

# Ottimizzazione dei flussi energetici in un parcheggio adibito a servizi di logistica con flotta elettrificata, fotovoltaico e accumulo multi energia

15 Luglio 2025

**Candidate:** Andrea ABBRUZZESE

**Supervisors:** E. Pons, G. Benedetto

Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino

## 1. Introduzione

La crescente diffusione di sorgenti di generazione distribuita all'interno di impianti privati rende fondamentale adottare strategie di ottimizzazione energetica, al fine di gestire efficacemente i flussi energetici, minimizzare gli sprechi, massimizzare l'autoconsumo e, di conseguenza, ridurre i costi operativi.

I settori in cui una gestione energetica efficiente risulta rilevante sono molteplici, in particolare questo studio prende in considerazione il caso di un hub adibito alla logistica dell'ultimo miglio. L'obiettivo di questa tesi è minimizzare costi ed emissioni del magazzino dotato di un impianto fotovoltaico, un sistema di accumulo agli ioni di litio, una flotta di veicoli elettrici per il trasporto merci e un'integrazione con un sistema di conversione dell'idrogeno.

Il modello, strutturato sulla base di un problema che persegue una logica multi-obiettivo, adotta un approccio basato sulla programmazione lineare intera mista (MILP – Mixed-Integer Linear Programming) ed è in grado di fornire sia la configurazione che minimizza il costo, sia quella che riduce al minimo le emissioni di  $CO_2$ . Al fine di gestire il trade-off tra i due obiettivi è stato introdotto un coefficiente di ponderazione  $\alpha$ , la cui variazione è stata valutata mediante il principio di Pareto. Questo ha permesso di analizzare differenti scenari individuando la configurazione che assicura un bilanciamento efficace tra efficienza economica e sostenibilità ambientale.

## 2. Caso studio

In questa sezione viene descritto il caso studio "standard" e le sue caratteristiche legate ai consumi dell'edificio logistico, il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e le specifiche tecniche dei sistemi di accumulo impiegati.

- Capannone prefabbricato avente superficie pari a  $4000 m^2$ , consumo energetico ipotizzato pari a circa  $1880 kWh$ ;
- Impianto fotovoltaico di potenza pari a  $409 kWp$ ;
- Flotta di 50 veicoli elettrici adibiti per le consegne;
- Sistema di accumulo stazionario al litio di capacità pari a  $200 kWh$ ;
- Sistema ad idrogeno che prevede sia la produzione (elettrolizzatore alcalino) che la conversione (tramite fuel cell PEMFC).

I prezzi dell'energia elettrica acquistata dalla rete si riferiscono al Prezzo Unico Nazionale (PUN) relativo alla giornata del 3 aprile 2025, ottenuti dal database ufficiale del Gestore dei Mercati Energetici (GME). I prezzi di vendita dell'energia in

eccesso sono stati determinati facendo riferimento al Prezzo Zonale Orario (PO) relativo alla zona di mercato "Nord".

Il fattore di emissione di anidride carbonica è stato calcolato su base quattroraria considerando il mix energetico nazionale e i coefficienti di emissione per ogni fonte primaria.

$$FE_j = \sum_{i,j} \frac{E_{i,j} \cdot FE_{i,j}}{E_{i,j}} \quad (1)$$

Dove  $E_{i,j}$  è l'energia prodotta dalla fonte  $i$  all'istante  $j$  in  $kWh$  mentre  $FE_{i,j}$  è il fattore di emissione della fonte  $i$  all'istante  $j$  in  $(kgCO_2/kWh)$ .

## 3. Ottimizzazione

L'ottimizzazione consente di gestire efficacemente variabili continue e binarie, quest'ultime permettono di descrivere lo stato di connessione o disconnessione, nonché le fasi di carica o scarica dei diversi componenti del sistema energetico.

