

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica



Tesi di Laurea Magistrale

Orchestratore per la gestione ottimizzata delle ricariche di veicoli elettrici in un parcheggio aziendale

Supervisor

Prof. Enrico PONS

Dott. Giorgio BENEDETTO

Dott. Paolo TOSCO

Candidato

Luca METELLI

Ottobre 2024

Abstract

Negli ultimi anni, la mobilità elettrica ha assunto un ruolo centrale nella transizione verso un sistema di trasporto sostenibile, rappresentando una soluzione efficace per la riduzione delle emissioni di gas serra e l'ottimizzazione dell'uso delle risorse energetiche. L'incremento dell'adozione di veicoli elettrici (EV) comporta nuove sfide, soprattutto in termini di gestione efficiente della ricarica, ottimizzazione dei costi energetici e integrazione con le fonti rinnovabili. In questo contesto, la gestione intelligente delle ricariche si propone come una risposta efficace per garantire il bilanciamento della domanda energetica, minimizzare i costi e sfruttare le opportunità offerte dalle energie rinnovabili.

Il presente lavoro propone lo sviluppo di un algoritmo di ottimizzazione per la gestione delle ricariche di EV in parcheggi aziendali. È stato svolto un approfondito lavoro di revisione della letteratura per inquadrare le diverse strategie già esistenti, con particolare attenzione agli approcci che integrano fonti rinnovabili e sistemi di gestione dell'energia in tempo reale. Questa analisi ha permesso di individuare le aree di miglioramento e di orientare lo sviluppo dell'algoritmo verso un approccio più efficiente.

In seguito, è stato definito un caso studio realistico per ottenere delle condizioni al contorno utili in cui calare l'algoritmo sviluppato e verificarne le potenzialità. Si è partiti dall'inquadramento di massima del problema, andando ad ipotizzare la tipologia di veicoli elettrici che interagiscono con il parcheggio, definire i carichi elettrici presenti e definendo la dimensione di un impianto fotovoltaico per la generazione locale. Dopodiché si è svolta la progettazione della rete elettrica, dimensionando i cavi per le linee e il trasformatore MT/BT a servizio della rete interna, in maniera tale da soddisfare i carichi ipotizzati e ottenere i parametri elettrici necessari per condurre lo studio. La definizione di questa casistica verosimile ha permesso di testare il sistema in uno scenario concreto, consentendo anche di variare alcuni parametri per analizzarne la flessibilità e il comportamento in situazioni differenti. Questo ha garantito una validazione approfondita delle performance dell'algoritmo.

Per risolvere il problema di gestione delle ricariche, è stato scelto un approccio matematico basato sulla programmazione lineare intera mista (MILP - Mixed Integer

Linear Programming). L'algoritmo è stato implementato in Python, sfruttando le capacità di questo ambiente per la risoluzione di problemi complessi e per l'integrazione di dati energetici in tempo reale. Il modello sviluppato ottimizza la distribuzione della potenza in funzione delle tariffe variabili, garantendo al contempo il rispetto dei vincoli tecnici e offrendo un sistema di ricarica flessibile ed economicamente vantaggioso.

Ringraziamenti

Indice

Elenco delle tabelle	VIII
Elenco delle figure	IX
Acronimi	XIII
1 Introduzione	1
1.1 Mobilità elettrica	1
1.1.1 Generalità sul settore	1
1.1.2 Tipologie di veicoli elettrici	3
1.1.3 Sfide e limiti	4
1.2 Sistemi di ricarica	5
1.2.1 Ricariche Domestiche	6
1.2.2 Ricariche Private	6
1.2.3 Ricariche Condominiali o Aziendali	6
1.2.4 Ricariche Pubbliche	7
1.3 Gestione intelligente della ricarica	7
1.3.1 Bilanciamento dei carichi	8
1.3.2 Servizi ancillari alla rete	8
1.3.3 Minimizzazione dei costi	9
1.4 Obiettivo della tesi	9
2 Revisione della letteratura	11
3 Definizione del caso studio	17
3.1 Scelta perimetro di lavoro	17
3.1.1 Parcheggio e sistema di ricarica	17
3.1.2 Parco automobilistico	18
3.1.3 Tipologia di utenti	20
3.2 Carico elettrico edificio	20
3.3 Impianto PV	22

3.4	Dimensionamento rete elettrica parcheggio	23
3.4.1	Scelta del trasformatore	24
3.4.2	Dimensionamento dei cavi per le linee	28
3.5	Tariffe di ricarica	31
3.6	Prezzo dell'energia elettrica	33
4	Formulazione matematica del problema	36
4.1	Definizione funzione obiettivo	36
4.2	Definizione vincoli	38
4.2.1	Dominio di esistenza delle variabili	38
4.2.2	Limiti superiori o inferiori delle variabili	39
4.2.3	Equazione di bilancio	41
4.2.4	Vincoli di sistema	42
5	Risultati e discussione	43
5.1	Risultati simulazione caso studio	43
5.2	Variazioni rispetto al caso studio	47
5.2.1	Risultati con schedule fisse tra le 9 e le 18	47
5.2.2	Risultati escludendo la presenza del carico elettrico dell'edificio	48
6	Validazione algoritmo tramite KPI	54
6.1	Confronto KPI per caso studio	54
6.2	Confronto KPI per caso con veicoli connessi dalle 9 alle 18	59
7	Conclusioni e sviluppi futuri	64
7.1	Risvolti tecnico-energetici	64
7.2	Risvolti economici	65
7.3	Sviluppi e applicazioni future del lavoro	65
	Bibliografia	69

Elenco delle tabelle

2.1	Tabella riepilogo articoli scientifici di maggiore interesse	14
2.2	Tabella riepilogo grandezze potenzialmente integrabili in una funzione obiettivo da minimizzare per ottimizzare il processo di ricarica di una charging station	15
2.3	Tabella riepilogo grandezze potenzialmente integrabili nei vincoli per un problema di ottimizzazione nel processo di ricarica di una charging station	16
3.1	Tabella di riepilogo delle caratteristiche elettriche per i veicoli in gioco nel caso studio	19
3.2	Tabella informativa sul comportamento degli utenti del parcheggio .	20
3.3	Tabella di riepilogo risultati della risoluzione della rete radiale . . .	31
3.4	Tabella riassuntiva delle offerte tariffarie per i vari operatori nel settore della ricarica per EVs	33
5.1	Valori per la potenza massima di ricarica di ciascuna stazione di ricarica	45
6.1	Tabella di riepilogo KPI per il caso studio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata	57
6.2	Tabella di riepilogo KPI per il caso studio, senza la presenza del carico elettrico di un edificio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata	59
6.3	Tabella di riepilogo KPI per il caso con veicolo connessi dalle 9 alle 18, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata	61
6.4	Tabella di riepilogo KPI per il caso con veicolo connessi dalle 9 alle 18, senza la presenza del carico dell'edificio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata	63

Elenco delle figure

1.1	Andamenti globali degli stock venduti di auto elettriche, 2010-2023 (IEA)	2
1.2	Domanda di energia elettrica per veicoli elettrici, per le varie modalità di trasporto e regioni del mondo (IEA)	2
1.3	Domanda di batterie per veicoli elettrici, per le varie modalità di trasporto e regioni del mondo (IEA)	4
3.1	Immagine satellitare del parcheggio retrostante l'edificio dell'EC (Google Maps)	18
3.2	Schema di massima della distribuzione planimetrica dei punti di ricarica nel parcheggio studio e dell'alimentazione elettrica	19
3.3	Tabella di potenze specifiche [VA/m^2] ipotizzabili in funzione del tipo di destinazione d'uso per lo stabilimento in esame	21
3.4	Profilo di carico elettrico edificio caso studio	22
3.5	Curva di producibilità teorica dell'impianto fotovoltaico da 55 kWp nella giornata del 26 Aprile	24
3.6	Schema elettrico impianto BT	25
3.7	Schema di aggregazione dei sotto-carichi al fine di calcolare la potenza convenzionale per il dimensionamento del trasformatore a servizio dell'impianto complessivo	27
3.8	Tabella con le caratteristiche elettriche per trasformatori in olio a norma secondo CEI 14-34 lista A	28
3.9	<i>Flow chart</i> procedimento iterativo del <i>Backward Forward Sweep</i>	29
3.10	Profilo tensioni nodali rete elettrica	32
3.11	Grafico dell'andamento orario del PUN, riferito alla giornata del 26/04/2024 (sito del GME)	34
3.12	Grafico dei costi di immissione e prelievo da rete pubblica dell'energia elettrica nell'arco della giornata studio	35
4.1	Bilancio energetico schematizzato al nodo di alimentazione del sottosistema aziendale	42

5.1	Schedule di connessione e disconnessione dei veicoli per tutte le stazioni di ricarica presenti nel parcheggio	44
5.2	Andamento temporale della potenza prelevata e immessa in rete per il caso studio esaminato	45
5.3	Andamento temporale della potenza di carica per i veicoli di ogni charging point	46
5.4	Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso studio	47
5.5	Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso studio, considerando delle una remunerazione da parte degli utenti non conveniente	48
5.6	Andamento temporale della potenza di carica dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18	49
5.7	Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18	50
5.8	Andamento temporale della potenza elettrica ceduta ai veicoli da ciascuna stazione di ricarica durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18, con un limite di prelievo a 210 kW	50
5.9	Andamento temporale della potenza elettrica prelevata dalla rete durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18, con un limite di prelievo a 210 kW	51
5.10	Andamento temporale della potenza elettrica prelevata e immessa in rete durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio	51
5.11	Andamento temporale della potenza elettrica di ricarica per le singole stazioni durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio	52
5.12	Andamento temporale dello stato di carica dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio	52
5.13	Andamento temporale della potenza elettrica prelevata e immessa in rete durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio e ammettendo delle tariffe sconvenienti per il gestore	53
5.14	Andamento temporale della potenza elettrica di ricarica per le singole stazioni durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio e ammettendo delle tariffe sconvenienti per il gestore	53

6.1	Confronto tra la configurazione di ricarica standard e ricarica ottimizzata, a parità di condizioni al contorno date dal caso studio presentato	56
6.2	Confronto tra la configurazione di ricarica standard e ricarica ottimizzata, a parità di condizioni al contorno, nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18	60
6.3	Processo di ricarica scelto dal CPMS nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18, limitando il prelievo da rete a 210 kW	61
6.4	Profili di prelievo potenza da rete a confronto nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18	62
6.5	Grafico a torta rappresentante la quota di energia generata da fotovoltaico autoconsumata e quella immessa in rete, sfruttando la gestione di un CPMS	63
7.1	Schema logico di <i>flow process</i> da seguire nella messa in campo dell'algoritmo CPMS.	66
7.2	Correzione della traiettoria di previsione di una grandezza di input al problema (es. generazione da PV), sulla base della lettura in campo della variabile reale	68

Acronimi

AC

Alternate Current

BEV

Battery Electric Vehicles

BFS

Back Forward Sweep

BT

Bassa Tensione

CAPEX

CApital EXpenditures

CP

Charging Point

CPMS

Charging Point Management System

DC

Direct Current

EC

Energy Center

EV

Electric Vehicle

EVPL

Electric Vehicle Parking Lot

EVSE

Electric Vehicle Supply Equipment

FER

Fonti Energia Rinnovabile

G2V

Grid to Vehicle

GME

Gestore dei Mercati Energetici

HEV

Hybrid Electric Vehicles

IEA

International Energy Agency

KPI

Key Performance Indicator

LCA

Life Cycle Assessment

MGP

Mercato del Giorno Prima

MHEV

Mild Hybrid Electric Vehicles

MILP

Mixed Integer Linear Programming

ML

Machine Learning

MT

Media Tensione

OPEX

Operational EXpenditures

PFR

Power Flow Radiale

PHEV

Plug-in Hybrid Electric Vehicles

PUN

Prezzo Unico Nazionale

PV

Photovoltaics

QGBT

Quadro Generale Bassa Tensione

SCU

Slow Charging User

SoC

State of Charge

V2G

Vehicle to Grid

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Mobilità elettrica

1.1.1 Generalità sul settore

Negli ultimi anni, la mobilità elettrica ha guadagnato una crescente attenzione a livello globale, rappresentando una delle soluzioni più promettenti per affrontare le sfide ambientali ed energetiche del nostro tempo. L'aumento delle emissioni di gas serra e il continuo sfruttamento delle limitate risorse fossili hanno spinto governi e industrie verso l'adozione di veicoli elettrici (EV), considerati un'alternativa sostenibile ai tradizionali veicoli a combustione interna. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), nel 2023 il numero di veicoli elettrici nel mondo ha superato i 40 milioni, con una crescita esponenziale negli ultimi anni, come ben visibile dalla Figura 1.1. Solo nel 2023 si è registrata a livello globale la vendita di circa 14 milioni di nuovi veicoli elettrici, di cui il 95% in Cina, USA e Europa.[1]

Entro il 2030, si prevede che i veicoli elettrici rappresenteranno oltre il 30% delle nuove immatricolazioni a livello globale. In Italia, il numero di veicoli elettrici ha raggiunto circa 300.000 unità nel 2023, rappresentando una quota ancora modesta del parco automobilistico totale, ma in rapido aumento. L'aumento del numero di veicoli elettrici comporta un significativo incremento della domanda di energia elettrica. Attualmente, il consumo elettrico globale associato ai veicoli elettrici è stimato intorno ai 130 TWh all'anno, ma si prevede che raggiungerà i 2200 TWh entro il 2035, seguendo lo scenario delineato dalla correnti direttive politiche, come mostrato in Figura 1.2.

Questo incremento richiede una pianificazione accurata delle infrastrutture di produzione e distribuzione dell'energia per evitare sovraccarichi e garantire la stabilità della rete.

Uno dei principali vantaggi dei veicoli elettrici è la loro capacità nell'abbattere le emissioni locali di gas serra. A livello globale, l'elettrificazione del trasporto su

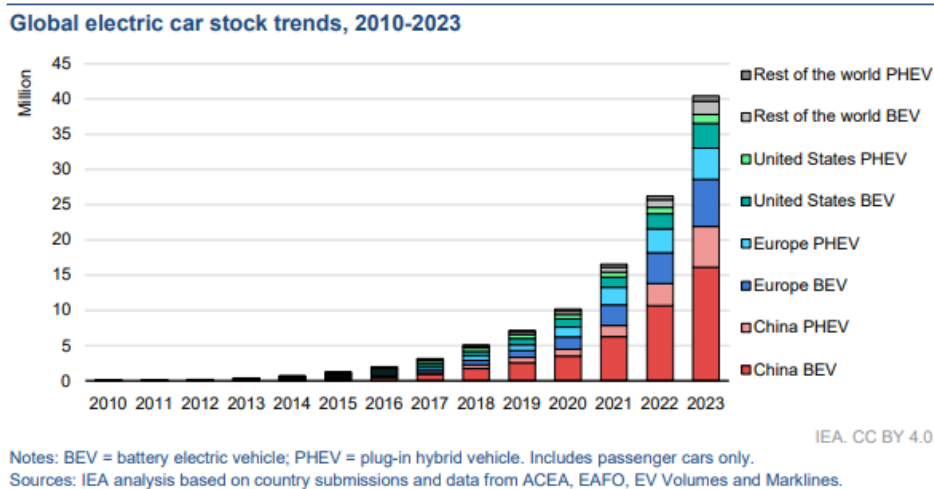


Figura 1.1: Andamenti globali degli stock venduti di auto elettriche, 2010-2023 (IEA)

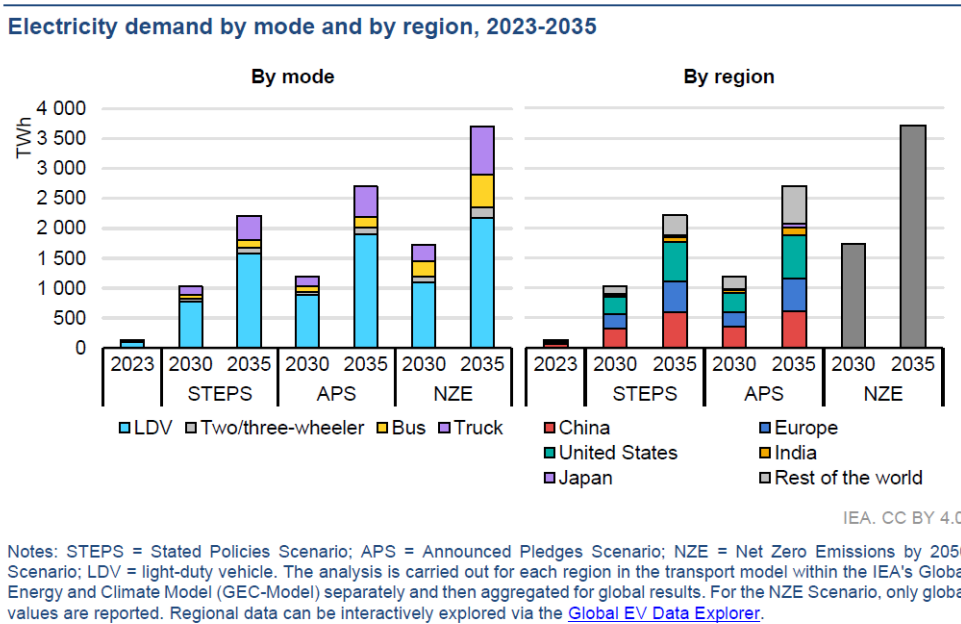


Figura 1.2: Domanda di energia elettrica per veicoli elettrici, per le varie modalità di trasporto e regioni del mondo (IEA)

strada dovrebbe permettere riduzioni sostanziali nei prossimi decenni. Sebbene sarà importante tenere sotto controllo eventuali emissioni aggiuntive derivanti dalla generazione di elettricità per i veicoli elettrici (EV), queste emissioni saranno più che compensate dalle riduzioni delle emissioni derivanti dal passaggio all'elettrico. Negli scenari previsti le emissioni evitate utilizzando veicoli elettrici invece di equivalenti a combustione interna (ICE), insieme ai continui miglioramenti nell'efficienza del carburante dei veicoli a combustione interna, raggiungono oltre 2 Gt di CO_2 equivalente nel 2035 [1]. Infatti, secondo studi recenti, un veicolo elettrico medio può ridurre le emissioni di CO_2 del 50-70% rispetto a un veicolo a combustione interna, considerando l'intero ciclo di vita (LCA), inclusa la produzione e il riciclaggio delle batterie.

