso di studio si considerano 4 (*M*) diversi modelli di microturbina a gas, identificati in Tabella 20 con 4 diverse lettere a seconda della taglia:

- Capstone C30 (*p* = “piccola” taglia) [53];
- Capstone C65 (*m* = “media” taglia);
- AE-T100 (*g* = “grande” taglia) [54];
- Capstone C200 (*G* = taglia “molto grande”).

Per ogni modello è possibile installare al massimo 3 unità (*I*). Una vita utile di 10 anni è assunta per tutti i modelli di microturbina. I valori di temperatura dell’acqua in ingresso nello scambiatore di calore delle microturbine ($T_{d,t}^{w,in,mg}$) e i diversi coefficienti che permettono di valutare la performance delle microturbine al variare delle condizioni ambientali e ai carichi parziali, riportati in Tabella 3, sono stati ricavati da dati di letteratura, informazioni tecniche fornite dai costruttori e da misure sperimentali effettuate sulle microturbine installate al Campus. Un minimo tecnico pari al 30% della potenza elettrica nominale è stato considerato per tutti i modelli di microturbina.

Tabella 20: Dati nominali microturbine a gas

Modello	<i>p</i>	<i>m</i>	<i>g</i>	<i>G</i>
Potenza elettrica [kW]	30	65	100	200
Potenza termica* [kW]	63	122	158.6	285
Rendimento elettrico [-]	0.26	0.29	0.30	0.33
Capex [€]	53'000	108'000	150'000	290'000
Costo manutenzione [€/h]	2.00	2.00	2.00	2.00

*Valutata con acqua calda prodotta a 60 °C

5.3.4 Motori a combustione interna

In analogia con quanto proposto per le microturbine, si considerano 4 (*N*) diversi modelli di motore a combustione interna a gas Vitobloc 200 prodotti dall’azienda Viessmann [55], identificati in Tabella 21 con 4 diverse lettere a seconda della taglia: *p* = “piccola” taglia, *m* = “media” taglia, *g* = “grande” taglia, *G* = taglia “molto grande”. Per ogni modello è possibile installare al massimo 3 unità (*J*). Una vita utile di 10 anni è assunta per tutti i modelli di motore. I valori di temperatura di ritorno dell’acqua ($T_{d,t}^{w,in,eng}$) e i diversi coefficienti che permettono di valutare la performance dei motori al variare delle condizioni ambientali e ai carichi parziali, riportati in Tabella 4, sono stati ricavati da dati di letteratura e da informazioni tecniche fornite dai costruttori. Un minimo tecnico pari al 30% della potenza elettrica nominale è stato considerato per tutti i modelli di motore.

Tabella 21: Dati nominali motori a gas

Modello	<i>p</i>	<i>m</i>	<i>g</i>	<i>G</i>
Potenza elettrica [kW]	20	70	99	199
Potenza termica* [kW]	34	111.4	159	252.3
Rendimento elettrico [-]	0.323	0.343	0.354	0.37
Capex [€]	36'000	112'000	146'000	210'000
Costo manutenzione [€/h]	1.00	1.60	2.00	3.20

*Valutata con acqua calda prodotta a 80 °C

5.3.5 Pompe di calore

Le pompe di calore considerate sono di tipo aria/acqua reversibili prodotte dall’azienda AERMEC [56]. Nel presente caso di studio si considerano 4 (*Q*) diversi modelli di pompe di calore identificati in Tabella 22 con 4 diverse lettere a seconda della taglia:

- AERMEC NRK 200 (p = “piccola” taglia);
- AERMEC NRK 330 (m = “media” taglia);
- AERMEC NRK 550 (g = “grande” taglia);
- AERMEC NRK 700 (G = taglia “molto grande”).

Per ogni modello è possibile installare al massimo 3 unità (O). Una vita utile di 25 anni è assunta per tutti i modelli di pompa di calore.

Tabella 22: Dati nominali pompe di calore aria/acqua reversibili

Modello	<i>p</i>	<i>m</i>	<i>g</i>	<i>G</i>
Potenza termica [kW] (A7/W45)	42	78	119	175
COP (A7/W45)	3.53	3.52	3.43	3.39
Potenza termica [kW] (A7/W55)	44	81	124	181
COP (A7/W55)	2.86	2.92	2.87	2.88
Potenza raffrescamento [kW] (A35/W7)	36	66	100	145
EER (A35/W7)	3.03	2.95	2.61	2.5
Capex [€]	31'713	46'762	53'262	73'125
Costo manutenzione [€/anno]	500	500	500	500

5.3.6 Chiller ad assorbimento

Si considerano chiller ad assorbimento a singolo effetto ad acqua - bromuro di litio prodotti dall’azienda Systema [57]. In particolare, 4 (B) diverse taglie di chiller vengono prese in esame e per ogni taglia al massimo 3 (G) chiller possono essere installati. La Tabella 23 riporta i dati nominali dei modelli di chiller scelti per il presente caso di studio.

Tabella 23: Dati nominali chiller ad assorbimento

Modello	<i>p</i>	<i>m</i>	<i>g</i>	<i>G</i>
Potenza raffrescamento [kW]	35	58	115	175
Potenza termica assorbita [kW]	50	82.9	164.3	250
Capex [€]	31'500	49'300	92'000	131'200
Costo manutenzione [€/kW/anno]	20	20	20	20

I chiller possono essere alimentati termicamente dalle microturbine e dai motori a combustione interna, nonché dalla rete di teleriscaldamento. Per modellare il comportamento dei chiller ai carichi parziali si è utilizzata la curva di lavoro mostrata in Figura 2. I parametri che permettono di valutare la potenza termica ed elettrica assorbita dai chiller al variare del carico sono stati ricavati da prove sperimentali effettuate su uno dei due chiller installato al Campus. I valori così determinati sono stati anche validati con dati di letteratura e attraverso l’analisi di schede tecniche pubblicate dal costruttore.

5.3.7 Accumulo elettrico

Considerata l’esperienza acquisita in questi anni al Campus sul funzionamento delle batterie al sodio-cloruro di nickel (anche dette “batterie al sale”) [47], si è scelto il modello di batteria ST523 di fornitura FZSoNick come modulo base da installare [58]. I principali dati che caratterizzano tale batteria sono:

- numero di celle elementari: 240;
- capacità nominale (in corrente): 38 Ah;
- capacità nominale (in energia): 22.5 kWh;
- round-trip efficiency: 90%;
- potenza massima di carica e di scarica: 6.25 kW;
- tensione nominale: 620 V.

Tale tipologia di batterie lavorano ad alta temperatura (oltre i 250 °C), non necessitano di essere raffreddate e sono a nullo impatto ambientale. La vita utile è stata assunta pari a 10 anni, il costo di acquisto e installazione pari a 800 €/kWh, mentre per quanto riguarda la manutenzione si è considerato un costo annuo

di 100 €/kW. Da alcune valutazioni fatte in sito, il numero massimo di batterie installabili risulta essere pari a 24.

5.3.8 Accumulo termico di acqua tecnica e bollitore

È possibile scegliere tra diverse possibili taglie di bollitore e accumulo di acqua tecnica. In particolare, si è assunta una taglia massima di 400 kWh per entrambe le tecnologie ed una taglia minima nulla per l'accumulo di acqua tecnica (dal momento che esso può anche non venire installato) e pari a 5 kWh per il bollitore (che richiede di essere installato in caso di richiesta di acqua calda sanitaria). Il costo di acquisto e installazione di tali tecnologie è stato assunto pari a 130 €/kWh e la vita utile è stata fissata in 20 anni. La scelta dei coefficienti di perdita è stata fatta avvalendosi di dati di letteratura e di informazioni tecniche fornite dai costruttori.

5.4 Analisi dei risultati

Questo paragrafo riporta la descrizione, attraverso tabelle e grafici, dei principali risultati che sono stati ottenuti applicando il modello di ottimizzazione sviluppato al caso di studio del Campus di Savona. L'analisi è stata svolta "a gradini", andando gradualmente ad aumentare il numero di tecnologie installabili e considerando diverse funzioni obiettivo.

5.4.1 Caso "solo elettrico"

In questo primo caso di studio, si considerano unicamente i carichi elettrici del Campus e si fa un dimensionamento ottimale volto ad individuare la taglia dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo elettrico installabili. Come funzione obiettivo si considera la somma pesata di costi ed emissioni adimensionalizzati riportata nella (157). I termini di costo ed emissioni relativi al caso AS-IS si riferiscono logicamente ai costi e alle emissioni di anidride carbonica unicamente imputabili al soddisfacimento del fabbisogno elettrico, i quali ammontano rispettivamente a 197'540 €/anno e 332.2 t/anno. Al fine di mettere in luce interessanti aspetti energetici, vengono di seguito esaminati tre diversi sotto-casi:

- possibilità di installare solo pannelli fotovoltaici (onlyPV);
- possibilità di installare solo batterie di accumulo (onlyES);
- possibilità di installare pannelli fotovoltaici e batterie di accumulo (PV+ES).

In questo ultimo sotto-caso, il modello di ottimizzazione è caratterizzato da:

- 2022 variabili di tipo continuo;
- 867 variabili binarie;
- 4 variabili di tipo intero;
- 4627 vincoli.

Il tempo medio di calcolo (su un pc Intel (R) Core(TM) i7-8565U CPU @1.80GHZ con 16 GB di RAM) risulta essere di 90 s, il gap del 0%.

La Tabella 24 riporta le taglie ottimali installate nei tre sotto-casi al variare del fattore ω .

Dall'analisi dei tre sotto-casi emerge che con i Capex attuali non c'è convenienza ad installare pannelli fotovoltaici e batterie di accumulo, se si associa un peso preponderante ai costi totali nella funzione obiettivo (casi $\omega = 1$ e $\omega = 0.9$), mentre logicamente vengono installate le taglie massime nel caso di pura minimizzazione delle emissioni di anidride carbonica ($\omega = 0$).