### Funzione obiettivo bi-criterio

Il modello è strutturato per ottimizzare due obiettivi contrastanti: la minimizzazione dei costi operativi e la riduzione delle emissioni di  $CO_2$ .

$$Cost_{min} = \min \left( \sum_{j=1}^{N=96} \left[ (P_j^{grid,buy} \cdot C_j^{grid,buy}) - (P_j^{grid,sell} \cdot C_j^{grid,sell}) + C_j^{deg} \right] \cdot \Delta t_j \right) \quad (2)$$

In cui  $P_j^{grid,buy}$  e  $P_j^{grid,sell}$  rappresentano rispettivamente la potenza assorbita e iniettata nella rete,  $C_j^{grid,buy}$  e  $C_j^{grid,sell}$  i costi associati, mentre nel termine  $C_j^{deg}$  vengono considerati i costi di degradazione dei vari componenti del sistema (sistema di accumulo, elettrolizzatore, fuel cell e veicoli elettrici).  $\Delta t_j$  rappresenta la durata dell'intervallo temporale  $j$ -esimo.

$$CO_{2min} = \min \left( \sum_{j=1}^{N=96} [(P_j^{grid,buy} \cdot FE_{th,j}) \cdot \Delta t_j] \right) \quad (3)$$

$FE_{th,j}$  è il coefficiente che identifica la quantità di  $CO_2$  emessa per ogni  $kWh$  prelevato dalla rete.

Poiché i due obiettivi sono in conflitto, non è possibile ottimarli simultaneamente. Per gestire il trade-off è stato introdotto un coefficiente di ponderazione  $\alpha \in [0, 1]$  che consente di bilanciare i due criteri. L'integrazione di  $\alpha$  viene

implementata effettuando una normalizzazione delle due funzioni obiettivo al fine di renderle adimensionali. La procedura di normalizzazione prevede due ottimizzazioni distinte: la prima minimizza il costo ( $C_{min}$ ) e restituisce le emissioni corrispondenti ( $CO2_{nadir}$ ), mentre la seconda minimizza le emissioni ( $CO2_{min}$ ), ottenendo il costo associato ( $C_{nadir}$ ). Questi valori estremi vengono poi utilizzati per normalizzare le due funzioni obiettivo.

$$Cost_{normalized} = \frac{Cost - C_{min}}{C_{max} - C_{min}} \quad (4)$$

$$CO2_{normalized} = \frac{CO2 - CO2_{min}}{CO2_{max} - CO2_{min}} \quad (5)$$

Dove  $Cost$  e  $CO2$  sono rispettivamente le componenti della funzione obiettivo relative a costo ed emissioni.

La funzione obiettivo finale è una combinazione lineare pesata delle due metriche normalizzate, con valori compresi tra 0 (ottimo) e 1 (pessimo). La variazione di  $\alpha$  nell'intervallo  $[0,1]$  consente di modulare il bilanciamento tra minimizzazione dei costi ed emissioni.

$$\alpha \cdot Cost_{normalized} + (1 - \alpha) \cdot CO2_{normalized} \quad (6)$$

#### Vincoli

L'introduzione di vincoli garantisce che il modello riproduca comportamenti realistici e risultati coerenti con il funzionamento effettivo del sistema. Tali vincoli assicurano il bilancio energetico orario del sistema, impongono soglie minime di carica per la flotta di veicoli elettrici e regolano la direzionalità dei flussi di potenza, evitando simultanei scambi bidirezionali nei dispositivi di accumulo e conversione.

#### 4. Risultati

Nel presente lavoro sono stati analizzati otto scenari, ciascuno caratterizzato da una configurazione impiantistica alternativa al caso standard, ottenuta tramite la rimozione o sostituzione di specifici componenti. L'obiettivo è valutare l'impatto di tali variazioni su costi ed emissioni, analizzando la risposta del modello in differenti condizioni operative. Nella tabella 1 vengono riportati i risultati degli 8 scenari in ordine di costo crescente.