1.1.2 Tipologie di veicoli elettrici

Il mercato dei veicoli elettrici è variegato e comprende diverse tipologie di veicoli, ognuna con caratteristiche specifiche che soddisfano le diverse esigenze da parte degli utenti. Le principali categorie sono:

- Veicoli elettrici a batteria (**BEV - Battery Electric Vehicles**); comunemente noti come veicoli *full-electric*, sono alimentati esclusivamente da un motore elettrico e utilizzano una batteria ricaricabile come unica fonte di energia. Caratteristiche: Zero emissioni durante l'uso, autonomia variabile tra 150 e 500 km, tempi di ricarica dipendenti dalla potenza del caricatore. Esempi: Tesla Model 3, Nissan Leaf, BMW i3.
- Veicoli elettrici ibridi *plug-in* (**PHEV - Plug-In Hybrid Electric Vehicles**); questi combinano un motore elettrico con un motore a combustione interna. Possono essere ricaricati tramite una presa di corrente esterna e offrono la flessibilità di utilizzare entrambe le fonti di energia. Caratteristiche: Emissioni ridotte, autonomia elettrica limitata (circa 20-50 km), in quanto generalmente montano una batteria di capacità inferiore al caso di una *full-electric*, ma una maggiore autonomia complessiva grazie al motore a combustione interna. Esempi: Toyota Prius Plug-In, Mitsubishi Outlander PHEV, Volvo XC60 T8.
- Veicoli elettrici ibridi (**HEV - Hybrid Electric Vehicles**) I veicoli ibridi tradizionali utilizzano un motore a combustione interna supportato da un motore elettrico, ma non possono essere ricaricati esternamente. L'energia elettrica viene generata attraverso il recupero di energia durante la frenata. Caratteristiche: miglior efficienza del carburante rispetto ai veicoli tradizionali, emissioni ridotte, nessuna necessità di infrastrutture di ricarica. Esempi: Toyota Prius, Honda Accord Hybrid, Ford Fusion Hybrid.

- **Veicoli elettrici ibridi leggeri (MHEV - Mild Hybrid Electric Vehicles)**
I veicoli ibridi leggeri utilizzano un piccolo motore elettrico per supportare il motore a combustione interna, migliorando l'efficienza del carburante e riducendo le emissioni. Caratteristiche: Efficienza del carburante leggermente migliorata, costi inferiori rispetto agli ibridi completi, nessuna capacità di guida esclusivamente elettrica. Esempi: Audi A4 2.0 TFSI MHEV, Mercedes-Benz C-Class MHEV.

1.1.3 Sfide e limiti

Nonostante i numerosi vantaggi, la mobilità elettrica presenta ancora diverse sfide e difficoltà che devono essere affrontate per garantire una transizione efficace e sostenibile. Le batterie sono senza dubbio l'elemento più critico e costoso dei veicoli elettrici. Le tecnologie attuali, basate principalmente su batterie agli ioni di litio, presentano limiti in termini di capacità energetica, tempi di ricarica e durata. Inoltre, la produzione delle batterie comporta un significativo impatto ambientale, dovuto all'estrazione e al trattamento dei materiali rari come il litio, il cobalto e il nichel. Si può affermare che delle ripercussioni importanti si avranno sull'industria manifatturiera e sull'economia, osservando i grafici presentati dell'IEA sugli andamenti previsti per la domanda di batterie per veicoli elettrici in Figura 1.3, in cui vengono considerati diversi possibili scenari.

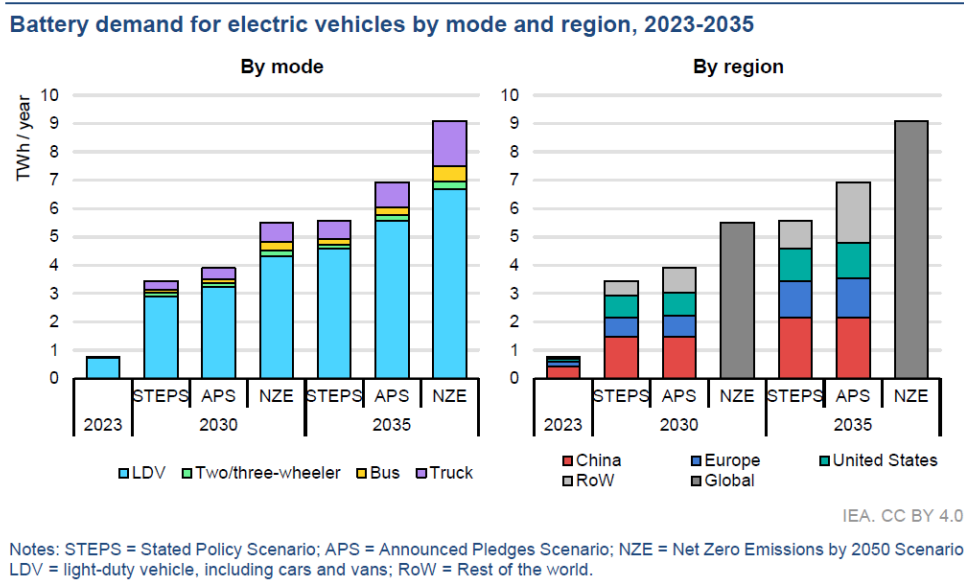


Figura 1.3: Domanda di batterie per veicoli elettrici, per le varie modalità di trasporto e regioni del mondo (IEA)

Un secondo ruolo fondamentale in questo processo di transizione dovrà essere coperto dallo sviluppo di infrastrutture di ricarica adeguate, che risulta essenziale per permettere la diffusione dei veicoli elettrici e il loro impiego su larga scala. La mancanza di una rete capillare di punti di ricarica, specialmente nelle aree rurali e meno sviluppate, rappresenta una delle principali barriere all'adozione di massa. Questo comporta la necessità di ingenti investimenti in infrastrutture pubbliche e private per garantire una copertura adeguata e tempi di ricarica accettabili.

Inoltre, una transizione equa e inclusiva verso la mobilità elettrica, sia a livello nazionale che globale, non può che dipendere dal successo dell'introduzione di veicoli elettrici accessibili in termini di spesa che deve affrontare il singolo proprietario.

Il costo iniziale dei veicoli elettrici è generalmente superiore a quello dei veicoli a combustione interna, principalmente a causa del costo delle batterie. Sebbene i costi operativi e di manutenzione siano inferiori, l'alto prezzo di acquisto rappresenta una barriera significativa per molti consumatori. Tuttavia, con l'avanzamento delle tecnologie e l'aumento della produzione (economia di scala), si prevede che i costi dei veicoli elettrici continueranno a diminuire nei prossimi anni.

Le politiche governative e gli incentivi fiscali giocano un ruolo cruciale nella promozione della mobilità elettrica. Molti paesi offrono sussidi per l'acquisto di veicoli elettrici, agevolazioni fiscali e incentivi per l'installazione di infrastrutture di ricarica. Tuttavia, è necessario un impegno continuo e coordinato a livello globale per superare le barriere economiche e infrastrutturali.

La mobilità elettrica rappresenta quindi una componente fondamentale di una strategia globale per la sostenibilità ambientale e la riduzione delle emissioni di gas serra. La transizione verso un sistema di trasporto elettrificato richiede un approccio integrato che coinvolga innovazioni tecnologiche, investimenti infrastrutturali e politiche di supporto. Nonostante le sfide attuali, i progressi tecnologici e l'aumento della consapevolezza ambientale offrono prospettive promettenti per un futuro più sostenibile e pulito.

1.2 Sistemi di ricarica

Un elemento cruciale per il successo della mobilità elettrica è la disponibilità di una rete di infrastrutture di ricarica efficiente e capillare. I sistemi di ricarica per i veicoli elettrici possono variare notevolmente in termini di potenza, tempi di ricarica e compatibilità con diversi modelli di veicoli. Le diverse esigenze degli utenti richiedono soluzioni di ricarica su misura, che si dividono principalmente in quattro categorie: ricariche domestiche, private, condominiali o aziendali, e pubbliche.

1.2.1 Ricariche Domestiche

La ricarica domestica è una delle soluzioni più comuni per i proprietari di veicoli elettrici, offrendo la comodità di ricaricare il veicolo durante le ore notturne o nei momenti di inattività. Le caratteristiche principali delle ricariche domestiche includono:

- Potenze: generalmente variano tra 3,7 kW e 7,4 kW, a seconda della capacità del sistema elettrico domestico e delle specifiche del caricatore.
- Tipologia di ricarica: normalmente avviene tramite caricabatterie AC (corrente alternata), che sono più economici e semplici da installare.
- Tempi di ricarica: possono variare dalle 6 alle 12 ore per una ricarica completa, rendendola ideale per la ricarica notturna.
- Esigenze degli utenti: convenienza e costi ridotti sono i principali vantaggi, con la possibilità di sfruttare le fasce orarie con tariffe elettriche più basse.

1.2.2 Ricariche Private

Le ricariche private sono soluzioni destinate a contesti privati ma non domestici, come aziende con flotte aziendali o privati con più veicoli elettrici. Queste ricariche presentano caratteristiche simili alle domestiche, ma con alcune differenze:

- Potenze: variano tipicamente tra 7,4 kW e 22 kW, a seconda delle necessità e della capacità del sistema elettrico aziendale.
- Tipologia di ricarica: principalmente tramite caricabatterie AC, con opzioni per ricariche DC rapide in contesti aziendali con esigenze di tempi di ricarica ridotti.
- Tempi di ricarica: da 3 a 8 ore, a seconda della potenza disponibile e della capacità della batteria del veicolo.
- Esigenze degli utenti: rapidità e flessibilità di ricarica, spesso combinata con la gestione centralizzata delle flotte.

1.2.3 Ricariche Condominiali o Aziendali

Le ricariche condominiali o aziendali rappresentano un'altra categoria importante, soprattutto nelle aree urbane ad alta densità abitativa. La gestione di queste ricariche deve tenere conto delle esigenze di più utenti:

- Potenze: solitamente tra 11 kW e 50 kW per garantire tempi di ricarica accettabili per più veicoli.
- Tipologia di ricarica: predominanza di caricabatterie AC, con alcuni punti di ricarica DC per esigenze specifiche.
- Tempi di ricarica: variano da 4 a 8 ore, con tempi di ricarica più brevi per i caricabatterie DC.
- Esigenze degli utenti: accesso condiviso e gestione equa della potenza disponibile, potenzialmente integrabili con sistemi di prenotazione e gestione dell'energia.

1.2.4 Ricariche Pubbliche

Le ricariche pubbliche sono cruciali per garantire la mobilità a lungo raggio e la flessibilità per i possessori di veicoli elettrici. Queste stazioni sono dislocate in aree strategiche come autostrade, centri commerciali, parcheggi pubblici e stazioni di servizio:

- Potenze: ampio spettro che va dai 22 kW ai 350 kW e oltre, con una prevalenza di caricabatterie rapidi DC per ridurre i tempi di ricarica.
- Tipologia di ricarica: principalmente DC per ricariche rapide, ma con la presenza di alcuni punti AC per soste più lunghe.
- Tempi di ricarica: dai 20-30 minuti per una ricarica rapida DC (fino all'80% della capacità della batteria) a diverse ore per le ricariche AC.
- Esigenze degli utenti: rapidità e convenienza, con la possibilità di ricaricare in brevi intervalli di tempo durante viaggi lunghi o soste brevi.

1.3 Gestione intelligente della ricarica

La diversità dei sistemi di ricarica e delle esigenze degli utenti richiede un approccio integrato e intelligente nella gestione delle infrastrutture. La sfida è garantire che la ricarica sia disponibile quando e dove necessario, minimizzando al contempo i costi e l'impatto sulla rete elettrica. Le tecnologie emergenti e gli algoritmi di gestione avanzati possono offrire soluzioni innovative per affrontare queste sfide, ottimizzando l'utilizzo delle risorse energetiche e migliorando l'esperienza dell'utente finale.

1.3.1 Bilanciamento dei carichi

Il bilanciamento dei carichi è una componente critica della gestione intelligente delle ricariche. La presenza di caricatori di diversa marca, taglia e protocolli di comunicazione differenti può complicare notevolmente il processo di gestione.

Un primo gradino da superare è dato quindi dal raggiungimento di una condizione di effettiva interoperabilità: la diversità dei sistemi di ricarica può creare problemi, rendendo difficile la comunicazione tra dispositivi e la gestione unificata. È necessario sviluppare protocolli di comunicazione standardizzati che permettano a tutte le stazioni di ricarica di funzionare in modo coerente e integrato.

La gestione del carico dinamico è una componente cruciale per ottimizzare l'efficienza energetica e garantire la stabilità della rete elettrica in un contesto di ricarica diffusa dei veicoli elettrici. Si parla quindi della capacità di monitorare e regolare continuamente la distribuzione della potenza tra diverse stazioni di ricarica e utenti in tempo reale, adattandosi alle variazioni della domanda di energia. Questo richiede un monitoraggio continuo dei flussi di energia, che può essere garantito solo da una fitta rete di sensori e sistemi di misurazione avanzati. Un ulteriore tema importante che si apre è dato dalla prioritizzazione del carico: in scenari in cui la domanda supera la capacità disponibile, i sistemi di gestione del carico dinamico possono assegnare priorità alla ricarica in base a criteri predefiniti, come il livello di urgenza della ricarica, le tariffe energetiche in vigore o le politiche di incentivazione.

1.3.2 Servizi ancillari alla rete

I servizi ancillari sono essenziali per mantenere la stabilità e l'efficienza della rete elettrica, e la gestione intelligente delle ricariche può contribuire in modo significativo a questi servizi: fanno parte di questi servizi di *demand response* come ad esempio *load shifting* e il *peak reduction*.

Per poter partecipare in maniera sempre più efficace a questi servizi, alcuni sistemi di ricarica (in particolari i connettori utilizzati) e i veicoli coinvolti, presentano la possibilità di operare in modalità *Vehicle-to-Grid* (V2G). La tecnologia V2G consente ai veicoli elettrici di restituire energia alla rete elettrica. Durante i periodi in cui si presentano importanti picchi della domanda energetica, che la rete elettrica deve cercare di sopperire in maniera adeguata, i veicoli possono immettere energia nella rete, contribuendo a stabilizzarla e a ridurre la necessità di far intervenire gli impianti tradizionali adibiti alla produzione di picco, inoltre con un tempo di risposta decisamente inferiore.

I sistemi di ricarica intelligente possono quindi ricevere segnali dalla rete elettrica, più o meno mascherati, che indicano la richiesta verso gli utenti finali di adattare la propria domanda, ad esempio tramite le variazioni nei prezzi dell'energia. Questi segnali possono essere utilizzati per adattare dinamicamente i profili di ricarica,

riducendo la domanda durante i periodi di picco e sfruttando i periodi di bassa domanda.

Infine, utilizzare dati storici e in tempo reale per prevedere la domanda energetica locale può offrire maggiore flessibilità alla rete. I sistemi di gestione locale possono così anticipare i picchi di domanda e prepararsi in anticipo, carico o scaricando opportunamente le batterie che si hanno a disposizione come dei sistemi distribuiti di *storage* elettrico, migliorando l'efficienza e la resilienza della rete.