Tabella 24: Taglie ottimali caso “solo elettrico”

ω	onlyPV	onlyES	PV+ES
1.0	PV = 0 [kW]	ES = 0 [kWh]	PV = 0 [kW], ES = 0 [kWh]
0.9	PV = 0 [kW]	ES = 0 [kWh]	PV = 0 [kW], ES = 0 [kWh]
0.8	PV = 151.2 [kW], poli	ES = 0 [kWh]	PV = 151.2 [kW], poli, ES = 0 [kWh]
0.7	PV = 234.3 [kW], poli	ES = 0 [kWh]	PV = 234.3 [kW], poli, ES = 0 [kWh]
0.6	PV = 309.6 [kW], poli	ES = 0 [kWh]	PV = 309.6 [kW], poli, ES = 0 [kWh]
0.5	PV = 309.6 [kW], poli	ES = 0 [kWh]	PV = 309.6 [kW], poli, ES = 0 [kWh]
0.4	PV = 367.2 [kW], mono	ES = 0 [kWh]	PV = 367.2 [kW], mono, ES = 0 [kWh]
0.3	PV = 367.2 [kW], mono	ES = 0 [kWh]	PV = 367.2 [kW], mono, ES = 0 [kWh]
0.2	PV = 367.2 [kW], mono	ES = 0 [kWh]	PV = 367.2 [kW], mono, ES = 0 [kWh]
0.1	PV = 367.2 [kW], mono	ES = 0 [kWh]	PV = 367.2 [kW], mono, ES = 0 [kWh]
0.0	PV = 367.2 [kW], mono	ES = 0 [kWh]	PV = 367.2 [kW], mono, ES = 540 [kWh]

Nel sotto-caso “onlyPV” la taglia dell’impianto fotovoltaico installato cresce al diminuire di ω e raggiunge il valore massimo ammissibile a partire da $\omega = 0.4$. Quando si pone maggiormente l’accento sulla minimizzazione dei costi totali, la tecnologia del silicio policristallino prevale sul monocristallino, essendo essa caratterizzata da un costo di acquisto e installazione inferiore; viceversa, al diminuire di ω , si preferisce installare pannelli in silicio monocristallino, più efficienti anche se più costosi.

Nel sotto-caso “onlyES” si può notare come, per qualsiasi valore di ω , non vengano installate batterie di accumulo. Ciò è dovuto al fatto che il prezzo di acquisto dell’energia elettrica non varia significativamente durante la giornata e quindi non c’è alcuna convenienza ad acquistare energia dalla rete nei momenti di basso prezzo per accumularla ed utilizzarla successivamente. In altri casi di studio, caratterizzati da una forte variabilità dei prezzi dell’energia elettrica, sicuramente potrebbe emergere la convenienza ad installare sistemi di accumulo anche in assenza di impianti di auto-produzione di energia elettrica. Dall’esperienza maturata in tale ambito si desidera evidenziare come si abbia convenienza ad installare batterie di accumulo ogni volta che la round-trip efficiency delle stesse sia superiore al rapporto tra il minimo ed il massimo prezzo di acquisto dell’energia.

Dall’analisi dei risultati del sotto-caso “PV+ES” emerge che, con i Capex attuali, non sia conveniente installare batterie di accumulo anche qualora si decida di installare pannelli fotovoltaici. Solamente nel caso in cui la funzione obiettivo miri unicamente a minimizzare le emissioni ($\omega = 0$), si ha l’installazione del numero massimo di batterie accanto al numero massimo di pannelli fotovoltaici. La decisione del modello di non acquistare un sistema di accumulo nei casi in cui ω è diverso da 0 si spiega, oltre che per le ragioni economiche sopra esposte, anche per il fatto che al Campus si registri una quasi contemporaneità dei picchi di carico e della produzione da fotovoltaico. Non c’è quindi una particolare necessità, soprattutto nei giorni feriali, di accumulare l’energia prodotta dal fotovoltaico dal momento che essa non risulta quasi mai superiore alla richiesta del momento. In altri casi di studio caratterizzati da un disaccoppiamento temporale tra produzione fotovoltaica e domanda, emergerebbe sicuramente la convenienza ad installare batterie di accumulo in un ampio intervallo di valori di ω .

La Tabella 25 riporta i valori di costi ed emissioni per la soluzione ottima individuata dal modello di ottimizzazione, al variare di ω , per il sotto-caso “PV+ES”; la colonna “F.O.” riporta i valori della funzione obiettivo nel punto di minimo mentre la colonna “Costi Totali” riporta la somma di Opex e Capex annuali (questi ultimi ottenuti con l’impiego di specifici Capital Recovery Factor per ogni tecnologia). Come mostrato in Tabella 25, e giustificato dall’impiego di una funzione multi-obiettivo, i costi totali crescono al diminuire di ω , viceversa le emissioni di anidride carbonica che raggiungono il valore minimo per $\omega = 0$. La Tabella 25 riporta anche la percentuale di variazione dei costi di gestione e delle emissioni rispetto al caso AS-IS. Per $\omega = 0$ si ha la massima riduzione delle emissioni, pari al 35.6%, mentre la massima riduzione degli Opex (pari al 16.7%) si registra per valori di ω compresi tra 0.1 e 0.4; il lieve aumento degli Opex per $\omega = 0$ è dovuta alla presenza dei costi di manutenzione del sistema di accumulo.

Tabella 25: Costi ed emissioni caso “solo elettrico” (sotto-caso PV+ES)

ω	F.O. [-]	Costi totali [€/anno]	Capex [€]	Opex [€/anno]	Emissioni [t/anno]
1.0	1	197'540	0	197'540	332.2
0.9	1	197'540	0	197'540	332.2
0.8	0.992	203'140	241'920	180'470 (-8.6%)	281 (-15.4%)
0.7	0.969	208'250	374'880	173'130 (-12.4%)	256.3 (-22.8%)
0.6	0.934	214'090	495'360	167'680 (-15.1%)	236 (-29.0%)
0.5	0.897	214'090	495'360	167'680 (-15.1%)	236 (-29.0%)
0.4	0.853	223'110	624'240	164'630 (-16.7%)	222.3 (-33.1%)
0.3	0.807	223'110	624'240	164'630 (-16.7%)	222.3 (-33.1%)
0.2	0.761	223'110	624'240	164'630 (-16.7%)	222.3 (-33.1%)
0.1	0.715	223'110	624'240	164'630 (-16.7%)	222.3 (-33.1%)
0.0	0.644	297'640	1'056'240	174'780 (-11.5%)	214.1 (-35.6%)

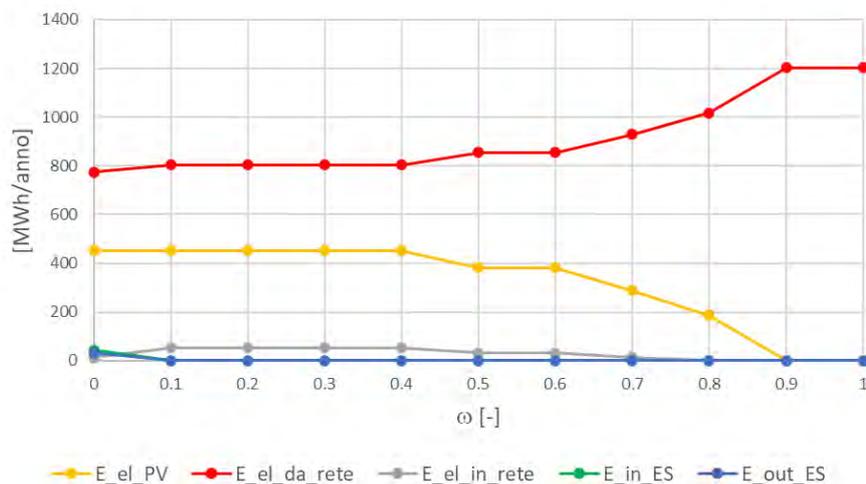


Figura 24: Valori di energia caso “solo elettrico” (sotto-caso PV+ES)

I valori annui di energia prodotta (dall’impianto fotovoltaico), prelevata o immessa in rete, caricata o scaricata dal sistema di accumulo sono mostrati in Figura 24 al variare di ω , mentre in Figura 25 l’attenzione viene posta sulle sorgenti di approvvigionamento energetico: il fotovoltaico, la rete ed il sistema di accumulo in fase di scarica. Per tutti i valori di ω si ha che più del 60% del carico del Campus viene soddisfatto con energia prelevata dalla rete di distribuzione. Il fotovoltaico riesce, al massimo, a coprire il 37.5% del fabbisogno energetico annuo di energia elettrica.

È interessante graficare le emissioni annue di anidride carbonica in funzione dei costi totali annui, al variare di ω . Il risultato che si ottiene è visibile in Figura 26, che mostra il cosiddetto “fronte di Pareto”. Si può notare come nel passare da $\omega = 0$ ad $\omega = 0.6$ si abbia una notevole riduzione dei costi e un non significativo aumento

delle emissioni, poiché la potenza installata dell'impianto fotovoltaico rimane elevata. Viceversa, per valori superiori di ω , si ha un notevole incremento delle emissioni ed una contenuta riduzione dei costi. Dal lato economico, sicuramente il punto che maggiormente si discosta dagli altri in Figura 26 è quello riferito ad $\omega = 0$, a causa del cospicuo incremento dei Capex a seguito dell'installazione del sistema di accumulo.