Scenario	Emissioni ( $kgCO_2$ )	Costi (€)
Prezzi Finlandia	888,36	3,01
Sostituzione H con Li	863,66	1331,03
No H	915,45	1363,01
Caso standard	879,64	1420,02
H acquistato	882,12	1453,28
No Li	918,25	1455,75
No V2G	934,12	1521,20
No RES	1078,75	2491,71

Table 1: Tabella riassuntiva degli 8 scenari analizzati

Lo scenario più vantaggioso economicamente è quello basato sui prezzi della rete finlandese, caratterizzata da alta penetrazione di rinnovabili e profili tariffari competitivi ma instabili. Questa variabilità spinge l'ottimizzazione a un maggiore utilizzo del V2G nelle ore serali, riducendo l'acquisto

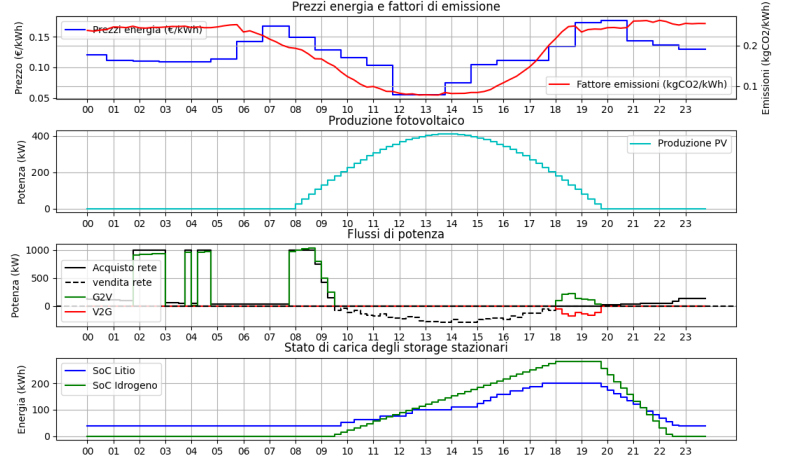


Figure 1: Grafici caso standard

di energia durante i picchi tariffari. Tuttavia, tale contesto risulta poco rappresentativo per il mercato italiano.

Il miglior compromesso tra costi ed emissioni si ottiene sostituendo il sistema a idrogeno con un accumulo al litio di pari capacità, evidenziando il limite principale dell'idrogeno, ossia la bassa efficienza complessiva. A conferma di ciò, la rimozione del sistema a idrogeno dal caso standard comporta a sua volta un risparmio economico.

È significativo osservare come i risultati ottenuti nei due scenari, idrogeno autoprodotta (standard) e idrogeno acquistato, siano pressoché equivalenti. Tale convergenza è attribuibile al prezzo elevato dell'idrogeno verde, scelto intenzionalmente per evitare un incremento delle emissioni di  $CO_2$  associate alla produzione da fonti fossili.

La configurazione con tecnologia V2G disabilitata è stata analizzata al fine di valutarne l'impatto sul sistema, con particolare attenzione agli aspetti economici. Sebbene il contributo visibile nei grafici in figura 1 possa apparire marginale, il V2G consente un risparmio economico di circa 100€ al giorno, valore che ne giustifica l'adozione e l'investimento, soprattutto in ottica di lungo termine.

Infine, è stato considerato anche lo scenario privo di impianti da fonte rinnovabile e di sistemi di accumulo stazionari, con l'obiettivo di quantificare il contributo complessivo di queste tecnologie alle prestazioni energetiche ed ambientali di un hub logistico.

#### 5. Conclusioni e sviluppi futuri

Le simulazioni evidenziano tre aspetti principali: i sistemi di accumulo sono cruciali per coprire il picco serale a causa della mancata generazione presente in quelle ore, la fonte di produzione o approvvigionamento dell'idrogeno risulta cruciale per l'adozione di tale tecnologia sia per costi che per emissioni, infine, il V2G consente un risparmio rilevante, ma richiede analisi estese su base annuale per una valutazione completa. Un'estensione naturale del presente lavoro consiste nell'integrazione di un algoritmo di ottimizzazione dinamica, capace di adattarsi in tempo reale alle variazioni delle condizioni operative e ambientali. Parallelamente, un'analisi di sensitività sui parametri chiave del modello consentirebbe di identificare le variabili più influenti, guidando scelte progettuali e gestionali.