1.3.3 Minimizzazione dei costi

La minimizzazione dei costi è un altro obiettivo fondamentale nella gestione intelligente delle ricariche. Questo può includere da un lato la riduzione dei costi energetici per gli utenti, dall'altro il contenimento dei costi operativi per i gestori delle infrastrutture.

Sfruttare le tariffe energetiche variabili è essenziale per ridurre i costi di ricarica. I sistemi di ricarica intelligente possono quindi programmare la ricarica dei veicoli durante i periodi di bassa domanda energetica (a livello di sistema elettrico nazionale), quando le tariffe sono più basse, massimizzando così il risparmio.

Inoltre, utilizzare fonti di energia rinnovabile (FER), come l'energia solare ed eolica, può ridurre ulteriormente i costi operativi necessari per erogare il servizio di ricarica. I sistemi di gestione possono essere programmati per dare priorità all'uso di energia prodotta localmente da un impianto FER, contribuendo anche a ridurre l'impatto ambientale (e.g. *carbon footprint*). Infine, implementare tecnologie avanzate di gestione energetica e manutenzione predittiva può ridurre i costi operativi. Questi sistemi possono identificare e risolvere potenziali problemi prima che diventino guasti costosi, migliorando l'affidabilità e l'efficienza delle infrastrutture.

1.4 Obiettivo della tesi

L'obiettivo si ha nel presente lavoro verte allo sviluppo di un sistema di gestione dei punti di ricarica (*Charging Point Management System*, CPMS). L'ambizione di questo studio, in particolare, è quella di realizzare un programma in grado di lavorare su un sistema eterogeneo di punti di ricarica (sia in termini di marca sia in termini di taglia e tecnologia). Un'altra peculiarità del programma che si vuole realizzare risiede nella capacità di poter gestire le singole colonnine in modo che non siano legate intrinsecamente ad un solo veicolo elettrico, bensì ammettendo una logica in cui ogni *wallbox* può interagire nell'orizzonte di tempo di lavoro previsto con più vetture, ognuna con le sue specifiche tecniche e comportamentali. Il progetto punta quindi all'ottenimento di un orchestratore in grado di scegliere i valori di *setpoint* di potenza per le varie *wallbox* presenti nel caso in esame,

in maniera da minimizzare i costi operativi richiesti per il soddisfacimento delle ricariche, pur garantendo e controllando il rispetto dei vincoli di sistema e di rete presenti. Nell'applicazione in campo di un simile sistema di gestione, si prevede un funzionamento continuativo dell'algoritmo, che a seguito di una lettura dal campo di varie grandezze di interesse in input, deve essere in grado di aggiustare in tempo reale la traiettoria calcolata per le ricariche, ricalcolata in maniera ciclica (ogni 5 minuti) e dalla quale vengono estratti i primi valori di potenza da allocare come azione di comando sul campo per i vari caricatori presenti.

Capitolo 2

Revisione della letteratura

La prima fase del lavoro si è focalizzata su un'approfondita revisione della letteratura scientifica in materia di gestione intelligente di una stazione di ricarica per EV.

Per quanto l'argomento di studio risulti piuttosto giovane, esiste già un'ampia gamma di articoli scientifici che riportano studi in fase più o meno avanzata su questo ambito. Dall'indagine che è stata condotta, però, emerge in maniera evidente come i lavori individuati riportino casistiche molto variegata tra di loro, sotto diversi aspetti:

- differenti logiche di gestione della stazione di ricarica: utenti con priorità diverse, gestione completamente democratica, etc.;
- presenza o meno di impianti per la generazione locale da fonti rinnovabili che possono essere presi in considerazione per la gestione ottimizzata delle ricariche;
- soddisfacimento più o meno stringente del servizio di ricarica offerto agli utenti finali;
- presenza o meno di carichi elettrici paralleli a quelli costituiti dai veicoli, come la presenza di edifici, che possono essere presi in considerazione per la gestione ottimizzata delle ricariche;
- presenza o meno della tecnologia V2G per offrire massima flessibilità al sistema di gestione.
- differenti obiettivi delineati per il sistema di gestione intelligente: minimizzazione dei costi, massimizzazione dell'energia auto-consumata, etc..

Sono quindi passati in rassegna nel dettaglio gli articoli che hanno presentato una maggiore attinenza con lo studio che ci si è prefissati di condurre in questa tesi.

L'obiettivo principale è stato quello di individuare e fare un censimento di tutte le grandezze prese in considerazione da altri lavori per la definizione del problema di gestione di intelligente, eseguendo un lavoro di *benchmarking*.

Ciò che accomuna tutti questi studi è la definizione di una certa funzione obiettivo, ovvero un'espressione matematica che lega diverse variabili tra di loro, la quale deve essere minimizzata o massimizzata. Per fare ciò, deve essere calcolato il valore delle variabili che rappresentano i gradi di libertà del sistema e quindi le incognite finali del problema, per fare sì che la funzione obiettivo raggiunga un minimo o massimo globale. Oltre alla definizione delle varie equazioni costitutive che legano le variabili in gioco nel problema, devono essere posti degli opportuni vincoli che vadano a restringere il dominio, così da rispettare alcuni limiti tecnici imposti dallo stesso caso studio (ad esempio per la potenza prelevata da rete che non deve superare il limite contrattuale con il fornitore).

In un articolo scientifico pubblicato da ricercatori dell'Università della California [2], è stato studiato un algoritmo per la carica intelligente in *real-time* per veicoli elettrici in un parcheggio annesso a luogo di lavoro, con l'obiettivo di minimizzare il costo dovuto alla richiesta delle ricariche, al contempo assicurando che i possessori degli EV ricevano livelli di ricarica adeguati. La peculiarità di questo studio risiede nell'aver considerato un algoritmo che è totalmente agnostico sia dello stato di carica degli EV, sia del tempo di disconnessione di quest'ultimi. Per tenere conto di queste variabili di influenza, viene proposto un sistema in grado ad ogni istante di simulazione di generare dei possibili scenari sulla base dei quali effettua lo *scheduling* delle ricariche. Per quanto riguarda la costruzione dei modelli di previsione per i futuri arrivi di EVs, nello studio sono stati sfruttati ampi *dataset* sugli orari di arrivo e partenza da un parcheggio che è stato preso come oggetto studio.

In un altro articolo, proposto a breve distanza di tempo dagli stessi ricercatori [3], è stato realizzato un *framework* di ottimizzazione online personalizzabile per la ricarica intelligente. Il principale contributo di questo lavoro è stato quello di definire una strategia prontamente impiegabile e modulabile per un'ampia gamma di infrastrutture, obiettivi e vincoli. Inoltre, il contesto proposto può essere facilmente modificato per operare con o senza input da parte degli utenti riguardo i quantitativi di energia richiesta e l'ora di disconnessione degli EV. Questo risulta un aspetto di particolare interesse in quanto rende tale sistema in grado di gestire sia caricatori standard con comunicazione a una via (tipici caricatori AC con connettore combo), sia caricatori di nuova generazione con comunicazione a due vie (caricatori DC dotati di connettore CHAdeMO).

Un lavoro presentato dall'Università di Agder in Norvegia [4] analizza un algoritmo in grado di massimizzare il profitto operativo di una *charging station*, garantendo comunque il rispetto dei vincoli forzati dalla rete elettrica. Per cui si tratta anche in questo di un'ottimizzazione di carattere strettamente economico. L'altro grande obiettivo del lavoro è stato quello di garantire un coefficiente di

utilizzazione della stazione di ricarica sempre sopra il 90%. La caratteristica distintiva di questo studio è stata proporre un'etichettatura sulla base della tipologia di utenti, che sono stati distinti in *slow charging users* (SCU) e *fast charging users* (FCU). I primi vengono considerati con una certa priorità d'accordo, in quanto il loro ingresso e attacco alla rete viene programmato già dal giorno prima; i secondi possono all'occorrenza utilizzare i punti di ricarica che non sono già occupati dagli altri utenti prioritari. Per gli utenti SCU viene garantito uno stato di carica (*State of Charge*, SoC) minimo alla fine del periodo di permanenza, avendo infatti già comunicato il proprio orario di arrivo e ripartenza dalla *charging station* (CS), quest'ultimi opereranno come input per il problema.

In un lavoro di ricerca proposto dall'università di Yildiz in Turchia [5], si è considerato un contesto di lavoro in cui vengono presi in esame sia la funzionalità V2G per i veicoli della flotta, sia la presenza di generazione di energia da RES locali. Nel dettaglio, in questo studio è stato indagato il *comfort* degli EVs partecipanti ai servizi ancillari per la rete, inteso come il grado di soddisfacimento relativo al tempo di partenza dal parcheggio, e i costi per l'operatore dell'EV *parking lot* (EVPL). Inoltre, viene anche esaminato l'effetto del modello proposto sui flussi di potenza, le tensioni nodali e le perdite sulle linee.

Un lavoro condotto da un *team* di ricercatori dell'Università di Genova [6] approfondisce l'analisi sulla ricarica intelligente, applicata ad un parcheggio di dominio pubblico, caratterizzato da impianti di generazione da rinnovabili, sistemi di stoccaggio stazionari e diverse tipologie di colonnina di ricarica, sia tradizionali sia V2G. Il sistema di gestione ha come obiettivo primario quello di soddisfare la domande degli EVs senza ritardi, evidenziando come le colonnine che possono essere impiegati in V2G riescano a ridurre la quantità di energia acquistata dalla rete durante il giorno.

In India [7], è stato condotto uno studio in cui il problema è formulato come una funzione obiettivo che minimizza il prezzo totale delle ricariche e il rapporto tra picco-media per del profilo di assorbimento di potenza dalla rete.

Infine, l'ultimo articolo rilevante che si è esaminato è stato pubblicato da alcuni ricercatori dell'Università di Hohai in Cina [8]. In questo lavoro, una strategia di programmazione ottimale è stata proposta per i veicoli elettrici in carica da una stazione con sistema PV connesso alla rete. Questa strategia è stata costruita per determinare la carica dei veicoli sulla base della curva di generazione PV, l'arrivo e le partenze delle vetture, l'energia richiesta dai singoli EV e il SoC delle batterie dei veicoli. L'obiettivo posto è quello di incrementare il più possibile l'autoconsumo di energia, pur sempre garantendo che i veicoli al momento della disconnessione abbiano l'energia per affrontare i propri tragitti.

In seguito ad avere analizzato gli articoli selezionati, che sono risultati di maggiore interesse, si è proceduto alla realizzazione di una tabella guida per un censimento di tutte le grandezze considerabili nella definizione di una funzione obiettivo da

minimizzare nella risoluzione di un problema di gestione ottimizzata. Queste sono state quindi riportate in Tabella 2.2: procedendo con ordine, lungo le colonne sono state sintetizzate informazioni sulla reperibilità delle grandezze, infine sono stati riportati gli articoli citati in precedenza in cui sono state considerate le singole grandezze e che sono state riportati in sintesi ed etichettati nella Tabella 2.1. Da notare come in Tabella 2.2 la voce relativa alla disponibilità in tempo reale del SoC del veicolo elettrico, è stata contrassegnata con un asterisco, in quanto tale informazione nella realtà non è sempre disponibile da una lettura esterna di una *wallbox* ad esempio, infatti solo colonnine DC possono fornire questo dato in qualsiasi istante.

Titolo	Anno	Paese	N. riferimento
Real-Time Electric Vehicle Smart Charging at Workplaces: A Real-World Case Study	2022	USA	1
A Deployable Online Optimization Framework for EV Smart Charging with Real-World Test Cases	2022	USA	2
Priority Based Coordinated Electric Vehicle Charging System for Heterogeneous Traffic	2020	Norway	3
Multi-Objective EV Charging and Comfort Management Considering V2G Functionality and Distribution System Constraints	2023	Turkey	4
Optimal control of electric vehicles charging in a smart parking	2022	Italy	5
EV Charging Stations With a Provision of V2G and Voltage Support in a Distribution Network	2020	India	6
Optimal Energy Scheduling Strategy for Smart Charging of Electric Vehicles from Grid-Connected Photovoltaic System	2021	China	7

Tabella 2.1: Tabella riepilogo articoli scientifici di maggiore interesse

Come secondo *step* sono stati invece catalogati i vincoli potenzialmente imponibili per un problema di gestione così come presentato, all'interno della Tabella 2.3.

	REPERIBILITA' PARAMETRO			ARTICOLI
	Disponibile in real-time	Disponibile in anticipo	Predicibile	N°
SoC EV	*		X	1,2,3,4,5,6,7
Expected SoC at departure time		X		3,4,5,6,7
EV energy demand		X	X	2,6
EV battery capacity	X		X	3,4,5,6,7
Energy received/given from EV	X			1,2
EV charging/discharge efficiency	X	X		3,5,6,7
Discharging rate EV	X			4,6
Charging rate EV	X			3, 4, 5, 6, 7
Departure time		X	X	1,2,3,6,7
Arrival time		X	X	1,2,3,6,7
Slow charger user		X		3
Fast charger user		X		3
Charging fees for users	X			2
Cost of energy from the grid	X			1,2,4,5,6
Monthly peak demand fee	X			1,2
Demand response to the grid	X			5
Peak-load ratio	X			6
Deviation of nodal voltage	X			4,6
Power loss in charging station sub-grid		X		4,6
non-EV demand profile	X		X	3,5
Building energy demand	X		X	
RES production	X		X	5,7
SoC stationary storage	X			5
Power from/to stationary storage	X			5
Stationary storage capacity		X		5
Charging/discharging efficiency of stationary storage	X	X		5

Tabella 2.2: Tabella riepilogo grandezze potenzialmente integrabili in una funzione obiettivo da minimizzare per ottimizzare il processo di ricarica di una charging station

	REPERIBILITA' PARAMETRO			ARTICOLI
	Disponibile in real-time	Disponibile in anticipo	Predicibile	N°
Taglia trasformatore		X		1, 2, 6
Scostamento di tensione limite al nodo		X		6
Limite sul flusso di potenza linee		X		5, 6
Limite di potenza impegnata contrattuale		X		
Limite di potenza charging station		X		2, 5
Limite potenza massima scambiabile dal veicolo elettrico		X		5

Tabella 2.3: Tabella riepilogo grandezze potenzialmente integrabili nei vincoli per un problema di ottimizzazione nel processo di ricarica di una charging station

Capitolo 3

Definizione del caso studio

3.1 Scelta perimetro di lavoro

Nel Capitolo 1 si sono presentate le varie possibili casistiche di sistemi di ricarica in cui ci si può imbattere. Nella presente sezione del lavoro, ci si è concentrati a definire un caso studio realistico che ha fornito il perimetro di base per l'applicazione dell'orchestratore che verrà sviluppato in seguito. Nell'ottica di generare uno scenario di gestione il più variegato e sfidante possibile, si è scelto di far ricadere la scelta su un sistema di ricarica in un parcheggio aziendale. In questo contesto la stazione di trasformazione MT/BT (privata) che alimenta la sottorete elettrica del parcheggio, fornisce energia elettrica anche ad un edificio ad uso uffici adiacente che rappresenta la sede fisica dell'azienda alla quale è annesso il parcheggio. Allo stesso nodo della rete elettrica, concorre anche la presenza di un impianto di produzione locale di energia rinnovabile, tramite un'infrastruttura di pensiline fotovoltaiche dislocate nel parcheggio stesso e a copertura di alcuni posti auto.

3.1.1 Parcheggio e sistema di ricarica

Volendo prendere come riferimento un esempio esistente, almeno nelle dimensioni, nella forma e nella capacità di accoglienza per le vetture, si è scelto di guardare al parcheggio adiacente all'edificio dell'*Energy Center* di Torino, di cui si riporta un'immagine satellitare presa da Google Maps in Figura 3.1.