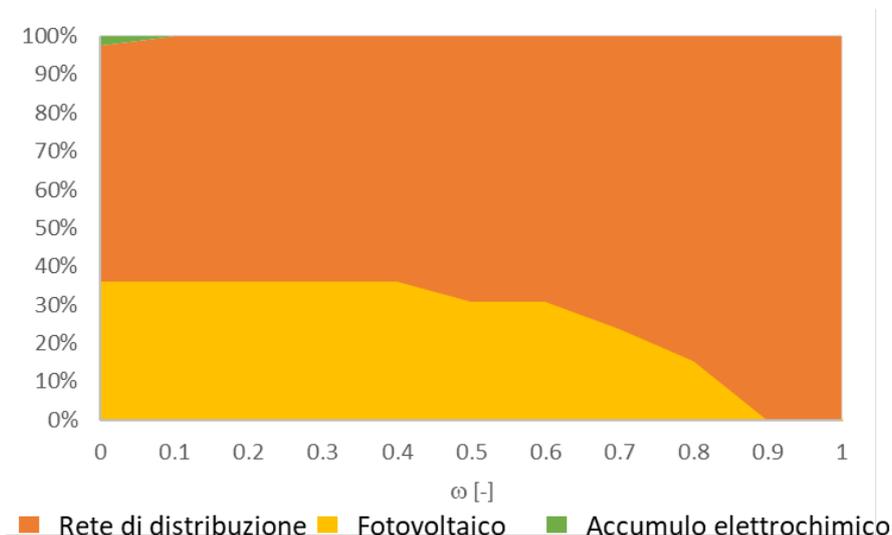


Figura 25: Approvvigionamento annuo di energia elettrica nel caso "solo elettrico" (sotto-caso PV+ES)

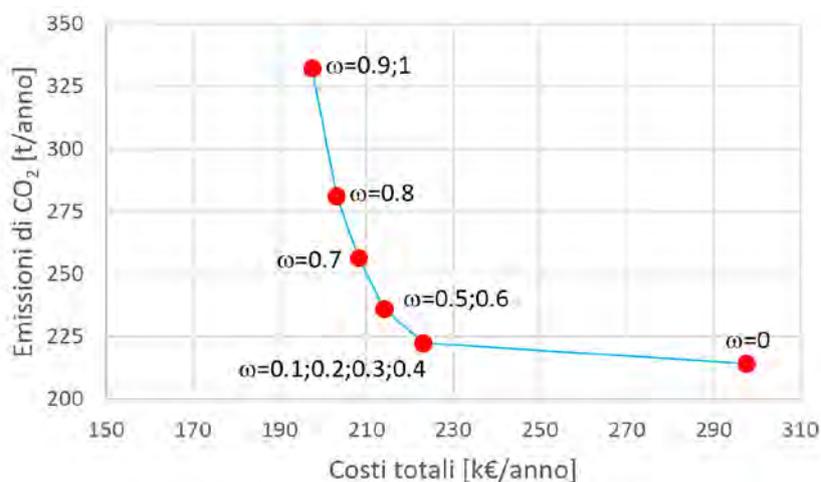


Figura 26 Fronte di Pareto per il caso "solo elettrico" (sotto-caso PV+ES)

Con riferimento al caso di minime emissioni ($\omega = 0$), la Figura 27 e la Figura 28 mostrano i bilanci di potenza per tutti i 12 giorni tipo presi in esame. Gli istogrammi mostrano con valori positivi le generazioni (potenza erogata dal fotovoltaico, potenze prelevata dalla rete di distribuzione e potenza di scarica del sistema di accumulo) e con valori negativi i carichi (potenza richiesta dagli edifici del Campus, potenze iniettata nella rete di distribuzione e potenza trasferita al sistema di accumulo). Tutti i giorni feriali, tranne quello rappresentativo del bimestre maggio-giugno, non registrano surplus di produzione da fotovoltaico. A maggio-giugno, invece, nelle ore centrali della giornata la potenza erogata dai pannelli fotovoltaici supera la domanda degli edifici e quindi il surplus di produzione è in parte utilizzato per caricare le batterie e in parte viene immesso in rete. La necessità di erogare potenza in rete si ha nei momenti in cui si registra un surplus di produzione del fotovoltaico e il sistema di accumulo si trova a SOC = 100%, cioè completamente carico. In altri momenti non si avrebbe convenienza ad immettere energia in rete dal momento che, nel presente caso di studio, si è assunto un prezzo di vendita dell'elettricità nullo. Nei giorni festivi da marzo ad ottobre, a causa

di una riduzione del carico e ad un'ottima produttività del fotovoltaico, il sistema di accumulo viene sempre caricato nelle ore centrali del giorno per poi essere scaricato di sera o durante la notte.

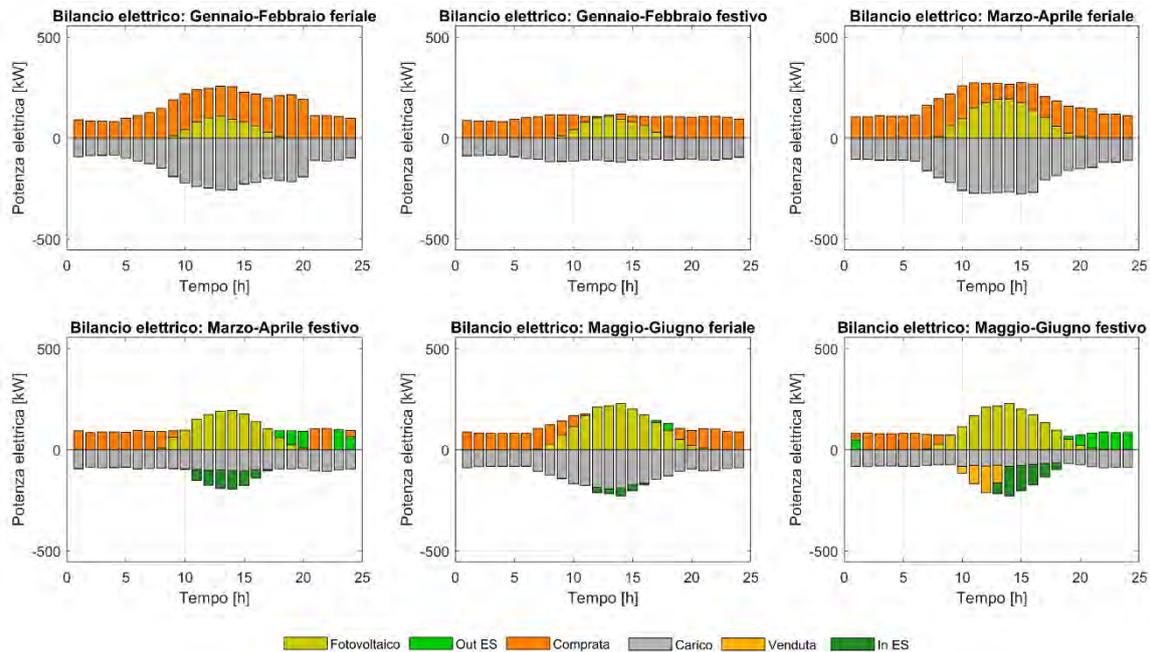


Figura 27: Bilanci di potenza attiva da gennaio a giugno

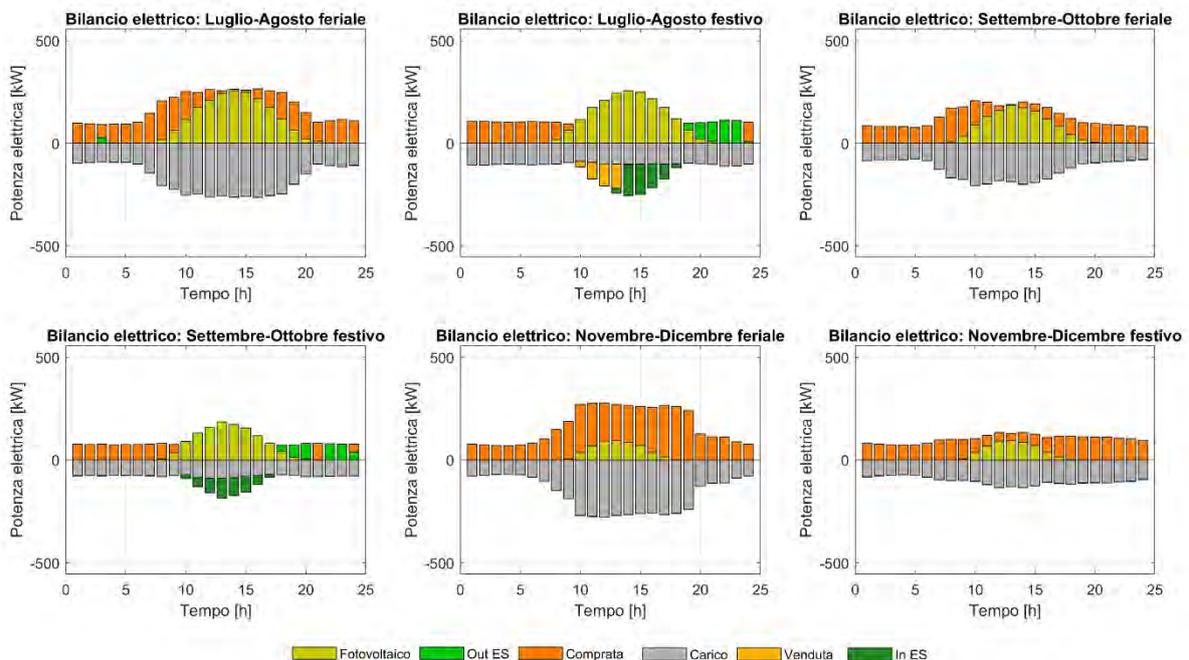


Figura 28: Bilanci di potenza attiva da luglio a dicembre

Per concludere questo primo caso di studio sull'intero Campus di Savona, si desidera mostrare come la taglia dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo installati sia sensibile alla variazione dei costi di acquisto, installazione e manutenzione. In Tabella 26 si riportano i risultati ottenuti riducendo i suddetti costi del 15%, del 30% e del 45%. Tale riduzione dei costi può derivare da accesso a finanziamenti, fruizione di incentivi e aumento della competitività delle tecnologie sul mercato. La riduzione dei Capex ed Opex associati a fotovoltaico ed accumulo determina, per alcuni valori di ω , una diversa configurazione ottimale (valori

riportati in blu in Tabella 26) rispetto a quella riportata in Tabella 25, ma unicamente in termini di numero di pannelli fotovoltaici installati. Per le ragioni non solo prettamente economiche ma anche legate ai profili di carico, come descritto precedentemente, il sistema di accumulo continua ad essere installato unicamente nel caso $\omega = 0$.