Il parcheggio del caso studio si assume essere in grado di ospitare un parco auto di 60 veicoli in totale. Considerando una quota di EV del 20%, che può essere una percentuale realistica odierna, si deve prevedere mediamente (in condizioni occupazione massima dei posti auto) la presenza contemporanea al più di 12 veicoli elettrici. Partendo da queste ipotesi si è scelto di considerare un sistema di ricarica composto da 12 postazioni singole, equamente distribuite lungo la planimetria del

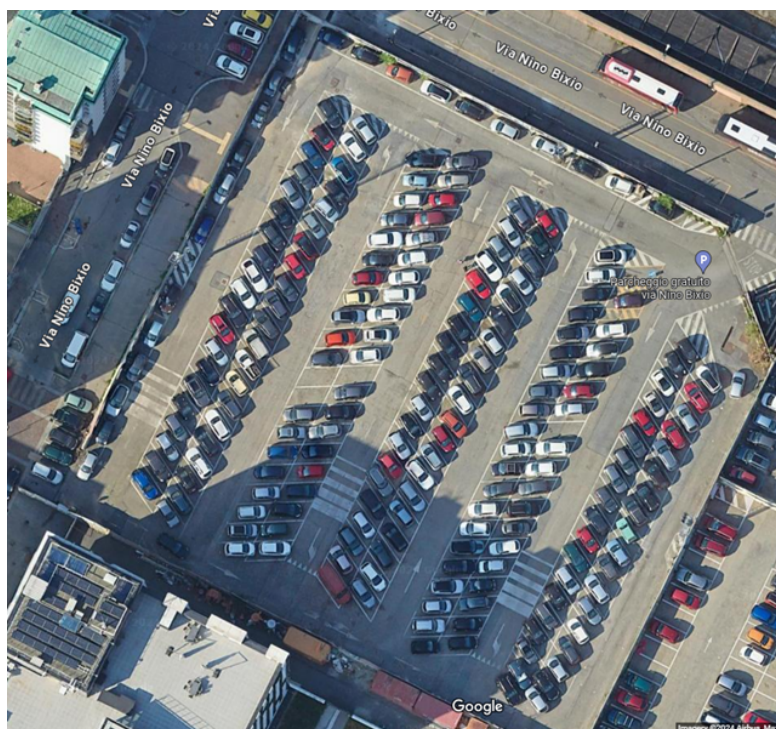


Figura 3.1: Immagine satellitare del parcheggio retrostante l’edificio dell’EC (Google Maps)

parcheggio. Una schema stilizzato che presenta la distribuzione orizzontale della sotto-rete elettrica che alimenta questa *charging station* è mostrato in Figura 3.2

Si sono, inoltre, ipotizzate le tipologie di colonnine di ricarica coinvolte in questo caso studio, distinguendo il totale in due gruppi:

- 10 *charging points* di tipo AC, che ricaricano alla potenza massima di 22 kW;
- 2 *charging points* di tipo DC, che ricaricano alla potenza massima di 50 kW.

3.1.2 Parco automobilistico

Come seconda fase per la definizione del perimetro di studio, sono state fatte delle opportune ipotesi sui modelli di veicoli elettrici che sono coinvolti nella giornata tipo per il parcheggio in esame. Si è condotta una breve analisi di mercato per stilare una classifica degli EV più venduti in Italia nell’arco dell’anno 2023 [9]. Sono stati poi analizzate le principali caratteristiche tecniche di queste vetture, che risulteranno dei parametri di input fondamentali da conoscere nella formulazione del problema da risolvere da parte dell’ottimizzatore [10].

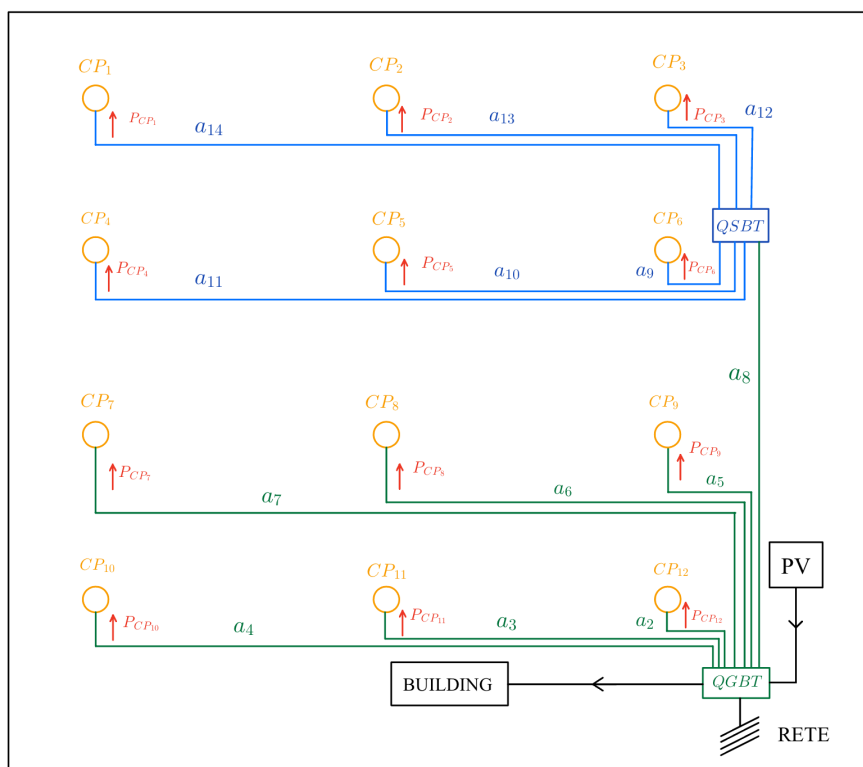


Figura 3.2: Schema di massima della distribuzione planimetrica dei punti di ricarica nel parcheggio studio e dell'alimentazione elettrica

In Tabella 3.1 sono riportati i 5 modelli di EV scelti per lo scenario di riferimento ipotizzato, con le informazioni principali.

Tabella 3.1: Tabella di riepilogo delle caratteristiche elettriche per i veicoli in gioco nel caso studio

Marca	Modello	Tipo	Batteria	Connettore	Ricarica	AC	DC
Tesla	Model Y	BEV	75 kWh	CCS Combo2	Modo 2/3/4	11 kW	250 kW
Tesla	Model 3	BEV	75 kWh	CCS Combo2	Modo 2/3/4	11 kW	250 kW
Fiat	500	BEV	42 kWh	CCS Combo2	Modo 2/3/4	11 kW	85 kW
Audi	Q3	PHEV	13 kWh	Tipo 2	Modo 2/3	3.6 kW	-
Dacia	Spring	BEV	26.8 kWh	CCS Combo2	Modo 2/3/4	7.4 kW	30 kW

3.1.3 Tipologia di utenti

In questo tipo di contesto, risulta importante valutare nel dettaglio la tipologia di utenti che si possono trovare ad interagire con tale sistema. In un tale contesto di lavoro, si possono andare a distinguere tre tipologie di guidatori di EV che potenzialmente possono lasciare il proprio veicolo connesso alla *charging station*:

1. lavoratori fissi: questi seguono un orario d'ufficio tipico, per cui il loro tempo di residenza risulta essere piuttosto lungo e prevedibile quasi con esattezza;
2. trasfertisti: sostano per periodi relativamente lunghi, ma seguono degli orari molto più casuali, dettati dalle specifiche esigenze lavorative della giornata che li porta a spostarsi da una sede di lavoro a un'altra;
3. ospiti: questi risultano degli utenti con priorità di ricarica, visto un periodo di sosta con il veicolo tipicamente breve.

Per poter dare in input all'algoritmo di gestione intelligente per le ricariche dei dati concreti, si sono fatte delle ipotesi puntuali in merito agli effettivi orari di arrivo e partenza dei vari veicoli elettrici e sullo *state of charge* (SoC) delle batterie al momento dell'arrivo nel parcheggio. Un riepilogo di questi *input* al problema è mostrato in Tabella 3.2.

Utenti	n°	SoC di arrivo	Arrivo	Partenza
Ufficio	1-2-3-4-5-6	0.4	9 a.m.	6 p.m.
Trasfertisti	1	0.2	2 p.m.	5 p.m.
	2		10 a.m.	3 p.m.
	3		8:30 a.m.	1 p.m.
Ospiti	1	0.5	11 a.m.	12 p.m.
	2		4 p.m.	5 p.m.

Tabella 3.2: Tabella informativa sul comportamento degli utenti del parcheggio

3.2 Carico elettrico edificio

In merito alla definizione del carico elettrico dell'edificio ad uso uffici del caso studio, si è cercato di costruire un profilo che possa costituire un riferimento realistico per il caso in esame.

Il carico di picco richiesto dall'edificio può essere ipotizzato partendo da coefficienti specifici di potenza, e considerando il caso di un edificio ad uso uffici si può considerare come valore sensato $70 VA/m^2$, come ricavabile dalla Figura 3.3, estratta da un manuale di impianti elettrici [11].

Tipo di attività	Potenza specifica [VA/m ²]
Cartiera	120
Industria tessile	100
Industria elettronica	90
Officina meccanica	80
Falegnameria	70
Uffici	70
Scuole	50
Ospedali	60
Alberghi	80
Abitazioni	40

Figura 3.3: Tabella di potenze specifiche [VA/m²] ipotizzabili in funzione del tipo di destinazione d'uso per lo stabilimento in esame

Considerando un edificio come l'*Energy Center*, per avere un riferimento, si può ipotizzare una superficie totale di circa 5400 m²: moltiplicandola per la potenza specifica ottenuta in precedenza si ottiene che l'impianto elettrico dovrà essere dimensionato per soddisfare una potenza convenzionale di 378 kVA. Facendo inoltre una stima sul fattore di potenza che ha l'aggregato di carichi elettrici relativi all'edificio, si può considerare un valore pari a 0,95, tenendo anche presente gli aspetti legati alla quota ammissibile di potenza reattiva prelevabile da rete. In questo modo si ottiene una potenza attiva convenzionale di 360 kW: questo valore risulterà poi fondamentale nel paragrafo 3.4, in cui verrà dimensionato il sistema elettrico, compreso il trasformatore MT/BT.

Trovata quindi la potenza di picco convenzionale a cui si farà riferimento, bisogna profilare opportunamente il carico in termini di andamento nell'arco di una giornata tipo, così da ottenere la serie temporale di dati necessari come *input* all'algoritmo per la gestione intelligente dei flussi di ricarica. A tal fine, sono stati considerati i dati di monitoraggio dei consumi elettrici, a livello di *meter*, per l'EC e a partire da questi si è considerato un profilo di carico tipico, prendendo come esempio il giorno 26 Aprile. Estrapolati quindi i dati di potenza assorbita (con un *timestep* di 1 minuto) è stato condotto un processo di *data re-scaling* seguendo i seguenti passaggi:

1. individuazione del massimo valore raggiunto durante l'arco di tempo giornaliero, che è risultato pari a 667,38 kW per il giorno considerato;

2. *data normalization*, in cui si è andato a dividere i valori di potenza assorbita per ogni *timestep* per il valore massimo giornaliero trovato, ottenendo quindi una serie valori numerici così compresi tra 0 e 1, che sono rappresentativi della *shape* del profilo di carico;
3. *scaling* della serie temporale di dati ottenuti sul valore di valore di potenza convenzionale precedentemente ipotizzato per l'edificio appartenente al caso studio in esame; in particolare si è scelto di scalare il profilo di carico moltiplicando ogni valore temporale per il 70% del valore di potenza calcolata da progetto, così da ammettere la condizione tipica di lavoro in cui solitamente non vengono raggiunti i valori di potenza massima ammissibile dal sistema elettrico dimensionato.

In questo modo si è ricavato un andamento temporale dell'assorbimento di potenza attiva da parte dell'edificio, mostrato in Figura 3.4.

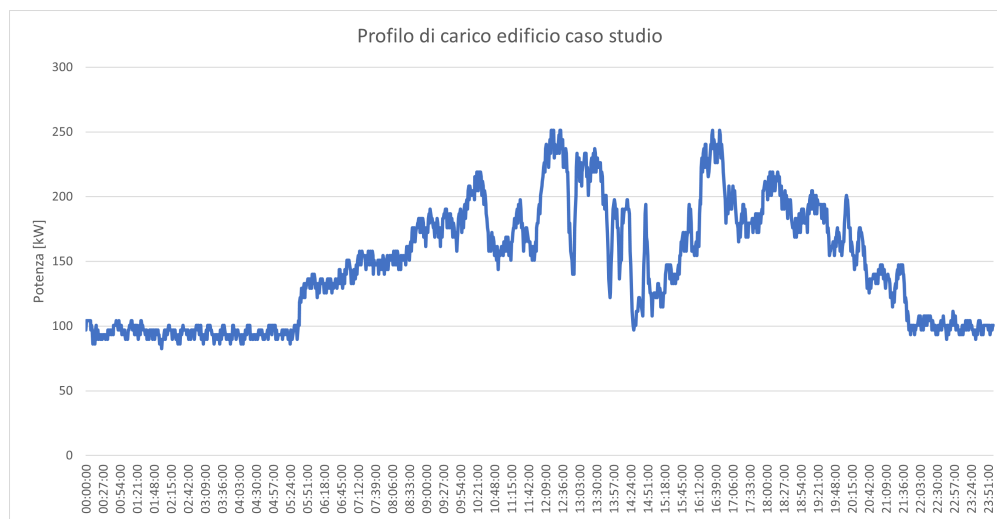


Figura 3.4: Profilo di carico elettrico edificio caso studio

3.3 Impianto PV

Come già accennato nel paragrafo 3.1, il caso studio realistico su cui si vuole lavorare, presenta anche un impianto di produzione da fotovoltaico: questo è costituito da 12 pensiline ricoperte di moduli PV per la generazione di energia elettrica, ognuna posta in corrispondenza dei posteggi auto associati ai *charging points* distribuiti nel parcheggio.

Il primo obiettivo posto è stato quello andare a calcolare la potenza di picco producibile da tale sistema di generazione locale. Al tal fine, si è partiti dal considerare una superficie tipica a disposizione di un singolo posto auto, per cui si è considerata un'area rettangolare di dimensioni 6 x 3.5 metri, da cui una superficie totale disponibile, considerando le 12 pensiline, di 252 m^2 . A questo punto, considerando una resa fotovoltaica tipica di 220 W_p/m^2 [12], si arriva a una produzione di picco pari a 55 kW_p per l'impianto complessivo.

Questa potenza prodotta dal sistema di generazione locale è direttamente collegata al quadro generale di bassa tensione della rete privata (QGBT); si può quindi fare in modo di massimizzare l'autoconsumo da PV, nei momenti della giornata in cui è presente e c'è un'adeguata domanda lato veicoli, per cui si può consumare direttamente questa energia invece di prelevarla dalla rete elettrica acquistandola.

Si è poi ricavato l'andamento tipico a campana di quella che può essere la produzione da parte dell'impianto fotovoltaico durante l'arco di una giornata soleggiata. Per fare ciò sono state sfruttate delle formule empiriche note per il calcolo dell'angolo di elevazione del sole [13] e quindi dell'irradianza solare, da cui ricavare la potenza teorica producibile scalata sulla taglia di picco dell'impianto. In primis, si è ipotizzato che l'area parcheggio considerata ha le stesse coordinate geografiche dell'EC (per continuare a fare delle scelte coerenti al medesimo riferimento), che corrispondono a 45°04'02.0"N 7°39'23.9"E. L'angolo di elevazione del sole è inoltre funzione del giorno dell'anno preso in esame; volendo quindi rimanere coerenti con le ipotesi fatte in precedenza nel ricavare le curve di domanda energetica dell'edificio, è stata considerata una giornata primaverile, corrispondente proprio al 26 Aprile. Essendo considerata una giornata senza il passaggio di nuvole in grado di ridurre la produzione di energia da parte dei moduli, l'andamento segue esattamente una tipica curva a campana, come mostrata dalla Figura 3.5.

3.4 Dimensionamento rete elettrica parcheggio

Nel presente paragrafo verrà discusso il processo di progettazione di massima dell'impianto elettrico per il caso preso in esame: sulla base dei dati di *input* forniti fino ad ora, lo schema elettrico a cui si farà riferimento è mostrato in Figura 3.6. Sono messi in evidenza i nodi della rete (14) e i rami che li collegano (14). Per ogni nodo si hanno dei carichi elettrici direttamente connessi oppure collegamenti tramite rami ad altri nodi a valle del sistema di alimentazione.

Per ogni ramo presente, di cui sono note le lunghezze da percorrere, vanno dimensionati i cavi per soddisfare il passaggio della corrente necessari per gli utilizzatori e a monte dell'intera distribuzione in BT va scelto il trasformatore MT/BT che preleva e abbassa il livello il tensione dell'energia dalla rete.