Tabella 26: Taglie ottimali caso “solo elettrico” (sotto-caso PV+ES) al variare di Capex ed Opex

Riduzione Capex e Opex	-15%	-15%	-30%	-30%	-45%	-45%
ω	PV [kW]	ES [kWh]	PV [kW]	ES [kWh]	PV [kW]	ES [kWh]
1.0	0	0	234.3	0	309.6	0
0.8	258	0	309.6	0	367.2	0
0.6	309.6	0	367.2	0	367.2	0
0.4	367.2	0	367.2	0	367.2	0
0.2	367.2	0	367.2	0	367.2	0
0.0	367.2	540	367.2	540	367.2	540

5.4.2 Caso “elettrico & termico”

In questo secondo caso di studio, si considerano tutti i carichi del Campus (elettrico, termico di riscaldamento, termico di raffrescamento ed acqua calda sanitaria) e si fa un dimensionamento volto ad individuare la taglia ottimale delle tecnologie di produzione e di accumulo installabili, nonché la loro gestione giornaliera ottimizzata. Non vengono invece considerati gli aspetti di mobilità elettrica, trattati nel caso di studio descritto nel paragrafo 5.3. Non viene neanche tenuta in conto la possibilità di essere allacciati ad una rete di teleriscaldamento.

Come funzione obiettivo si considera la somma pesata di costi ed emissioni adimensionalizzati riportata nella (157). I costi totali e le emissioni del caso AS-IS si riferiscono logicamente ai costi e alle emissioni di anidride carbonica imputabili al soddisfacimento del fabbisogno elettrico attraverso energia prelevata dalla rete di distribuzione, termico di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria tramite l’impiego di una o più caldaie tradizionali alimentate a gas naturale e termico di raffrescamento attraverso l’impiego di pompe di calore aria/aria alimentate con elettricità prelevata dalla rete. I valori di tali costi ed emissioni sono riportati in Tabella 17 ed ammontano rispettivamente a 365’898 €/anno e 765.0 t/anno.

Il modello di ottimizzazione è caratterizzato da:

- 75’750 variabili di tipo continuo;
- 85’025 variabili binarie;
- 1’449 variabili di tipo intero;
- 234’466 vincoli.

Il tempo di calcolo (su un pc Intel (R) Core(TM) i7-8565U CPU @1.80GHZ con 16 GB di RAM) dipende dal particolare set di dati di ingresso considerati. Mediamente, si raggiunge un gap dell’1% in un tempo compreso tra 20 minuti e un paio di ore.

La Tabella 27 e la Tabella 28 riportano le taglie ottimali e le potenze cumulate installate per ogni tecnologia al variare del peso ω . Il numero di impianti cogenerativi (microturbine e motori) e pompe di calore, suddivisi per taglia, è mostrato anche nei grafici ad istogramma riportati in Figura 29 ed in Figura 30, al fine di consentire una più facile lettura dei risultati ottenuti. Dal punto di vista dell’installazione dei motori a combustione interna a gas, per valori alti di ω (tra 0.6 e 1) si preferisce installare motori di taglia *g* (“grande”) o *G* (“molto grande”), mentre per bassi valori di ω la scelta ottima ricade sui motori di piccola taglia. Le microturbine a gas vengono installate in minore misura per varie ragioni, essenzialmente legate ai maggiori costi di acquisto e installazione e a valori di rendimento elettrico più bassi; in particolare, esse vengono installate solo per valori di ω inferiori a 0.6. L’installazione delle pompe di calore segue una diversa logica: esse vengono installate in maggior numero al diminuire di ω e tutte le taglie vengono prese in considerazione. In generale si può asserire che le pompe di calore sono da preferire ai sistemi cogenerativi per bassi valori di

ω dal momento che esse, essendo alimentate con energia elettrica prelevata dalla rete di distribuzione (caratterizzata da un fattore emissivo che sta progressivamente diminuendo di anno in anno in Italia a seguito della cospicua presenza di impianti alimentati a fonte rinnovabile) o prodotta in parte dall'impianto fotovoltaico (che raggiunge taglie considerevoli per valori di ω inferiori a 0.6), contribuiscono a ridurre le emissioni di anidride carbonica. Al contrario i sistemi cogenerativi, nonostante abbiano il duplice effetto di produrre sia elettricità che energia termica, sono comunque alimentati a combustibile fossile e quindi spesso non risultano più competitivi dal punto di vista ambientale come lo erano anni fa quando il mix energetico nazionale era caratterizzato da valori ben più elevati del fattore emissivo associato ai prelievi di elettricità dalla rete. La scelta di installare numerose pompe di calore reversibili soprattutto a bassi valori di ω spiega anche il motivo per cui i chiller ad assorbimento vengano utilizzati solo in pochi casi e, in particolare, per valori elevati di ω (0.8 e 0.9) in concomitanza con un'ingente potenza installata in motori cogenerativi che erogano energia termica anche per alimentare i chiller.

Tabella 27: Taglie ottimali degli impianti cogenerativi nel caso "elettrico & termico"

ω	N° mgt_p	N° mgt_m	N° mgt_g	N° mgt_G	N° eng_p	N° eng_m	N° eng_g	N° eng_G	P_{tot}^{el} [kW]	P_{tot}^{th} [kW]
1	0	0	0	0	0	0	1	1	298	411.3
0.9	0	0	0	0	0	0	1	1	298	411.3
0.8	0	0	0	0	0	0	1	1	298	411.3
0.7	0	0	0	0	0	0	1	0	99	159
0.6	0	0	0	0	0	0	1	0	99	159
0.5	1	0	0	0	1	0	1	0	119	256
0.4	0	0	0	0	0	0	1	0	99	159
0.3	1	0	0	0	2	0	0	0	70	131
0.2	2	0	0	0	2	0	0	0	100	194
0.1	1	0	0	1	2	0	0	0	270	416
0.0	0	0	0	0	3	0	0	0	60	102

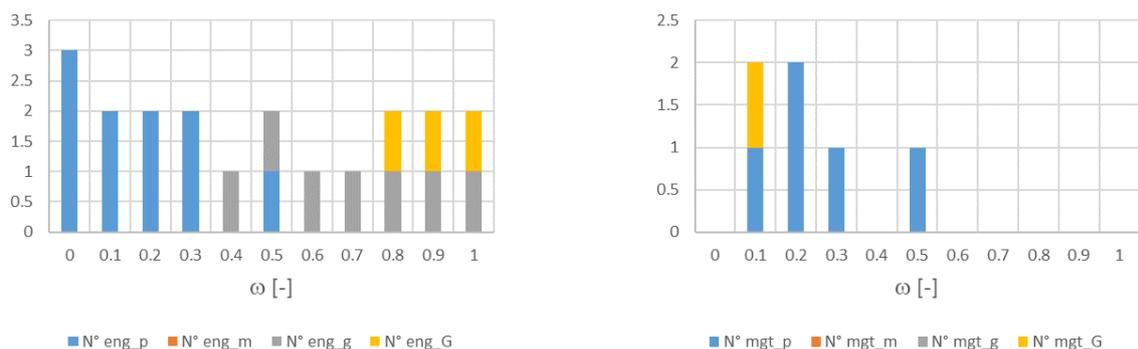


Figura 29: Numerosità degli impianti cogenerativi nel caso "elettrico & termico"

Come mostrato in Tabella 29, i pannelli fotovoltaici vengono installati per valori di ω inferiori a 0.8 mentre il solare termico è impiegato per valori ancora più bassi di ω (inferiori a 0.4). Ciò è dovuto al fatto che tali tecnologie presentano un costo di acquisto e di installazione non molto competitivo con quello delle altre tecnologie che offrono lo stesso servizio energetico. Per valori di ω compresi tra 0.5 e 0.7 il modello di ottimizzazione decide di installare pannelli in silicio policristallino, mentre per valori di ω inferiori a 0.5 la scelta ricade sulla tecnologia del silicio monocristallino, più costoso ma più efficiente. Il valore massimo di potenza fotovoltaica installata si raggiunge per ω uguale a 0.4 con 1224 pannelli installati che vanno a coprire tutta l'area a tetto disponibile. Al decrescere di ω il numero di pannelli fotovoltaici installati diminuisce

leggermente per far posto ai collettori solari termici, che raggiungono il numero massimo di 41 per ω uguale a 0.1. Il numero di collettori solari termici si riduce nel passare da $\omega = 0.1$ ad $\omega = 0$, dal momento che scegliendo di installare il sistema di accumulo elettrochimico (dimensionato per la taglia massima) si preferisce utilizzare la copertura a tetto per installare un maggior numero di pannelli fotovoltaici che ben si accoppiano con le batterie di accumulo. Come si può notare in Tabella 29, il sistema di accumulo elettrico viene solamente installato nel caso in cui la funzione obiettivo consiste nella minimizzazione delle emissioni di anidride carbonica ($\omega = 0$); la motivazione di tale scelta, come è già stato argomentato per il Caso “solo elettrico”, risiede sia in ragioni economiche (elevato Capex) che tecniche in quanto il Campus presenta una quasi contemporaneità dei picchi di carico e della produzione da fotovoltaico, che quindi poco giustifica la necessità di dotarsi di un sistema di accumulo elettrico.