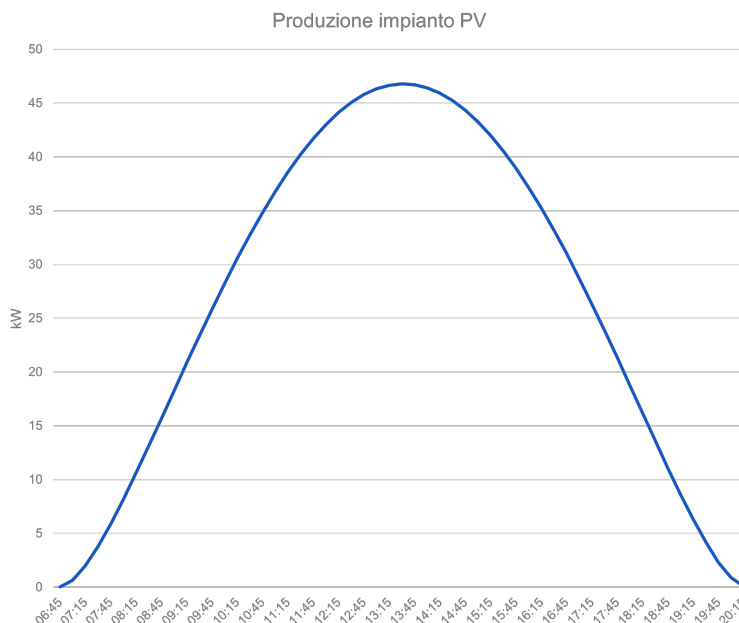


Figura 3.5: Curva di producibilità teorica dell'impianto fotovoltaico da 55 kWp nella giornata del 26 Aprile

3.4.1 Scelta del trasformatore

Come primo *step* di questa fase, si è dovuto dimensionare il trasformatore MT/BT: questo è collocato nella cabina di trasformazione privata dell'azienda e deve essere in grado di alimentare la moltitudine di carichi elettrici presenti a valle. A questo scopo, si è proceduto ad una analisi di caratterizzazione dell'utilizzatore finale, costituito da un aggregato di utenze. In generale, la potenza assorbita da un utilizzatore è funzione di due tipologie di fattori:

- fattori endogeni: sono quelli che riguardano le caratteristiche costruttive proprie dell'utilizzatore (riguarda in pratica la potenza nominale);
- fattori esogeni: sono quelli legati alle azioni di comando, controllo e in generale alla variazione delle grandezze esterne che influenzano direttamente la potenza assorbita.

Quindi, la sovrapposizione dei fattori endogeni ed esogeni determina il comportamento dell'utilizzatore in termini di potenza impegnata. In generale, si definisce quindi "diagramma di carico" l'andamento della potenza attiva istantanea assorbita da un utilizzatore in un determinato intervallo di tempo. Questo può essere ricavato agevolmente a livello di *meter* per un sistema elettrico già esistente, ma in fase di progettazione bisogna andare a caratterizzare l'utilizzatore andando a determinare

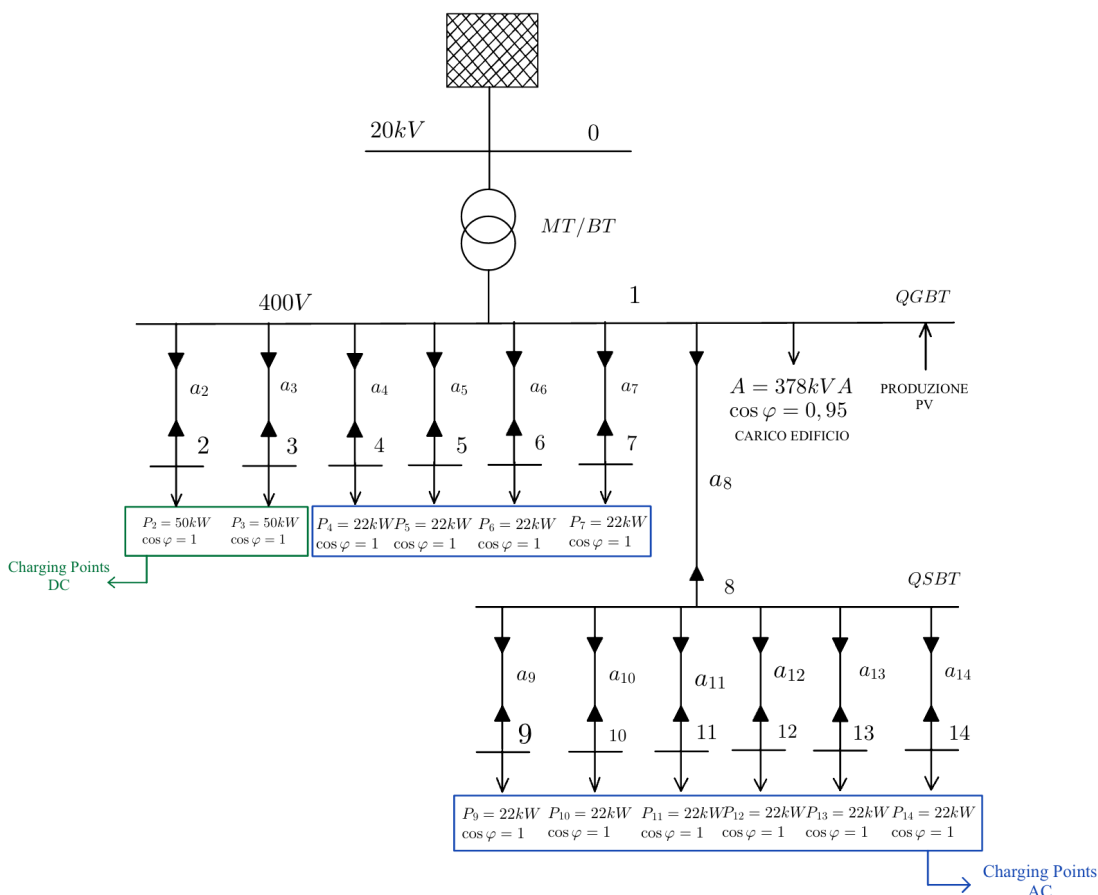


Figura 3.6: Schema elettrico impianto BT

la potenza in ogni sezione d’impianto sia in termini di potenza media che massima. La potenza di una certa sezione dipende dall’insieme degli utilizzatori alimentati a valle della sezione stessa. Si procede quindi così all’aggregazione dei diagrammi di carico di tutti gli utilizzatori collocati a valle della sezione considerata.

In generale, è bene introdurre a questo scopo due fattori di uso comune per la caratterizzazione di utilizzatori.

- fattore di utilizzazione (F_u) di un apparecchio, per cui si intende il rapporto tra la potenza che si prevede l’apparecchio utilizzatore debba assorbire nell’esercizio ordinario e la massima potenza che lo stesso utilizzatore potrebbe assorbire;
- fattore di contemporaneità (K_c), per cui si intende il fattore che, applicato alla somma delle potenze prelevate dai singoli apparecchi utilizzatori, fornisce la potenza da prendere in considerazione per il dimensionamento dei circuiti.

Si vuole quindi determinare il valore di carico convenzionale (o di progetto), ovvero il carico di riferimento per il dimensionamento dei componenti di un impianto: nel nostro caso ci concentreremo sul trasformatore e la sezione dei conduttori utilizzate nella rete; entrambi determinano le perdite di energia per effetto Joule e le cadute di tensione lungo le linee che si verificheranno in esercizio. I carichi convenzionali si possono determinare con due approcci:

- censimento dei carichi: consiste nella determinazione della potenza convenzionale di una parte di impianto (cabina, trasformatore, quadro, etc..) attraverso l'elencazione di tutti i carichi sottesi e la loro composizione tenendo in conto opportuni valori di fattori di utilizzazione e di contemporaneità (precedentemente introdotti);
- coefficiente specifici di potenza: determinazione della potenza convenzionale di una parte di impianto attraverso l'impiego di coefficienti specifici di potenza (e.g. W/m^2 , W/m^3 , etc..) da moltiplicare per le opportune grandezze che individuano la dimensionalità della parte di impianto considerata.

Il secondo approccio è stato seguito per individuare il carico convenzionale dell'edificio, così come è stato presentato nel paragrafo 3.2. Il primo approccio è stato invece adottato per l'individuazione del sotto-carico costituito dal complesso dei sistemi di ricarica. In questo caso, infatti, si sono fatte delle ipotesi puntuali sul numero e la taglia delle colonnine di ricarica, per cui si è potuto seguire un censimento esatto dei carichi. In primis, bisogna considerare per questo tipo di carichi un fattore di utilizzazione F_u unitario, in quanto si prevede che possano lavorare a potenze prossime al proprio valore nominale anche nell'ordinario esercizio. Mentre, per quanto riguarda il fattore di contemporaneità K_c , si ragiona sui sotto-quadri presenti del sistema ideato. Facendo sempre riferimento allo schema proposto in Figura 3.2, si può individuare individuare un quadro, da cui sono alimentati 4 sotto-quadri:

- uno relativo alla prima parte della sotto-rete del parcheggio, di cui fanno parte colonnina DC e AC;
- uno relativo alla seconda parte della sotto-rete del parcheggio, di cui fanno parte solo colonnine AC;
- uno a servizio dell'edificio a uso uffici;
- uno che collega la sezione di impianto relativa ai moduli fotovoltaici.

uno relativo alla prima parte della sotto-rete del parcheggio di cui fanno parte colonnina DC e AC, uno relativo

Evidentemente, ai fini del dimensionamento dell'impianto, non verrà considerata la sezione del PV, in quanto si devono considerare le condizioni più critiche di

richiesta dalla rete. Per i due sotto-quadri a servizio delle colonnine di ricarica, sono stati considerati dei fattori di contemporaneità pari a 0,8, con i quali si vanno ad aggregare i singoli carichi presenti a valle.

Risalendo sempre più a monte, come fattore K_c per tra i vari sotto-quadri si è preso un valori di 0,9: moltiplicando questo per la somma delle potenze utilizzate a valle dell'impianto, si è ottenuto un carico convenzionale complessivo di 570,6 kVA. Uno schema di riepilogo è mostrato in Figura 3.7.

		$S_{utilizzata}[kVA]$	K_c	$S_{utilizzata}[kVA]$	K_c
Edificio		378	–		$QGBT$
Rete CP AC	CP_1	22	0,8	105,6	0,9
	CP_2	22			
	CP_3	22			
	CP_4	22			
	CP_5	22			
	CP_6	22			
Rete CP AC-DC	CP_7	22	0,8	150,4	0,9
	CP_8	22			
	CP_9	22			
	CP_{10}	22			
	CP_{11}	50			
	CP_{12}	50			

Figura 3.7: Schema di aggregazione dei sotto-carichi al fine di calcolare la potenza convenzionale per il dimensionamento del trasformatore a servizio dell'impianto complessivo

Nota la potenza convenzionale (di progetto), si è potuto passare all'individuazione di una taglia di trasformatore, scegliendo da catalogo, in grado di soddisfare tale requisito. Per fare ciò, è stata considerata la tabella che mostra le caratteristiche tecniche che devono garantire i trasformatori in olio secondo norma CEI 14-34 (lista A), mostrata in Figura 3.8.

La scelta è quindi ricaduta su un trasformatore di taglia 630 kVA; a partire dalla tabella sono stati poi ricavati gli altri dati di targa, come tensione di cortocircuito e potenza a carico, necessari per svolgere in seguito i calcoli di rete. A partire da quest'ultimi, infatti, è possibile ricavare i valori di resistenza e reattanza da considerare per il trasformatore stesso, che avranno un impatto sulle perdite energetiche e le cadute di tensione.

trasformatore in resina a norma CEI 14-12															
potenza nominale [kVA]	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150	
corrente nominale secondaria [A]	145	231	361	455	578	723	910	1156	1445	1806	2312	2890	3613	4552	
perdite [kW]	a vuoto	0,46	0,65	0,88	1,03	1,20	1,40	1,65	2,00	2,30	2,80	3,10	4,00	5,00	6,30
	a carico (120°C)	2,3	3	3,8	4,60	5,50	6,50	7,80	9,40	11,00	13,10	16,00	20,00	23,00	26,00
tensione di cortocircuito % (120°C)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	
corrente a vuoto %	2,5	2,3	2,0	1,8	1,5	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	
resistenza equivalente a 120°C [mΩ]	32,72	16,84	9,70	7,40	5,49	4,15	3,14	2,34	1,76	1,34	1,00	0,80	0,59	0,42	
reattanza equivalente [mohm]	90,25	57,59	37,15	29,56	23,36	18,75	14,91	11,77	9,44	7,56	5,92	4,73	3,79	3,53	
impedenza equivalente a 120°C [mΩ]	96,00	60,00	38,40	30,48	24,00	19,20	15,24	12,00	9,60	7,68	6,00	4,80	3,84	3,56	
corrente di cortocircuito trifase a valle [kA]	2,4	3,8	6,0	7,5	9,5	11,9	14,9	18,8	23,3	28,9	36,6	45,2	55,7	59,8	
condotto Canalis compatto Cu	tipo							KTC-10	KTC-13	KTC-16	KTC-20	KTC-25	KTC-32	KTC-40	KTC-50
	In [A]							1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000
condotto Canalis compatto Al	tipo							KTA-10	KTA-13	KTA-16	KTA-20	KTA-25	KTA-32	KTA-40	
	In [A]							1000	1250	1600	2000	2500	3200	4000	

Nota 1: i condotti sbarre indicati in tabella sono riferiti ad una temperatura ambiente di 40°C.
 Nota 2: i condotti sbarre sono protetti da cortocircuito mediante l'interruttore di protezione sul lato media tensione (tempo massimo d'interruzione 0,51).

Figura 3.8: Tabella con le caratteristiche elettriche per trasformatori in olio a norma secondo CEI 14-34 lista A

3.4.2 Dimensionamento dei cavi per le linee

Per la scelta della sezione per i conduttori che collegano i vari nodi della rete elettrica, si è svolta la risoluzione della rete radiale attraverso il procedimento di calcolo del *Power Flow Radiale* (PFR). Per molte applicazioni, come questa, è sufficiente ottenere delle soluzioni approssimate dei sistemi radiali, per cui basta fermarsi alla prima iterazione del processo di iterativo di calcolo del PFR, secondo il metodo del *Backward Forward Sweep* (BFS). Assegnata la struttura del sistema e la distribuzione dei carichi, i PFR si propone di:

- calcolare le correnti di impiego in tutti i rami;
- determinare il profilo di tensione del sistema, per poi verificarne l'ammissibilità.

I carichi presenti sono tutti noti e individuati dalla loro potenza attiva (P) e reattiva (Q), oppure dalla potenza attiva (P) e fattore di potenza ($\cos\phi$). I Carichi utilizzati nello studio sono quelli effettivi, quindi si tiene già conto dell'eventuale presenza di fattori di utilizzazione e contemporaneità. Il metodo BFS è può essere svolto seguendo due approcci in generale: l'approccio delle correnti e l'approccio delle potenza. Tuttavia, eseguendo questo procedimento in sede di progetto, l'unico perseguibile risulta essere l'approccio delle correnti, che segue i seguenti *step*:

1. si propongono le tensioni in tutti i nodi uguali, in modulo, al valore nominale della rete e con fase nulla;
2. si calcolano le correnti assorbite ai nodi, con riferimento alla rispettiva tensione di alimentazione: $\bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3}U}$;

3. si calcolano le correnti in tutti i rami attraverso i bilanci di corrente ai vari nodi (procedendo dalla periferia al centro del sistema).
4. si calcolano le cadute di tensione nei vari rami della rete;
5. si calcolano le tensioni in tutti i nodi utilizzando le c.d.t. calcolate nel punto 4 (procedendo dal centro verso la periferia del sistema).

Come si è detto in precedenza, quello presentata non è altro che la prima iterazione del procedimento di BFS se segue il flusso logico mostrato in Figura 3.9.

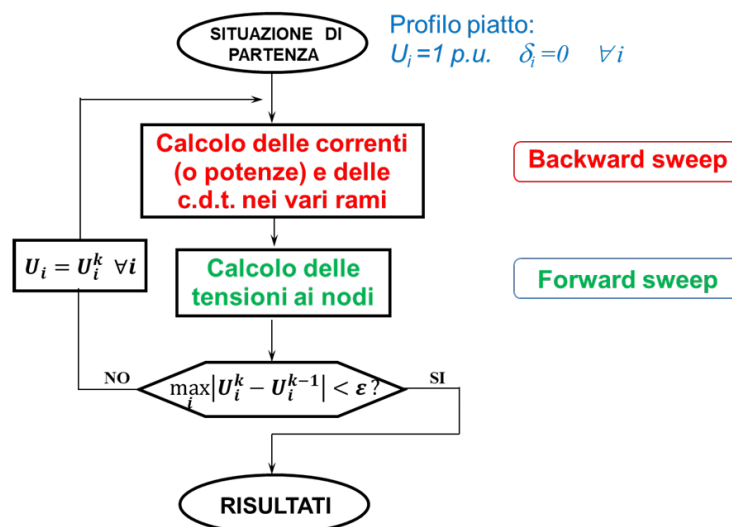


Figura 3.9: Flow chart procedimento iterativo del *Backward Forward Sweep*

Il processo iterativo si arresta quindi quando le variazioni di tensione in ogni nodo, rispetto all'iterazione precedente, sono inferiori ad un valore prefissato di tolleranza ϵ .