Tabella 28: Taglie ottimali degli impianti di conversione secondaria nel caso “elettrico & termico”

ω	N° hp_p	N° hp_m	N° hp_g	N° hp_G	N° chi_p	N° chi_m	N° chi_g	N° chi_G	P_{tot}^{th} [kW]	P_{tot}^{co} [kW]
1	0	3	1	2	0	0	0	0	703	588
0.9	0	1	2	1	0	0	2	0	491	641
0.8	1	1	2	1	0	0	0	1	533	622
0.7	1	3	3	0	0	0	0	0	633	534
0.6	2	3	3	0	0	0	0	0	675	570
0.5	3	3	3	0	0	0	0	0	717	606
0.4	1	3	3	0	0	0	0	0	633	534
0.3	3	3	2	1	0	0	0	0	773	651
0.2	3	3	3	1	0	0	0	0	892	751
0.1	3	3	3	1	0	0	0	0	892	751
0.0	3	3	3	3	0	0	0	0	1242	1041

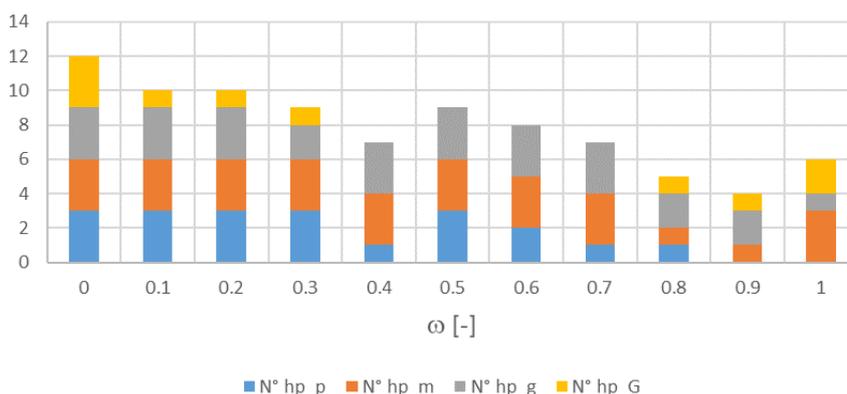


Figura 30: Numerosità delle pompe di calore nel caso “elettrico & termico”

Per quanto concerne i sistemi di accumulo termico, le diverse soluzioni ottime illustrate in Tabella 29 mostrano che un’ampia gamma di taglie viene installata. Per elevati valori di ω (tra 0.8 e 1) solamente il bollitore viene installato (dal momento che è sempre indispensabile in quanto si ha una domanda di acqua calda sanitaria) mentre il puffer non viene scelto essenzialmente per ragioni di costo. Al contrario, al diminuire di ω , tutte le soluzioni ottime presentano sia il bollitore che il puffer.

Tabella 29: Taglie ottimali degli impianti a fonte rinnovabile e dei sistemi di accumulo nel caso “elettrico & termico”

ω	$n^{PV,mono}$	$n^{PV,poli}$	$P^{el,PV}$ [kW]	n^{sol} [kW]	$P^{th,sol}$ [kW]	C^{ES} [kWh]	C^{puf} [kWh]	C^{bol} [kWh]
1	0	0	0	0	0	0	0	50
0.9	0	0	0	0	0	0	0	50
0.8	0	0	0	0	0	0	0	50
0.7	0	709	212.7	0	0	0	100	100
0.6	0	780	234	0	0	0	10	100
0.5	0	1032	309.6	0	0	0	100	200
0.4	1224	0	367.2	0	0	0	100	100
0.3	1222	0	366.6	1	1.86	0	200	100
0.2	1217	0	365.1	4	7.44	0	200	100
0.1	1156	0	346.8	41	76.26	0	50	200
0.0	1208	0	362.4	10	18.6	540	10	400

Il grafico riportato in Figura 31 mostra l’andamento dei costi (Capex totali ed Opex annuali) e delle emissioni di anidride carbonica al variare di ω . I costi operativi, e ancor più i costi di acquisto ed installazione, decrescono al crescere di ω mentre un andamento opposto è mostrato dalle emissioni. Rispetto al caso AS-IS si ha, nel passare da $\omega = 0$ ad $\omega = 1$, una progressiva riduzione dei costi operativi annui dal 22.8% al 46.9%. Per quanto riguarda invece le emissioni, i casi con $\omega = 1, 0.9$ e 0.8 sono caratterizzati da un incremento delle emissioni (dal 10.7% all’1.3%) rispetto al caso AS-IS, mentre per i valori inferiori di ω si ha sempre una riduzione delle emissioni, dal 32.3% ($\omega = 0.8$) al 49.3% ($\omega = 0$). La Figura 32 mostra invece il fronte di Pareto individuato variando ω da 0 ad 1 in analogia a quanto fatto nel caso “solo elettrico”.

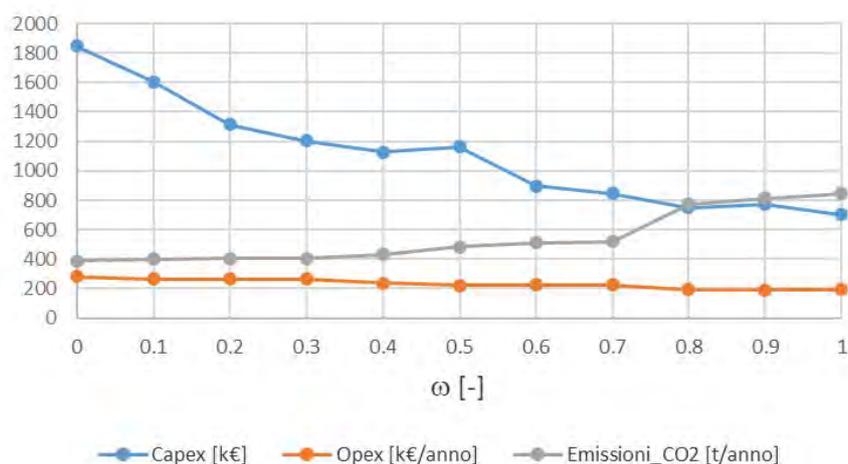


Figura 31: Costi ed emissioni di anidride carbonica nel caso “elettrico & termico”

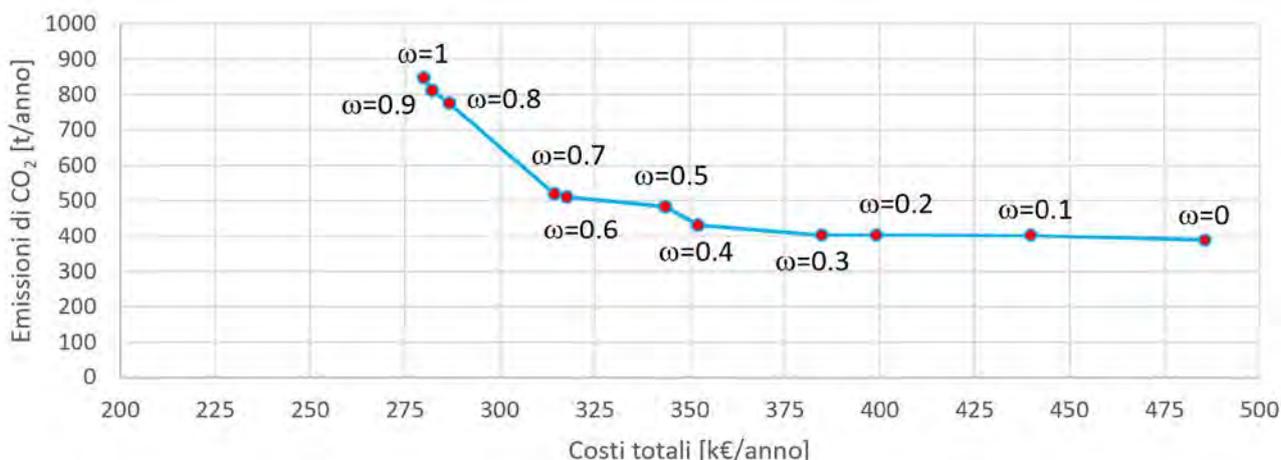


Figura 32: Fronte di Pareto per il caso "elettrico & termico"

I grafici dalla Figura 33 alla Figura 36 mostrano, in valore percentuale, con quali fonti vengono soddisfatti i carichi annuali di tipo elettrico, termico (di riscaldamento ed acs) e di raffrescamento al variare di ω. Per valori elevati di ω, il carico elettrico annuo del Campus è soddisfatto al 90% circa con energia prodotta dai motori cogenerativi a gas, mentre al diminuire di ω prevale l'apporto energetico legato alla produzione fotovoltaica e all'elettricità prelevata dalla rete di distribuzione. Per quanto riguarda invece la produzione di energia termica a fini di riscaldamento, essa è imputabile quasi totalmente alle pompe di calore per valori di ω inferiori a 0.4, mentre i motori coprono più del 60% del carico per valori di ω superiori a 0.7. La produzione annua di acqua calda sanitaria è dovuta per il 90% ai motori, per valori di ω superiori a 0.5, mentre il solare termico riesce a coprire il 40% del fabbisogno annuo solo nel caso di ω pari a 0.1. L'energia termica annua di raffrescamento è sempre fornita al 100% dalle pompe di calore tranne nei casi di ω uguale a 0.8 e 0.9 in cui i chiller ad assorbimento contribuiscono a coprire circa il 50% del carico.