Sfruttando il metodo approssimato, come si è detto, è stato quindi possibile calcolare le correnti di impiego su ogni linea (I_b). La portata di una conduttura elettrica è definita come la massima corrente che il cavo può trasportare in una ben precisa situazione impiantistica, ovvero una certa modalità di posa, in maniera da permettere al cavo di non raggiungere temperature troppo elevate, in modo da non danneggiare l'isolamento (primo strato attorno al conduttore, solitamente in PVC o EPR). In generale quindi questa portata di un cavo è funzione di più grandezze:

- resistività del materiale: più è grande, minore è la massima corrente trasportabile;
- sezione del conduttore: più è grande maggiore è la portata;

- temperatura massima ammissibile: più è grande, maggiore è la portata e questa sarà funzione del tipo di isolante scelto;
- coefficiente globale di trasmissione termica: più è grande, maggiore è la portata. Principalmente dipende da come è fatto il cavo (se unipolare o multipolare) e dalla posatura (se in aria libera, interrato, etc.);
- temperatura ambiente

Esiste quindi una norma di riferimento (CEI UNEL 35024), che fornisce delle tabelle che riportano i valori di portata delle condutture elettriche, dalle quali andare a estrarre i valori necessari di sezione per dimensionare i nostri cavi, in base a tutti i vari fattori visti finora.

In particolare, da queste tabella è possibile ricavare la portata della conduttura in aria a 30°C, relativo allo specifico metodo di installazione previsto (I_0). Per ottenere, però, un valore di portata che sia rappresentativo per la reale applicazione esaminata, bisogna moltiplicare questo valore con due fattori di correzione, secondo la seguente formula:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2 \quad (3.1)$$

Nello specifico, il fattore k_1 è necessario per effettuare una correzione per delle temperature ambiente diverse da 30°C, mentre il fattore k_2 per tenere di conto la presenza di più circuiti installati in fascio o in strato, che aggravano ulteriormente la dispersione termica dell'energia dissipata dai cavi, con conseguente abbassamento della portata effettiva.

Avendo quindi svolto delle ipotesi progettuali sulla tipologia di conduttori scelti (rame), tipo di isolamento (EPR), sulla tipologia dei cavi (unipolari senza guaina), sulla loro posatura (cavi in tubi in aria) e sul numero di circuiti installati in fascio per l'eventuale correzione, si è determinato il valore di portata delle condutture tale che:

$$I_b \leq I_z \quad (3.2)$$

Sempre dalle tabella proposta dalla norma CEI UNEL 35024 si è quindi individuata la sezione dei cavi necessaria per garantire il valore di portata trovato. Infine, si sono potuti calcolare i valori di resistenza e reattanza di linea in base alla lunghezza di quest'ultima. In particolare sono state sfruttate le seguenti formule:

$$R = \frac{\rho \cdot l_{cavo}}{S_{cavo}} \quad (3.3)$$

$$X = l_{cavo} \cdot \omega \cdot l \quad (3.4)$$

Dove ρ è la resistività del conduttore scelto per le linee $[(\Omega \cdot mm^2)/km]$, mentre l è l'induttanza per unità di lunghezza $[mH/km]$ da cui sono stati calcolati i

valori di c.d.t. e di perdite per effetto Joule (che si verificano nelle condizioni di progetto, quindi di maggiore criticità per l'impianto). I risultati ottenuti da questo procedimento sono mostrati in Tabella 3.3.

Tabella 3.3: Tabella di riepilogo risultati della risoluzione della rete radiale

Ramo	I_b [A]	S [mm^2]	ΔU [V]	P_{Joule} [W]
14	31,75	10	6,93	381,15
13	31,75	10	4,46	245,03
12	31,75	10	1,98	108,90
11	31,75	10	6,93	381,15
10	31,75	10	4,46	245,03
9	31,75	10	1,98	108,90
8	190,53	120	2,48	816,75
7	31,75	10	8,42	462,83
6	31,75	10	5,94	326,70
5	31,75	10	3,47	190,58
4	31,75	10	6,93	381,15
3	72,17	25	4,05	506,25
2	72,17	25	1,80	225,00
1	994,89	0	7,49	7875,36

In seguito, si è anche graficato l'andamento delle tensioni ad ogni nodo della rete, così da poter verificare in maniera visivamente l'ammissibilità di tale profilo. Come mostrato in Figura 3.10, i valori di tensioni ricadono tutti all'interno del fascia individuata tra il $\pm 10\%U_n$, e per ogni nodo non si verificano cadute di tensione superiori al 4%, per cui vengono rispettati i vincoli di sistema per l'impianto elettrico, oltre a quelli di componente (relativi ai conduttori).

3.5 Tariffe di ricarica

Per quanto concerne la gestione economica, si considera uno scenario di ricariche totalmente pagate da parte degli utenti che usufruiscono del servizio. Questa risulta una scelta sensata in un contesto simile a quello preso in esame, in quanto elimina il rischio di creare delle disparità tra gli utenti possessori di EV e quelli di vetture tradizionali, come invece potrebbe accadere nel momento in cui l'azienda offrisse un servizio di ricarica gratuita. Questa alternativa è stata seguita nel caso di molti parcheggi annessi a servizi pubblici quali centri commerciali, ma che sta diventando sempre più problematica da proporre per questioni economiche, in quanto i carichi dovuti agli EV risultano sempre meno una quota trascurabile, con la costante crescita del loro *share*.

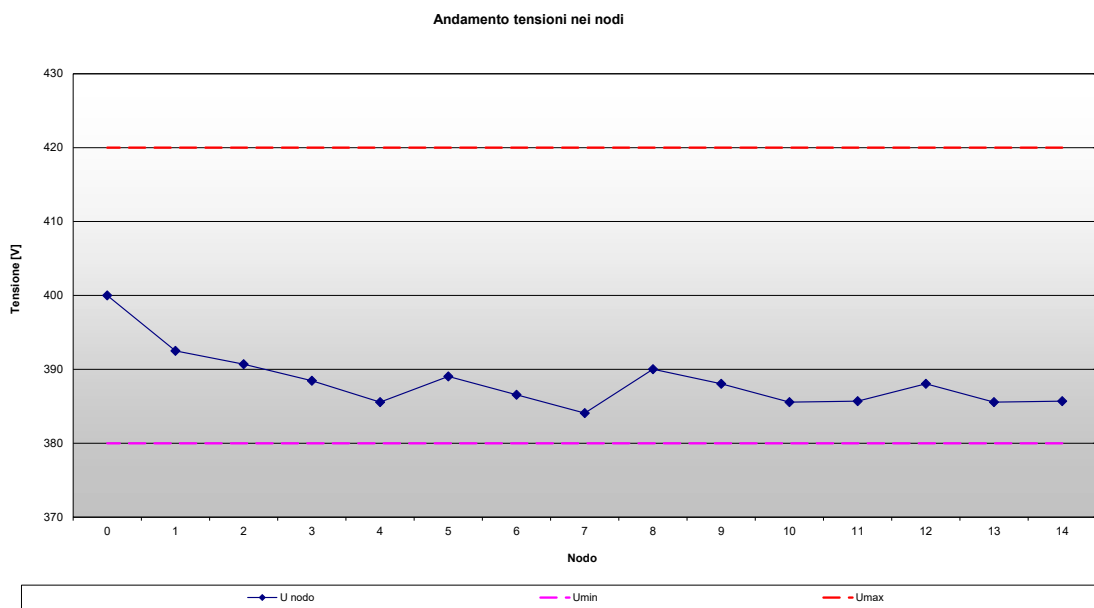


Figura 3.10: Profilo tensioni nodali rete elettrica

Come prima indagine, ci si è interrogati su che tipo di tariffe fossero proposte delle varie aziende che operano nel settore dei punti di ricarica pubblici [14]. In seguito a questa preliminare analisi di mercato si sono ottenute delle importanti informazioni di partenza per andare a orientare la scelta dei prezzi proposti agli utenti del caso studio in esame. Uno specchio di sintesi sulle offerte del mercato in Italia viene presentato in Tabella 3.4

Si può notare a colpo d'occhio come l'offerta tariffaria presenta tipicamente prezzi più alti nel caso delle ricariche in DC, in quanto garantiscono tempi di ricarica molto più ridotti a fronte di uno stress maggiore per la rete e l'esigenza da parte degli operatori di dover sottoscrivere dei contratti di fornitura che prevedano una potenza di picco maggiore, per cui più onerosi.

Dall'analisi di mercato sono stati riportati dati che riguardano sia scenari di pagamento *pay-for-use* sia con abbonamenti (utenti soliti a rifornirsi da un preciso operatore, che possono quindi giovare di un leggero vantaggio economico con la sottoscrizione di un abbonamento di fiducia). Nel caso in esame si ricade verosimilmente nello scenario *pay-for-use*, per cui sono stati presi come riferimento i prezzi relativi a questa modalità di offerta. Per il presente lavoro, si è quindi scelto di considerare una tariffa per gli utenti del parcheggio aziendale di 0,3 €/kWh per le ricariche lente in AC, mentre di 0,5 €/kWh per le ricariche veloci in DC. Si opta quindi per una tariffa più bassa rispetto ai prezzi delle colonnine pubbliche, che costituiscono un *benchmark*: questo risulta una scelta di buon senso al fine di

Tabella 3.4: Tabella riassuntiva delle offerte tariffarie per i vari operatori nel settore della ricarica per EVs

Operatore	Prezzo €/kWh (≤22 kW)	Prezzo €/kWh (23-50 kW)	Prezzo €/kWh (51-99 kW)	Prezzo €/kWh (100-149 kW)	Prezzo €/kWh (da 150 kW)	Abbonamento (€/mese)
A2A	0,65	0,69	0,69	0,90	0,90	22-106 (0,53-0,625 €/kWh)
Acea	0,69	0,89	/	/	/	/
Plenitude + Be Charge	0,65	0,85	0,85	0,90	0,95	9,90-19,90 (0,39-0,76 €/kWh)
Duferco Energia	0,59-0,79	0,59-0,79	0,79-0,89	0,79-0,89	0,79-0,89	129 (0,645 €/kWh)
Enel X Way	0,69	0,89	0,89	0,89	0,99	49 (0,61 €/kWh)
Ionity	0,59	0,59	0,79	0,79	0,79	5,99 (0,59 €/kWh)
Tesla Supercharger	/	/	/	/	0,45-0,64	9,99 (0,45-0,50 €/kWh)

incentivare gli utenti aziendali a prendere i veicoli elettrici per venire a lavoro, in linea quindi con una politica aziendale sensibile a promuovere la mobilità elettrica.

3.6 Prezzo dell'energia elettrica

I prezzi dell'energia elettrica sono influenzati da vari fattori, tra cui i costi delle materie prime, la domanda e l'offerta di energia, nonché le dinamiche del mercato europeo. In Italia, il Prezzo Unico Nazionale (PUN) rappresenta il prezzo di riferimento dell'energia elettrica sul mercato italiano, di seguito viene quindi proposta una sua spiegazione semplificata. Esso, in sostanza, viene determinato sulla base delle contrattazioni giornaliere nel Mercato del Giorno Prima (MGP). Il GME (Gestore dei Mercati Energetici) gestisce la borsa elettrica italiana, dove produttori e fornitori di energia elettrica presentano le loro offerte di vendita e di acquisto. Il sistema di borsa elettrica funziona come un'asta, in cui il GME raccoglie le offerte e le domande, abbina gli ordini e determina il prezzo di equilibrio, che diventa il PUN. Questo prezzo varia ogni ora del giorno e riflette il costo marginale di produzione dell'ultima unità di energia necessaria per soddisfare la domanda. Direttamente dal sito ufficiale del GME, si possono ricavare gli storici per l'andamento del PUN e si è scelto di prendere in esame i valori orari per il

giorno 26 Aprile del 2024, mostrato in Figura 3.11, che rimane sempre il giorno di riferimento per future considerazioni per il presente caso studio.

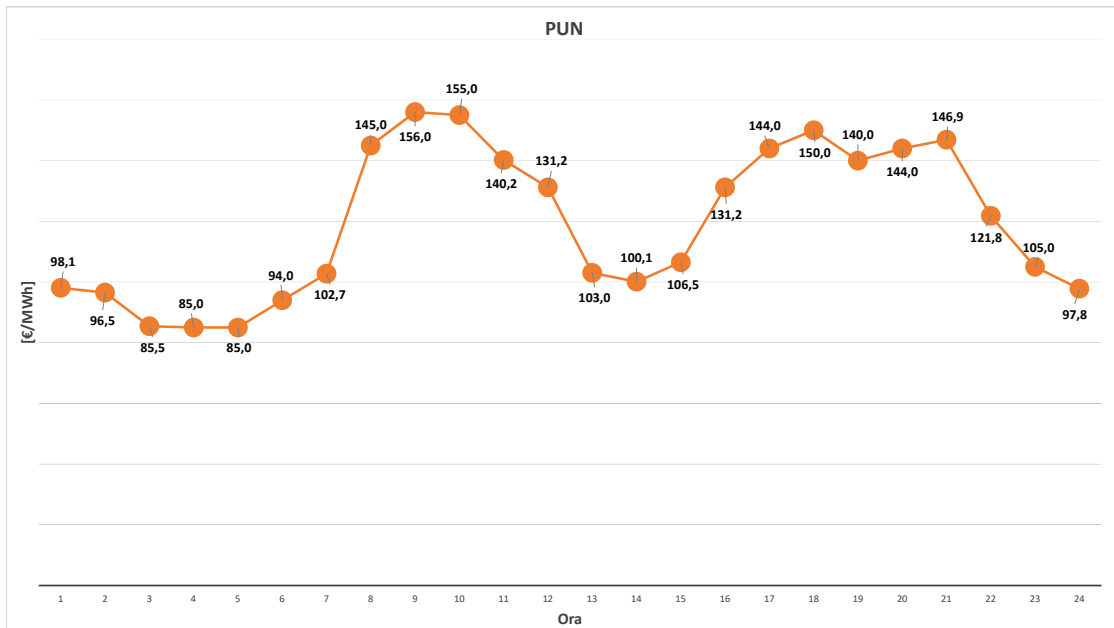


Figura 3.11: Grafico dell'andamento orario del PUN, riferito alla giornata del 26/04/2024 (sito del GME)

Si può dire, quindi, che il PUN (Prezzo Unico Nazionale) rappresenta il prezzo di vendita dell'energia elettrica all'ingrosso sul mercato italiano. Nel presente caso studio, verrà considerato come prezzo di vendita dell'energia elettrica in *surplus* alla rete, che verrà poi usato per determinare il costo totale netto da parte dell'azienda nell'arco in una giornata.

Per ottenere, invece, il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete, si è scelto sempre di partire dal Prezzo Unico Nazionale (PUN), applicando poi uno *spread*, che rappresenta una maggiorazione rispetto al PUN stesso.

$$Costo_{acquisto} = PUN + spread \quad (3.5)$$

Questo *spread* può includere vari fattori, come i costi di gestione, i margini di profitto dei fornitori e altri oneri aggiuntivi.

Lo *spread* può comprendere diversi componenti, come:

- costi di trasmissione e distribuzione;
- oneri di sistema;
- costi di sbilanciamento;

- margini di profitto del fornitore;
- eventuali incentivi o sconti.

In seguito alla discretizzazione in intervalli di tempo di 5 minuti, l'andamento che segue nella giornata in esame il prezzo dell'energia di acquisto dalla rete elettrica e quello di immissione è mostrato in Figura 3.12

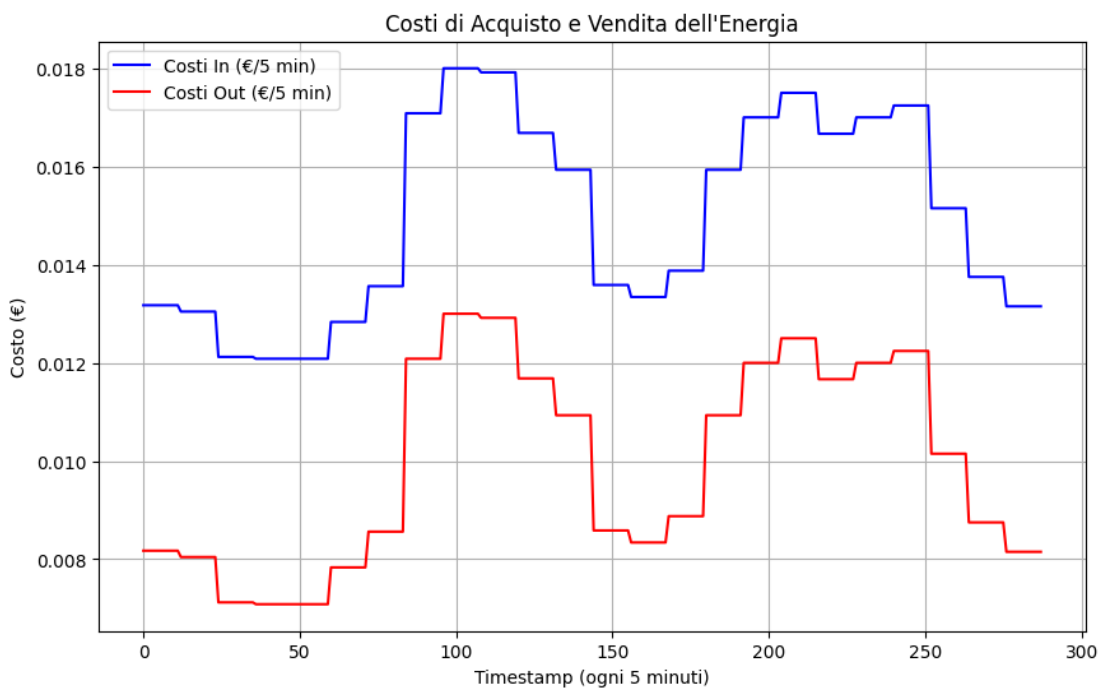


Figura 3.12: Grafico dei costi di immissione e prelievo da rete pubblica dell'energia elettrica nell'arco della giornata studio

Capitolo 4

Formulazione matematica del problema

In questa sezione del lavoro viene presentata in maniera dettagliata la formulazione matematica con la quale si è andati a descrivere il problema che l'algoritmo, sviluppato in seguito, va a risolvere per programmare i flussi di carica/scarica per gli EVs nell'arco delle 24 ore successive.