Si è infine valutata la soluzione ottima che si ottiene applicando, al caso in esame, la funzione obiettivo (156) ovvero si è individuato il set di tecnologie in grado di minimizzare la somma dei costi annui economici ed ambientali. Tale soluzione ottima praticamente coincide con la soluzione che si ottiene applicando la funzione obiettivo (157) nel caso ω = 0.9. Rispetto al caso AS-IS si ha un incremento delle emissioni di anidride carbonica del 6.9% ed una diminuzione dei costi operativi annui del 47.9%. La soluzione determinata non si discosta molto da quella che si ottiene qualora si vogliano minimizzare unicamente i costi economici (ω = 1); se invece si considerassero costi ambientali maggiori (ovvero un valore di p^{CO_2} più elevato) sicuramente si otterrebbe una soluzione ottima con caratteristiche più simili a quelle trovate per valori inferiori di ω.

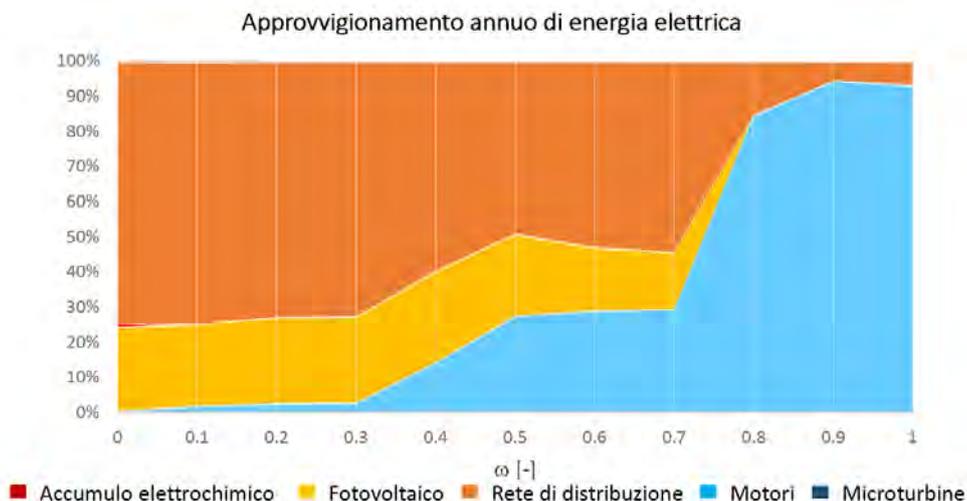


Figura 33: Approvvigionamento annuo di energia elettrica nel caso "elettrico & termico"

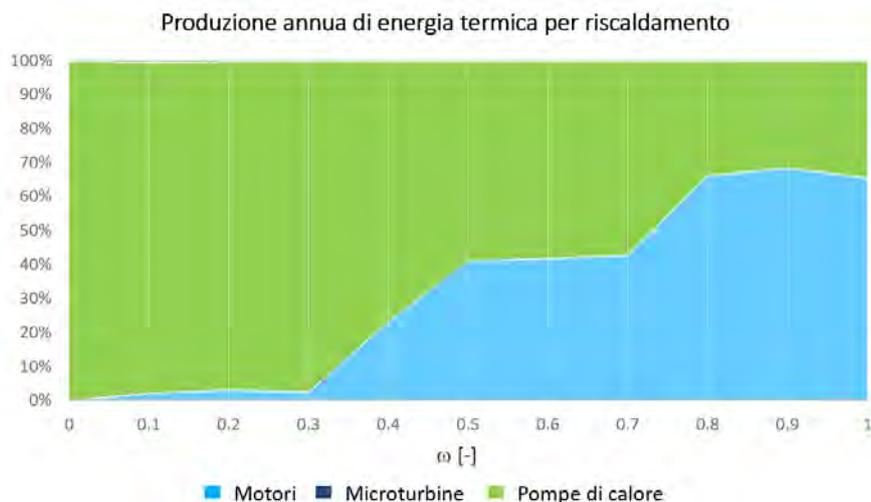


Figura 34: Produzione annua di energia termica per riscaldamento nel caso "elettrico & termico"

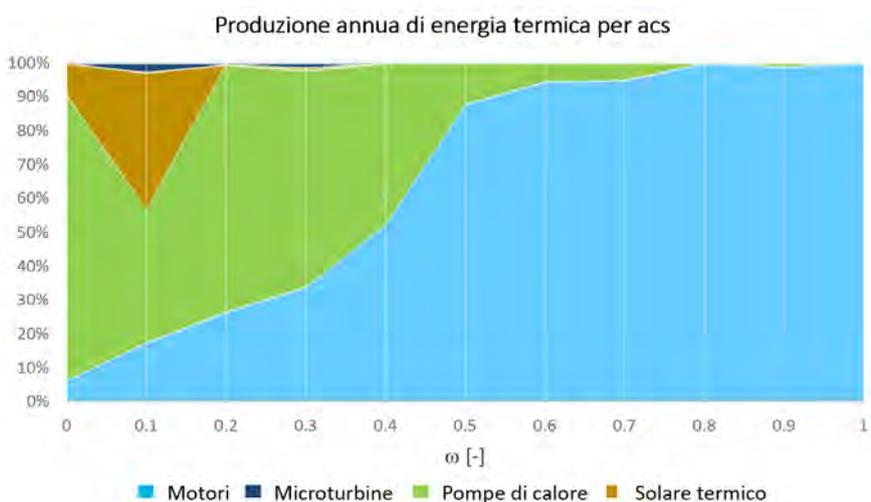


Figura 35: Produzione annua di energia termica per acqua calda sanitaria nel caso "elettrico & termico"

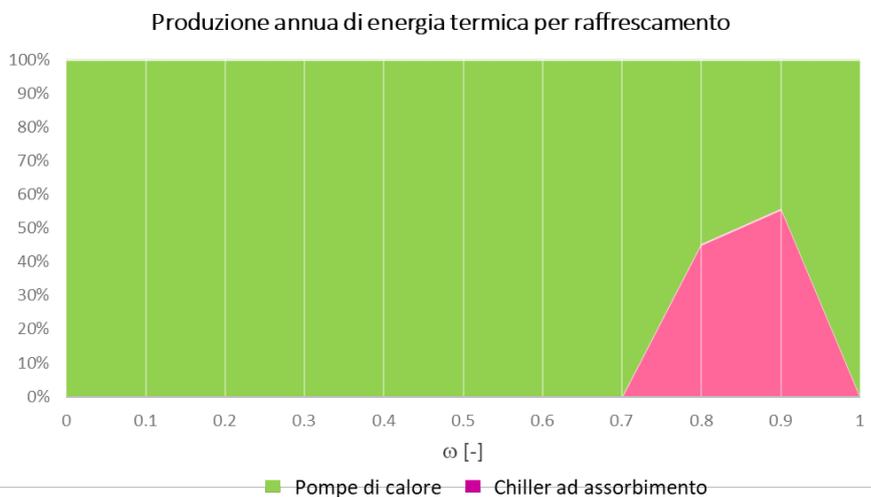


Figura 36: Produzione annua di energia termica per raffreddamento nel caso "elettrico & termico"

6 Conclusioni

Questo documento riporta in dettaglio le attività svolte dal gruppo di lavoro dell'Università degli Studi di Genova nell'ambito della seconda annualità del Progetto 1.7 "Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali" previsto dal Piano Triennale di Realizzazione (PTR) 2019-2021 predisposto da ENEA. L'elaborato riporta la descrizione del modello matematico di ottimizzazione di tipo lineare misto intero (MILP – Mixed Integer Linear Programming) che è stato sviluppato ed implementato in ambiente MATLAB/YALMIP al fine di dimensionare un sistema energetico poligenerativo, denominato "hub energetico multi-vettore", a servizio di utenze del settore civile o industriale che richiedono un approvvigionamento elettrico e termico (per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria), e servizi di ricarica per veicoli elettrici. Il lavoro svolto è stato organizzato nelle seguenti fasi:

- I. Definizione del modello matematico di ottimizzazione. Per ciascuna tecnologia inclusa nell'hub energetico sono stati identificati dati e parametri, variabili decisionali e vincoli ed, infine, sono state definite diverse funzioni obiettivo del problema di ottimizzazione al fine di considerare sia l'impatto ambientale che gli aspetti economici del sistema energetico di volta in volta considerato. Alcune politiche nazionali di detrazione fiscale sono state inserite nel modello al fine di valutarne l'impatto su alcuni casi studio.
- II. Implementazione del modello matematico in ambiente MATLAB attraverso il toolbox YALMIP. Raccolta ed elaborazione dei dati di ingresso necessari al modello per due diversi casi studio, definizione dei profili di carico elettrico e termico nonché della domanda di trasporto associata ai veicoli elettrici per ogni giorno tipo preso in esame.
- III. Applicazione del tool realizzato al caso di un singolo edificio visto come "autoconsumatore collettivo di energia rinnovabile". Il modello è stato semplificato focalizzando l'attenzione solamente su alcune tecnologie: fotovoltaico, accumulo elettrico e sistemi di ricarica per veicoli elettrici. In questo modo si è voluto valutare una configurazione simile a quella definita, per un insieme di autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile, dalla Direttiva europea UE/2018/2001. Le diverse soluzioni ottime individuate, determinate al variare della funzione obiettivo scelta, sono state analizzate e comparate con una configurazione di approvvigionamento energetico tradizionale (denominata scenario *AS-IS*) introducendo diversi KPI. Infine, l'impatto della mobilità elettrica sulla soluzione ottima trovata è stato analizzato attraverso un'analisi stocastica sui modelli di veicoli considerati, secondo diversi scenari a penetrazione via via crescente dei veicoli elettrici.
- IV. Applicazione del tool all'intero Campus di Savona dell'Università degli Studi di Genova, con l'obiettivo di rappresentare e dimensionare una comunità energetica locale. Il modello di ottimizzazione, per questo secondo caso, è stato applicato considerando tutte le tecnologie disponibili tranne la mobilità elettrica, già analizzata in dettaglio nel primo caso di studio. Una funzione multi-obiettivo economico-ambientale è stata presa in esame al fine di ottimizzare il dimensionamento dell'hub energetico multi-vettore a servizio della comunità energetica in differenti condizioni. È stato quindi determinato il fronte di Pareto e i risultati per ciascuna soluzione ottima sono stati riportati, analizzati e comparati con lo scenario *AS-IS*.

Il presente lavoro mette in luce come le comunità energetiche locali possano costituire un forte driver verso una riduzione delle emissioni di gas serra ed una contestuale riduzione dei costi di approvvigionamento energetico. Tali comunità avranno il compito di razionalizzare ed integrare tecnologie di generazione elettrica, termica e sistemi di accumulo, che dovranno essere in grado di operare in maniera congiunta e coordinata. La progettazione del giusto mix di tecnologie sarà sempre più importante perché capace di portare ad elevati livelli di autoconsumo attraverso lo sfruttamento distribuito delle fonti rinnovabili. Anche la mobilità elettrica avrà sicuramente, all'interno di questi nuovi scenari energetici, un ruolo importante ed un impatto significativo che, se correttamente sfruttato, potrà portare maggiore flessibilità al sistema.

Il tool proposto permette di considerare in maniera integrata le correlazioni presenti tra diverse tecnologie che potrebbero essere a prima vista considerate appartenenti a mondi differenti. Questo è possibile attraverso un approccio alla progettazione interdisciplinare ed orizzontale che esula dalle più tradizionali considerazioni statiche in condizioni di picco di richiesta energetica ma analizza in maniera dinamica il rapporto tra carichi e generazione attraverso una discretizzazione del tempo di analisi pari a 1 ora, la

definizione di giorni tipo e la modellizzazione di un vasto range di tecnologie. Ciò permette di ottenere una visione completa del sistema andando a scegliere il giusto mix di tecnologie al fine garantirne la sostenibilità a breve (economica) o a lungo termine (economico-ambientale).

Il modello di ottimizzazione definito nella corrente annualità (2020) costituisce il punto di partenza per le attività previste per la prossima annualità (2021), dove lo studio verrà esteso a più comunità energetiche capaci di scambiarsi energia. Nella prossima annualità (2021), infatti, riprendendo le considerazioni tecnico-normative riportate nel Report ENEA RdS/PTR(2019)/012, verranno approfondite le possibili interazioni tra più hub energetici multi-vettore interconnessi tra loro, andando a sviluppare ulteriormente il modello di ottimizzazione proposto per poi applicarlo ad alcuni poli dell'Università degli Studi di Genova.

7 Riferimenti bibliografici

1. B. Rezaie, M.A. Rosen, "District heating and cooling: review of technology and potential enhancements", *Applied Energy*, vol. 93 (2012), pp. 2-10.
2. G. Chicco, P. Mancarella, "Distributed multi-generation: a comprehensive view", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13 (2009), pp. 535-551.
3. J. Deng, R.Z. Wang, G.Y. Han, "A review of thermally activated cooling technologies for combined cooling, heating and power systems", *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 37 (2011), pp. 172-203.
4. H. Cho, A. D. Smith, P. Mago, "Combined cooling, heating and power: a review of performance improvement and optimization", *Applied Energy*, vol. 136 (2014), pp. 168–185.
5. P. Mancarella, "MES (multi-energy systems): an overview of concepts and evaluation methods", *Energy*, vol. 65 (2014), pp. 1-17.
6. E.D. Mehleri, H. Sarimveis, N.C. Markatos, L.G. Papageorgiou, "Optimal design and operation of distributed energy systems: application to Greek residential sector", *Renewable Energy*, vol. 51 (2013), pp. 331-342.
7. M. Casisi, P. Pinamonti, M. Reini, "Optimal lay-out and operation of a combined heat & power (CHP) distributed generation system", *Energy*, vol. 34 (2009), pp. 2175-2183.
8. D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, M. Leathy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems", *Applied Energy*, vol. 87 (2010), issue 4, pp. 1059-1082.
9. A. Ehsan, Q. Yang, "Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: a review of analytical techniques", *Applied Energy*, vol. 210 (2018), pp. 44-59.
10. G.M. Kopanos, M.C. Georgiadis, E.N. Pistikopoulos, "Energy production planning of a network of micro combined heat and power generators", *Applied Energy*, vol. 102 (2013), pp. 1522-1534.
11. P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, M. Mazzotti, "Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage", *Applied Energy*, vol. 219 (2018), pp. 408-424.
12. S. Mashayekh, M. Stadler, G. Cardoso, M. Heleno, "A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy microgrids", *Applied Energy*, vol. 187 (2017), pp. 154-168.
13. R. Rigo-Mariani, S.O.C. Wae, S. Mazzoni, A. Romagnoli, "Comparison of optimization frameworks for the design of a multi-energy microgrid", *Applied Energy*, vol. 257 (2020), 113982.
14. G. Comodi, A. Bartolini, F. Carducci, B. Nagaranjan, A. Romagnoli, "Achieving low carbon local energy communities in hot climates by exploiting networks synergies in multi energy systems", *Applied Energy*, vol. 256 (2019), 113901.
15. J. Cao, M. McCulloch, "Optimal design and operation of a low carbon community based multi-energy system considering EV integration", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10 (July 2019), no. 3, pp. 1217-1226.
16. S. van der Stelt, T. AlSkaif, W. Van Sark, "Techno-economic analysis of household and community energy storage for residential prosumers with smart appliances", *Applied Energy*, vol. 209 (2018), pp. 266-276.
17. L. Liu, F. Kong, X. Liu, Y. Peng, Q. Wang, "A review on electric vehicles interacting with renewable energy in smart grid", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51 (2015), pp. 648-661.
18. L. Rubino, C. Capasso, O. Veneri, "Review on plugin electric vehicle charging architectures integrated with distributed energy sources for sustainable mobility", *Applied Energy*, vol. 207 (2017), pp. 438-464.
19. M.T. Kang, K.R. Vigna, Y.Y. Jia, "Integration of electric vehicles in smart grid: a review on vehicle to grid technologies and optimization techniques", *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 53 (2016), pp. 720–732.

20. J. Hu, H. Morais, T. Sousa, M. Lind, "Electric vehicle fleet management in smart grids: a review of services, optimization and control aspects", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56 (2016), pp. 1207-1226.
21. S. Bracco, C. Cancemi, F. Causa, M. Longo, S. Siri, "Optimization model for the design of a smart energy infrastructure with electric mobility", *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51 (1 January 2018), issue 9, pp. 200-205.
22. S. Bracco, F. Delfino, M. Longo, S. Siri, "Electric vehicles and storage systems integrated within a sustainable urban district fed by solar energy", *Journal of Advanced Transportation*, vol. 2019, 2019.
23. G. Piazza, F. Delfino, S. Siri, S. Bracco, "Optimal design of electric mobility services for a local energy community", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 26, 2021.
24. S. Bracco, F. Delfino, G. Piazza, S. Siri, "Integration of electric mobility services within an existing polygeneration microgrid", *Atti di 19th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 3rd IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I&CPS Europe 2019, Genova (Italia), 11-14 giugno 2019*.
25. Direttiva Europea (UE)2018/2001, <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.
26. S. Bracco, F. Delfino, P. Laiolo, A. Morini, "Planning & open-air demonstrating smart city sustainable districts", *Sustainability (Switzerland)*, vol. 10 (6 December 2018), issue 12, pp. 1-14.
27. Campus di Savona, <https://campus-savona.unige.it/>.
28. J. Löfberg, "YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB", *Atti di CACSD Conference, Taipei, Taiwan, 2004*.
29. J. Fan, Z. Chen, S. Furbo, B. Perers, B. Karlsson, "Efficiency and lifetime of solar collectors for solar heating plants", *Atti di 29th Biennial Solar World Congress of the International Solar Energy Society, Johannesburg (South Africa), 11-14 ottobre 2009*.
30. Viessmann S.r.l., "Manuale di progettazione Solare termico", Libro, n. 9449 346 IT 10/2009, pp. 24-25. Viessmann Werke, Allendorf (Eder) 2008.
31. D. Steen, M. Stadler, G. Cardoso, M. Groissböck, N. DeForest, C. Marnay, "Modeling of thermal storage systems in MILP distributed energy resource models", *Applied energy*, Volume 137 (2015) pp. 782-792.
32. Idaho National Laboratory, «Idaho National Laboratory Advanced Vehicles» 2013, <https://avt.inl.gov/project-type/data>.
33. S. Bracco, F. Delfino, G. Piazza, "E-Mobility & Microgrid Laboratory at the Savona Campus of Genova University", *Atti di AEIT 2020 - International Annual Conference, 2020*.
34. Legge n.8 del 28 febbraio 2020, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20G00021/sg>.
35. Regole tecniche per le comunità energetiche rinnovabili e i consumatori collettivi di energia rinnovabile, <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/documenti>.
36. Real Decreto 244/2019, del 5 di aprile, con il quale si regolano le condizioni amministrative, tecniche ed economiche dell'autoconsumo di energia elettrica. Ministerio para la Transición Ecológica BOE-A-2019-5089, <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>.
37. Definizione delle fasce orarie F1, F2, F3 da parte di ARERA, <https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/glossario/fasce-orarie#:~:text=Nel%20caso%20di%20clienti%20domestici,%2C%20domeniche%20e%20giorni%20festivi>.
38. ARERA, «Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2021», <https://www.arera.it/it/comunicati/21/210119.htm>.
39. Sistema Europeo di Scambio di Quote di Emissione – GSE, <https://www.gse.it/servizi-per-te/mercati-energetici/aste-co2/sistema-eu-ets>.
40. Prezzi della CO₂ mercato EU ETS, <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>.
41. UnipolSai Assicurazioni, «Presentati i risultati dell'osservatorio UnipolSai sulle abitudini di guida degli italiani in seguito all'analisi dei dati delle scatole nere installate nelle automobili» 2019,