4.1 Definizione funzione obiettivo

L'obiettivo di partenza che si è posto nella realizzazione e messa in opera di questo algoritmo di gestione intelligente, è quello di poter andare a minimizzare i costi da parte del gestore del parcheggio aziendale, considerando l'arco delle 24 ore successive all'istante in cui viene risolto il problema dalla piattaforma di gestione. Al fine di perseguire questo obiettivo, è necessario poter descrivere in maniera accurata tutti i flussi monetari che sono in gioco durante l'esercizio del parcheggio, considerando il caso più articolato in cui vengono sfruttati sia il G2V sia il V2G dei veicoli. In particolare, per il caso studio presentato nel Capitolo 3, si possono individuare tre tipologie di *cash flow*:

- Flusso monetario di **spesa** da parte del gestore relativa all'acquisto dalla rete di energia elettrica, determinato dalla tariffa oraria che è imposta dal venditore finale d'energia.
- Flusso monetario di **ricavo** da parte del gestore nel momento in cui si ha un surplus di energia a disposizione rispetto alla domanda energetica delle utenze, per via di veicoli elettrici connessi che operano in scarica della batteria oppure di una eccessiva produzione locale da fotovoltaico, per cui si ha un'immissione

di energia elettrica nella rete pubblica. Questa viene remunerata secondo prezzi diversi rispetto a quelli di acquisto e i ricavi rimangono quindi in tasca al gestore del parcheggio (durante il periodo in cui il veicolo elettrico dell'utente è connesso alla colonnina, il gestore si reputa autorizzato a gestire liberamente questi flussi, purché garantisca un certo soddisfacimento della ricarica al momento della fine sosta);

- Flusso monetario di **ricavo** da parte del gestore (e di spesa da parte dell'utente) dato dalla remunerazione per l'energia elettrica effettivamente presa dal veicolo elettrico connesso durante il proprio periodo di residenza, che seguirà quindi la tariffa imposta da parte del gestore stesso che eroga il servizio.

Per risolvere il problema, bisogna andare a discretizzare innanzitutto il periodo delle 24 ore successive al momento di analisi considerato: in particolare si è scelto di considerare una finestra di 288 *timestep* da 5 minuti ognuno. Viene quindi proposta di seguito la formulazione matematica della funzione obiettivo che rappresenta quindi i costi totali da parte del gestore sulle 24 ore considerate.

$$Costo = \sum_{j=1}^{N=288} [(P_j^{grid,in} \cdot c_j^{grid,in}) - (P_j^{grid,out} \cdot c_j^{grid,out}) - (\sum_{i=1}^{N=12} P_{i,j}^{CP,in} \cdot c_i^{CP})] \cdot \Delta t_j \quad (4.1)$$

Dove:

- $P_j^{grid,in}$ rappresenta il flusso di potenza prelevato dalla rete elettrica e contabilizzato dal contatore all'istante j ;
- $P_j^{grid,out}$ rappresenta il flusso di potenza immesso nella rete elettrica e contabilizzato dal contatore all'istante j ;
- $P_{i,j}^{CP,in}$ rappresenta il flusso di potenza prelevata dalla i -esima colonnina di ricarica da parte del veicolo (G2V), all'istante j ;
- $c_j^{grid,in}$ rappresenta il prezzo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete all'istante j ;
- $c_j^{grid,out}$ rappresenta la remunerazione per l'immissione dell'energia elettrica in surplus in rete all'istante j ;
- c_i^{CP} rappresenta la tariffa per l'acquisto dell'energia prelevata dalla i -esima colonnina dal veicolo.
- Δt_j rappresenta la durata del *timestep* j -esimo, ovvero 5 minuti.

4.2 Definizione vincoli

Una volta descritta la funzione obiettivo e introdotte le grandezze che sono necessarie per definirla, bisogna andare ad imporre i vincoli, che risultano necessari per motivi di diversa natura.

4.2.1 Dominio di esistenza delle variabili

Innanzitutto bisogna andare a limitare il valore di una specifica variabile in quanto non ottenibile nella realtà per la natura fisica di quest'ultima; ad esempio il flusso di potenza di carica e di scarica di un veicolo non potranno mai essere contemporaneamente diversi da zero, ma visto che a priori l'ottimizzatore con cui si andrà a risolvere il problema non sa nulla sulla natura di queste grandezze, si dovrà definire appositamente un vincolo a tal fine. Il set di vincoli in questione viene di seguito riportato:

$$P_{1,j}^{CP,out}, P_{2,j}^{CP,out} \dots P_{10,j}^{CP,out} = 0 \quad (4.2)$$

$$P_{11,j}^{CP,out}, P_{12,j}^{CP,out} \geq 0 \quad (4.3)$$

$$P_{i,j}^{CP,in} \geq 0 \quad (4.4)$$

$$P_{i,j}^{CP,in} \neq 0 \Rightarrow P_{i,j}^{CP,out} = 0 \quad (4.5)$$

$$P_{i,j}^{CP,out} \neq 0 \Rightarrow P_{i,j}^{CP,in} = 0 \quad (4.6)$$

$$t_i^{arrival} \leq t_j \leq t_i^{departure} \Rightarrow P_{i,j}^{CP,in}, P_{i,j}^{CP,out} \geq 0 \quad (4.7)$$

$$t_j \leq t_i^{arrival} \vee t_j \geq t_i^{departure} \Rightarrow P_{i,j}^{CP,in}, P_{i,j}^{CP,out} = 0 \quad (4.8)$$

In questo modo, tramite la 4.2 si è andati a vincolare ad un valore nullo la variabile relativa alla potenza immessa dalle colonnine di ricarica AC (che vanno dalla 1 alla 10), in quanto non operano in V2G.

Successivamente tramite la 4.3 e 4.4 si è andati ad imporre la positività per il valori di prelievo e immissione in rete da parte delle colonnine, per via di come sono state definite le grandezze (si vuole fare in modo che le variabili siano sempre positivo o nulle, in modo da rendere il problema lineare).

Inoltre, tramite la 4.5 e 4.6 si è fatto in modo che l'ottimizzatore sappia che le grandezze di carica e scarica dello stesso veicolo elettrico, nel medesimo istante di

tempo, devono essere mutualmente escludentesi, per cui se una delle due è diversa da zero, l'altra dovrà essere giocoforza nulla.

Infine, attraverso la 4.7 e la 4.8, si è potuto imporre che un potenza prelevata o immessa dal veicoli elettrico nulla negli istanti di tempo si simulazione che ricadono al di fuori del tempo di residenza previsto per la vettura all'interno del parcheggio.

4.2.2 Limiti superiori o inferiori delle variabili

In seguito si deve anche imporre un limite sul valore che si vuole ottenere per certe variabili del problema, che seppure ottenibile e fattibile dal punto di vista fisico, si vuole vincolare per ulteriori motivi tecnici. Di seguito è presentato il set di vincoli su questi limiti:

$$S_j^{grid} \leq S^{trafo} \quad (4.9)$$

$$P_j^{grid} \leq P^{contract} \quad (4.10)$$

Dove:

- S^{trafo} rappresenta la taglia del trasformatore alimenta il sistema elettrico considerato, espressa in potenza apparente [kVA];
- $P^{contract}$ rappresenta il limite di potenza contrattuale accordato con il fornito d'energia.

$$P_{i,j}^{CP,in} \leq P_i^{CP,max,in} \quad (4.11)$$

$$P_{i,j}^{CP,out} \leq P_i^{CP,max,out} \quad (4.12)$$

Dove:

- $P_i^{CP,max,in}$ rappresenta la potenza massima con cui la colonnina di ricarica i-esima può prelevare potenza dalla rete elettrica (G2V);
- $P_i^{CP,max,out}$ rappresenta la potenza massima con cui la colonnina di ricarica i-esima può immettere potenza nella rete elettrica, prelevandola dalla batteria del veicolo (V2G);

Tramite nella 4.9 e 4.10 si è potuto imporre un limite superiore da non superare sulla potenza in prelievo dalla rete, per motivi tecnologici nel caso della prima (così da non incorrere in guasti o malfunzionamenti) e per motivi contrattuali nella seconda. Nel primo caso, si noti come, teoricamente, bisogna considerare un limite

sull'effettiva potenza apparente prelevata dalla rete, costituita in generale da una quota reattiva ed una attiva. Si può considerare, però, che i carichi elettrici vengono solitamente rifasati opportunamente in maniera da garantire un fattore di potenza prossimo allo 0,95 (da legge), e in particolare i carichi risultanti dalla connessione di un veicolo elettrico ad una *wallbox* sono di natura quasi interamente ohmica (non si ha quasi potenza reattiva assorbita). Per cui, nelle approssimazioni di calcolo, si è scelto di confondere queste potenze con le relative quote attive in kW.

Invece, la 4.11 e la 4.12 definiscono il limite invalicabile per le potenze allocabili di carica e scarica dei veicoli nei vari istanti di tempo. Questo è dato dal minimo tra due valori: la potenza nominale delle colonnine rispettivamente in modalità G2V e V2G e il valore di potenza massima di carica/scarica alla quale può operare il veicolo elettrico, secondo i propri dati di targa (vedi quelli presentati in Tabella 3.1). Il valore limite sarà quindi determinati dalla grandezza più limitante dei due.

Come ultimo step, si è andati anche a scrivere un vincolo che non va a descrivere un limite tecnico da non poter superare, bensì un livello di soddisfacimento minimo della carica per gli EVs. Questo risulta necessario in quanto l'ottimizzatore, senza questa imposizione, dovendo minimizzare quelli che sono i costi sulle 24 ore successive per l'azienda che gestisce il parcheggio, non andrebbe mai a caricare i veicoli. Piuttosto, andrebbe a scaricare, laddove possibile (quindi nelle colonnine abilitate al V2G), le batterie dei veicoli connessi, in quanto così va a ridurre la quota di energia che si deve prelevare dalla rete per soddisfare gli altri carichi elettrici come l'edificio.

$$SoC_l^{final} \geq \min (0,7 ; SoC_l^{initial} + F \cdot \frac{P_i^{CP,max,in} \cdot \Delta t_l^{residence}}{Cap_l}) \quad (4.13)$$

Dove:

- SoC_l^{final} rappresenta lo stato di carica della batteria dell' l-esimo veicolo elettrico al momento della disconnessione dalla *wallbox*;
- $SoC_l^{initial}$ rappresenta lo stato di carica della batteria del l-esimo veicolo elettrico al momento della connessione alla *wallbox*
- F rappresenta un fattore di rilassamento, contiene un valore compreso tra 0 e 1 e permette all'ottimizzatore di programmare la ricarica del veicolo con più margine rispetto a seguire esattamente un carica costante a potenza pari a quella nominale;
- $\Delta t_l^{residence}$ rappresenta l'intervallo di tempo in cui l'l-esimo veicolo elettrico è connesso alla *wallbox*;
- Cap_l è la capacità della batteria dell'l-esimo veicolo.

Dalla 4.13 si deduce come si è optato per una doppia strada che l'algoritmo può seguire per imporre un valore minimo allo stato di carica finale del veicolo al momento del distacco. Questo infatti è stato scelto come valore minimo tra due:

- un valore fissato a priori pari a 0,7 che risulta una percentuale di carica generalmente soddisfacente per affrontare qualunque tipo di tragitto di media distanza;
- un valore di SoC calcolato in funzione del tempo di residenza previsto per il veicolo e la potenza nominale disponibile dalla colonna in questione;

La seconda opzione proposta all'algoritmo risulta necessaria considerare nel momento in cui si avesse un veicolo che ha un tempo di residenza molto breve oppure uno stato di carica iniziale particolarmente basso, per cui il raggiungimento di un SoC imposto a tavolino troppo alto porterebbe a una situazione di infattibilità nella risoluzione del problema di ottimizzazione.

4.2.3 Equazione di bilancio

Bisogna infine procedere con la descrizione del legame costitutivo matematico esistente tra le variabili introdotte, che in questo caso sarà dato da un'equazione di bilancio energetico. In questo modo risultano legati tra di loro tutti i flussi di potenza coinvolti nel sistema descritto dal caso studio in esame, per cui non è possibile che uno di essi assuma un valore qualunque che non rispetti tale relazione con gli altri. Per fare questo, si prende in considerazione il nodo della rete in cui si effettua la trasformazione dell'energia elettrica da MT a BT e in cui viene effettuata la contabilizzazione, che viene schematizzato in Figura 4.1.

Partendo da questo schema, si può scrivere l'equazione di bilancio energetico:

$$P_j^{building} - P_j^{grid,in} + P_j^{grid,out} - P_j^{PV} + \sum_i^{n=12} (P_{i,j}^{CP,in} - P_{i,j}^{CP,out}) + \sum_k^{13} P_{k,j}^{loss} = 0 \quad (4.14)$$

Dove:

- $P_{i,j}^{CP,out}$ rappresenta il flusso di potenza immesso dall'i-esima colonna di ricarica da parte del veicolo (V2G) all'istante j;
- $P_j^{building}$ rappresenta la potenza richiesta dal carico elettrico aggregato per l'edificio annesso al parcheggio all'istante j;
- P_j^{PV} rappresenta la potenza generata localmente dall'impianto fotovoltaico all'istante j.
- $\sum_k^{13} P_{k,j}^{loss}$ rappresenta la sommatoria delle potenze perse per effetto Joule lungo le 13 linee della sotto-rete elettrica del parcheggio, che alimenta le varie *wallbox*.

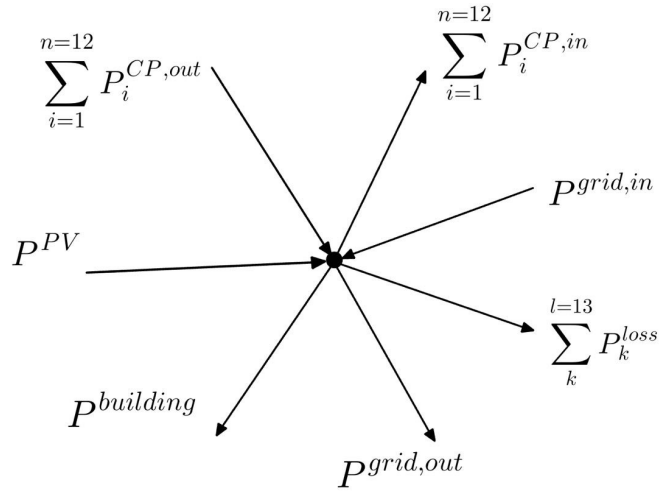


Figura 4.1: Bilancio energetico schematizzato al nodo di alimentazione del sottosistema aziendale

4.2.4 Vincoli di sistema

Il lavoro di progettazione dell'impianto elettrico, presentato nel Paragrafo 3.4.2, come già accennato, è servito per ottenere i parametri elettrici necessari alla caratterizzazione e modellazione del sistema. Infatti, una volta definite quelle che sono le reattanze e le resistenze di ogni singola linea, risulta immediato costruire un algoritmo di calcolo automatizzato che prendendo in input i valori di potenza assorbita dai carichi (*wallbox* con veicoli collegati) restituisce i valori di corrente su ogni linea della rete di tensione su ogni nodo presente (*process flow BFS* mostrato già in Figura 3.9).