- http://www.unipolsai.com/sites/corporate/files/pages_related_documents/cs_osservatorio-unipolsai-2019.pdf.
42. Quattroruote, «Italiani alla guida. In media percorrono 11.200 km anno» 2016, https://www.quattroruote.it/news/curiosita/2016/02/24/italiani_alla_guida_in_media_percorrono_11_200_km_all_anno_.html#:~:text=In%20media%20percorrono%2011.200%20km%20all'anno,24%2F02%2F2016&text=Vi%20siete%20mai%20chiesti%20quanti,comparazione%20delle%2.
 43. ACI, «Rapporto automobile 2008, "L'auto libertà responsabile"» 2008, http://www.aci.it/fileadmin/documenti/studi_e_ricerche/monografie_ricerche/RAPPORTI_ACI_CE_NSIS/Aci_Censis_2008.pdf.
 44. S. Bracco, G. Dentici, S. Silvia, "Economic and environmental optimization model for the design and the operation of a combined heat and power distributed generation system in an urban area", Energy, vol. 55 (15 June 2013), pp. 1014-1024.
 45. S. Bracco, G. Dentici, S. Siri, "DESOD: a mathematical programming tool to optimally design a distributed energy system", Energy, vol. 100 (1 April 2016), pp. 298-309.
 46. S. Bracco, F. Delfino, "A mathematical model for the dynamic simulation of low size cogeneration gas turbines within smart microgrids", Energy, vol. 119 (15 January 2017), pp. 710-723.
 47. S. Bracco, F. Delfino, A. Trucco, S. Zin, "Electrical storage systems based on sodium/nickel chloride batteries: a mathematical model for the cell electrical parameter evaluation validated on a real smart microgrid application", Journal of Power Sources, vol. 399 (30 September 2018), pp. 372-382.
 48. S. Bracco, F. Delfino, G. Ferro, L. Pagnini, M. Robba, M. Rossi, "Energy planning of sustainable districts: towards the exploitation of small size intermittent renewables in urban areas", Applied Energy, vol. 228 (15 October 2018), pp. 2288-2297.
 49. S. Bracco, M. Brignone, F. Delfino, R. Procopio, M. Robba, M. Rossi, "Microgrids design and operation – toward smart energy in cities", 2018, Artech House, Boston, USA.
 50. S. Bracco, F. Delfino, "The role of high efficiency trigeneration plants within sustainable smart microgrids: performance analysis and experimental tests", Atti dell'AEIT International Annual Conference: A Sustainable Development in the Mediterranean Area, (AEIT 2015), Basilica San Giovanni Maggiore - Napoli, Editore: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, 14-16 ottobre 2015.
 51. S. Bracco, E. Bianchi, F. Cannizzaro, F. Delfino, A. Giacchino, "Design of a sustainable polygeneration microgrid for the retrofitting of an industrial site: Ansaldo Energia case study", Atti di SUPEHR'19 – Sustainable PolyEnergy generation and HaRvesting Int. Conf., 21 agosto 2019, vol. 113, art. no. 03009, Savona, 4-6 settembre 2019.
 52. FuturaSun, <https://www.futurasun.com/>.
 53. Capstone, <https://www.capstonegreenenergy.com/>.
 54. Ansaldo Energia, <https://www.ansaldoenergia.com/business-lines/new-units/microturbines>.
 55. Viessmann, <https://www.viessmann.it/>.
 56. Aermec, <https://global.aermec.com/it/>.
 57. Systema, <https://www.systema.it/>
 58. FZSoNick, <https://www.fzsonick.com/>.

Curricula scientifici degli autori

Stefano Bracco

Ricercatore nel Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/33 “Sistemi Elettrici per l’Energia” presso l’Università degli Studi di Genova e in possesso dell’abilitazione scientifica nazionale da Professore Associato nel Settore Concorsuale 09/E2 “Ingegneria dell’Energia Elettrica”, è docente degli insegnamenti “Impianti Elettrici”, “Power Systems Simulation and Optimization”, “Power Systems Management” e “Critical Energy Infrastructures Modelling and Simulation” presso la Scuola Politecnica della medesima università. Ha inoltre incarichi di docenza presso l’Istituto Tecnico Superiore (ITS) sull’Efficienza Energetica di Savona e nell’ambito del Master di specializzazione in Energie Rinnovabili organizzato da École Nationale Supérieure des Mines de Paris. È stato Direttore del corso di perfezionamento in “Esperto di sistemi di mobilità elettrica per la Smart City”, organizzato dall’Università degli Studi di Genova e dall’Associazione nazionale MOTUS-E. La sua attività di ricerca è incentrata sulle seguenti tematiche di studio: analisi di sistemi di generazione distribuita e di accumulo in microreti; sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione per l’optimal design di sistemi poligenerativi e microreti; sviluppo di Energy Management Systems per la gestione operativa di microreti; sviluppo di modelli di simulazione dinamica di impianti per la produzione di energia elettrica e termica; impatto della mobilità elettrica sulle reti elettriche, smart charging di veicoli elettrici e tecnologie V2G; valutazioni tecnico-economiche di sistemi energetici complessi. È responsabile di progetti di ricerca sviluppati su tali tematiche in collaborazione con aziende e università nazionali/estere ed autore di più di 100 pubblicazioni scientifiche oltre che di un libro internazionale sulla progettazione e la gestione operativa di microreti sostenibili. È stato inoltre Referente Tecnico dell’Università degli Studi di Genova presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il progetto “Palazzina Energia Sostenibile – Campus Universitario di Savona”. Membro dell’editorial board di riviste internazionali e di comitati tecnici di convegni internazionali, ha organizzato special issue su rivista e special session in convegni internazionali su tematiche inerenti le microreti poligenerative e la mobilità elettrica.

Federico Delfino

Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica nel 2001, dal 2005 ha intrapreso la sua carriera accademica nel Settore Scientifico Disciplinare ING-IND/33 “Sistemi Elettrici per l’Energia” presso l’Università degli Studi di Genova, dapprima come ricercatore (2005 – 2010) poi come professore associato (2010 – 2016) e dal 2016 come professore ordinario di Sistemi Elettrici per l’Energia presso la Scuola Politecnica, dove insegna “Sistemi Elettrici per l’Energia” e “Power Systems Management”, rispettivamente nel corso di studi triennale in Ingegneria Meccanica e nella laurea magistrale in Energy Engineering. La sua attività di ricerca si sviluppa nei seguenti ambiti: modellistica, analisi, controllo, protezione e gestione di sistemi di potenza e reti elettriche; sistemi di supporto alle decisioni per la pianificazione energetica urbana sostenibile; integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e dei sistemi di accumulo nelle reti di trasmissione e distribuzione; progettazione e gestione operativa di microreti energetiche sostenibili per applicazioni Smart City. Su queste tematiche è autore o coautore di più di 200 pubblicazioni scientifiche. Ha scritto anche un libro internazionale specificatamente dedicato alla progettazione e alla gestione operativa di microreti sostenibili. È infine titolare di un brevetto inerente i sistemi di produzione di energia ad alta efficienza. Da novembre 2020 è Rettore dell’Università degli Studi di Genova. Negli anni precedenti è stato Direttore del Campus di Savona, dove ha svolto attività di coordinamento scientifico su numerosi progetti di ricerca, internazionali e nazionali in tema di Energia Sostenibile e Smart Cities. È attualmente membro del Consiglio Direttivo del Digital Innovation Hub di Confindustria Liguria e Consigliere di Amministrazione della Fondazione Ansaldo. È stato membro dei seguenti comitati scientifici: Efficienza Energetica presso il Ministero dello Sviluppo Economico e Smart Grids presso l’Autorità regolatoria italiana per l’energia.

Giorgio Piazza

Dottorando di Ricerca in Scienze e tecnologie per l’ingegneria elettrica e sistemi complessi per la mobilità presso l’Università degli Studi di Genova ed ingegnere energetico progettista iscritto all’Ordine degli Ingegneri di Genova. La sua attività di ricerca è incentrata sulle seguenti tematiche di studio: integrazione dei veicoli elettrici nelle reti intelligenti e nelle microreti; sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione per la gestione e la progettazione ottima di microreti e comunità energetiche; sviluppo di modelli di simulazione dei consumi di veicoli elettrici; analisi dei mercati elettrici. Partecipa a progetti europei e nazionali ed è autore di più di 10 pubblicazioni scientifiche. Ha esperienza di progettazione di impianti elettrici in bassa tensione nel settore residenziale, di impianti termotecnici nel settore condominiale ed è autore di decine di diagnosi energetiche. Nel 2019-2020 è stato tra gli autori di alcuni video di e-learning per l’Associazione Nazionale sulla mobilità elettrica MOTUS-E ed è attualmente impegnato in attività di supporto alla didattica per il corso di “Power Systems Management” nella laurea magistrale in Energy Engineering. Tra il 2016 e il 2019 fonda e gestisce una startup innovativa in ambito informatico, grazie alla quale frequenta la StartupSchool2018 del Y Combinator.