In questo modo, è possibile andare ad inserire all'interno dei vincoli al problema anche il soddisfacimento di certi valori per le tensioni nodali. In particolare, si vuole garantire che oltre all'esercizio ottimizzato della rete finalizzato a minimizzare i costi, gli utilizzatori lavorino sempre in un range di tensioni del tipo:

$$0,9 \cdot U_i^{nom} < U_i < 1,1 \cdot U_i^{nom} \quad (4.15)$$

Andando ad inserire una funzione di calcolo BFS che esegua il *power flow* della rete elettrica all'interno del codice che esegue il problema di ottimizzazione, diventa quindi possibile svolgere una funzione ulteriore di verifica sul corretto funzionamento e mantenimento in salute dei dispositivi in gioco.

Capitolo 5

Risultati e discussione

Per risolvere il problema di ottimizzazione, è stato sviluppato un modello matematico utilizzando la libreria Pyomo, un potente strumento per la definizione e risoluzione di problemi di programmazione matematica in Python. Di seguito, si descrivono le componenti principali del modello.

Si è scelto, in prima battuta, di andare a disabilitare la funzione di V2G per le colonnine che hanno la potenzialità, andando quindi a considerare solo uno scenario in cui si debbano programmare le ricariche dei veicoli.

5.1 Risultati simulazione caso studio

Si riepilogano gli andamenti temporali degli stati di occupazione delle 12 stazioni di ricarica presenti nel parcheggio in Figura 5.1.

In base all’assegnazione dei veicoli alle rispettive stazioni di ricarica, è stato determinato il limite massimo sulla potenza di carica disponibile, facendo sempre riferimento al minimo tra il valore nominale della colonnina e quello del veicolo. Si trovano quindi i valori di potenza massima di carica per le stazioni, riportati in Tabella 5.1.

Dal calcolo delle traiettorie di ricarica programmate per i veicoli sull’arco della giornata, a partire dalla mezzanotte del giorno in esame, si possono ricavare molti dati di interesse. Innanzitutto, viene mostrato in Figura 5.2 l’andamento nel tempo che ha il prelievo di potenza elettrica dalla rete, al fine di soddisfare tutti i carichi presenti (EVs, edificio), considerando anche la presenza di una produzione da PV che in molti periodi della giornata permette di acquistare meno energia dalla rete elettrica.

Sempre in Figura 5.2 sarebbe mostrato anche l’andamento della potenza immessa nella rete elettrica, ma risulta evidente come questo non si verifichi mai, visto

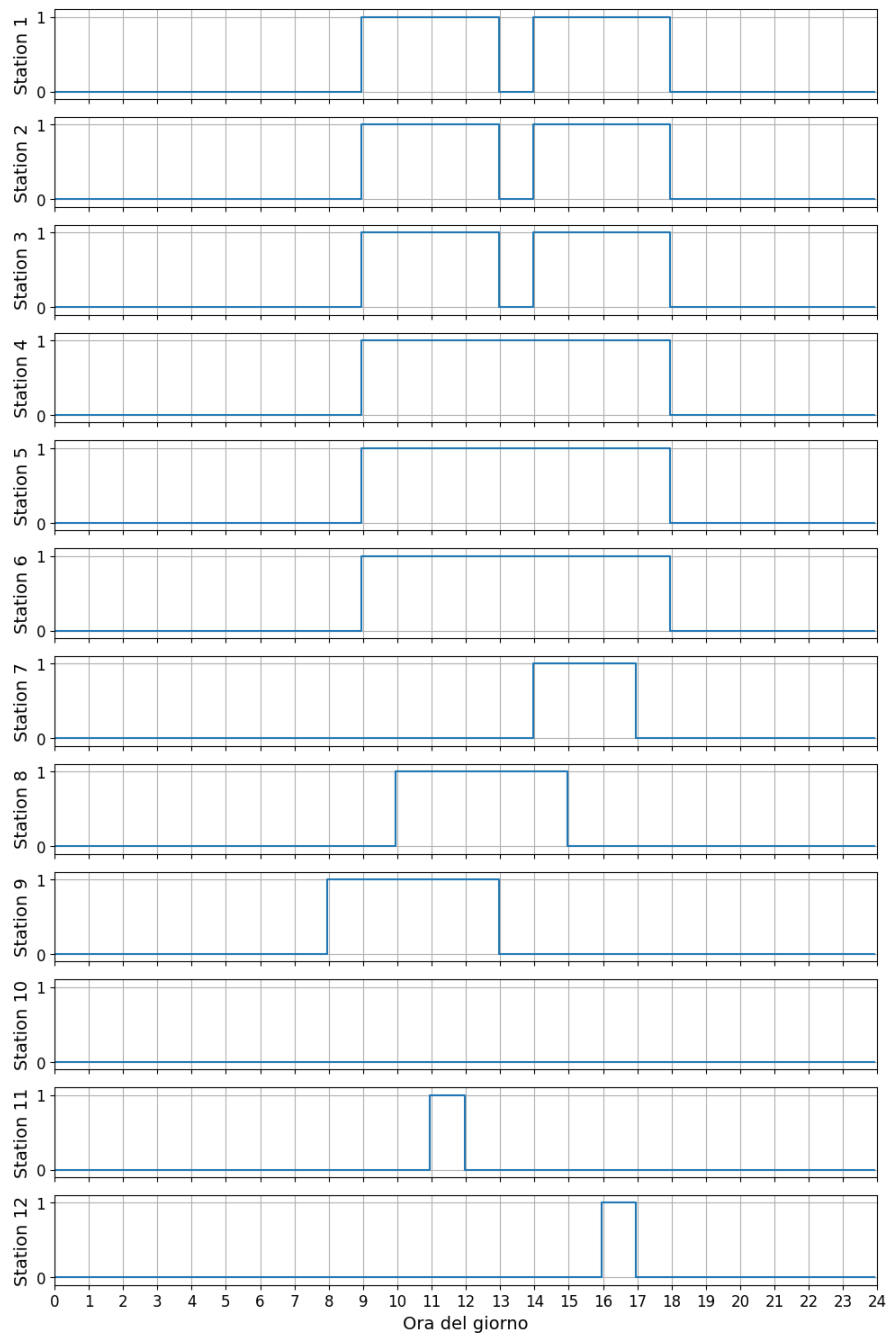


Figura 5.1: Schedules di connessione e disconnessione dei veicoli per tutte le stazioni di ricarica presenti nel parcheggio

che non si raggiunge mai una condizione di *surplus* da fotovoltaico tale da poter soddisfare tutte le utenze connesse ed immettere l'eccesso di energia sulla rete.

Tabella 5.1: Valori per la potenza massima di ricarica di ciascuna stazione di ricarica

	$P_{nom,EV}$	$P_{nom,CP}$	$P_{G2V,max}$
Stazione 0	3,6	22	3,6
Stazione 1	11	22	11
Stazione 2	11	22	11
Stazione 3	11	22	11
Stazione 4	3,6	22	3,6
Stazione 5	7,4	22	7,4
Stazione 6	11	22	11
Stazione 7	7,4	22	7,4
Stazione 8	11	22	11
Stazione 9	3,6	22	3,6
Stazione 10	250	50	50
Stazione 11	250	50	50
Stazione 7	7,4	22	7,4
Stazione 8	11	22	11
Stazione 9	3,6	22	3,6
Stazione 10	250	50	50
Stazione 11	250	50	50

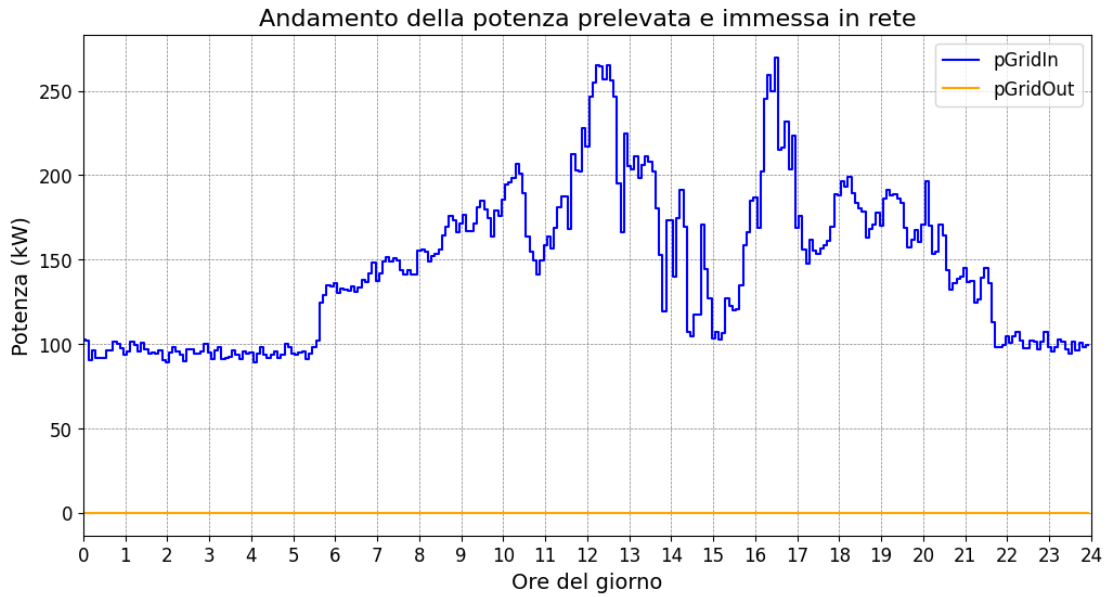


Figura 5.2: Andamento temporale della potenza prelevata e immessa in rete per il caso studio esaminato

La prima osservazione interessante da fare è che, non avendo imposto alcuna quota di costo sulla potenza prelevata dalla rete, ma considerando piuttosto solo un

quota di costo sull'energia, l'algoritmo sceglie di caricare quasi sempre a potenza nominale, quando decide di farlo. Questo perché ricaricare ad una potenza più bassa rispetto a quella massima non cambia nulla in termini di quantità di energia da prelevare alla rete, e di conseguenza in termini di costi in questo caso. Questo si può dedurre visivamente osservando la Figura 5.3.

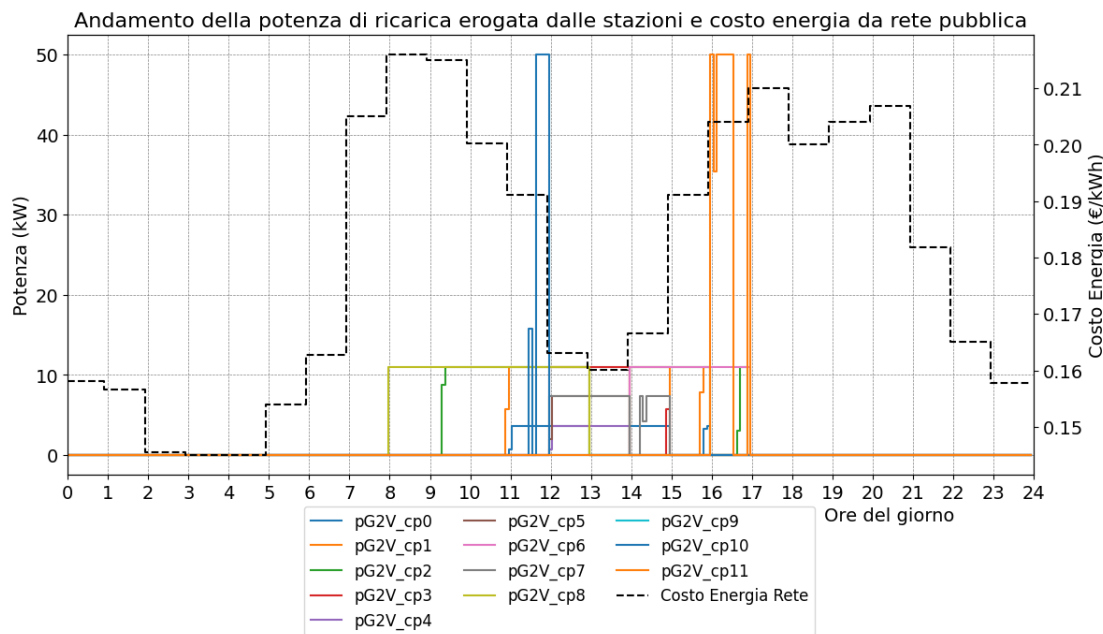


Figura 5.3: Andamento temporale della potenza di carica per i veicoli di ogni charging point

Un secondo punto importante da analizzare è legato alle tariffe per gli utenti e quindi il ricavo che ottiene il gestore del parcheggio dal servizio delle ricariche.

Dato che la tariffa che devono pagare gli utenti (definita nel Paragrafo 3.5) per acquistare l'energia è più alta del costo che sostiene il gestore per prelevarla dalla rete, risulta sensato, dal punto di vista del CPMS, massimizzare gli introiti che si hanno dalla vendita dell'energia.

Perciò, la logica con cui funziona l'algoritmo è quella di programmare la ricarica delle colonnine in maniera tale da massimizzare l'energia che viene ceduta ai veicoli.

Imponendo un limite di potenza contrattuale che non vincola in alcun modo il funzionamento (ad esempio 350 kW), vengono quindi caricati al fine di saturare la batteria del veicolo se possibile ($SoC=0.9$), altrimenti vengono caricati alla potenza nominale per tutto il tempo di residenza a disposizione, raggiungendo qualunque SoC risulta possibile al momento del distacco del veicolo secondo la relativa *schedule*. Questo è il caso della stazione "car6" e della stazione "car8", come si può vedere in Figura 5.4.

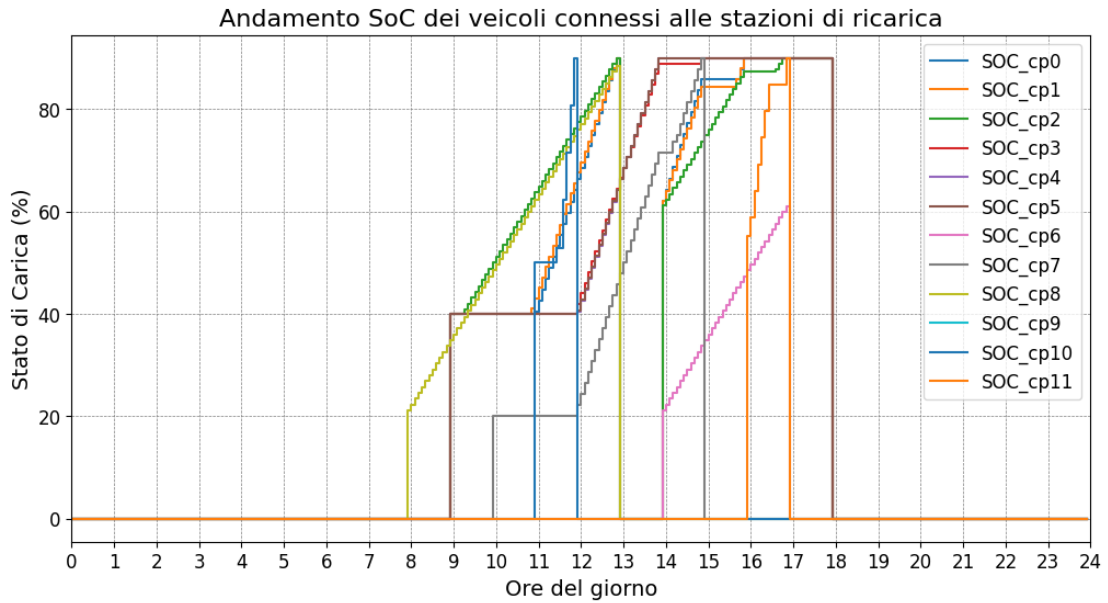


Figura 5.4: Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso studio

Si è scelto poi di studiare una situazione diverse: è stata diminuita la tariffa per la ricarica che devono sostenere gli utenti (quindi il ricavo da ogni kWh per il gestore) ad un valore che sia inferiore, durante l'arco dell'intera giornata, al costo per il prelievo da rete. Come si evince da Figura 5.5, l'andamento risultante dei vari SoC risulta tale da garantire effettivamente il requisito minimo che viene imposto per soddisfare la carica degli utenti (0.7 oppure tale da operare a potenza nominale) senza mai essere superato, poiché non più remunerativo. In queste condizioni, se si andasse a togliere il vincolo sul SoC minimo al distacco del veicolo, nessun veicolo verrebbe caricato, in quanto porterebbe un evidente svantaggio economico. Va sottolineato come ciò, però, non terrebbe in considerazione in alcun modo le esigenze degli utenti che devono ricevere il servizio.

5.2 Variazioni rispetto al caso studio

5.2.1 Risultati con schedule fisse tra le 9 e le 18

Si è voluto, in seguito, andare a variare le *schedule* per i veicoli, offrendo una disponibilità alla ricarica ben maggiore da parte delle vetture, considerando un intervallo di residenza che va dalle 9 del mattino fino alle 6 di sera fisso per tutti i veicoli. In questa nuova casistica, l'ottimizzatore sceglie intelligentemente di

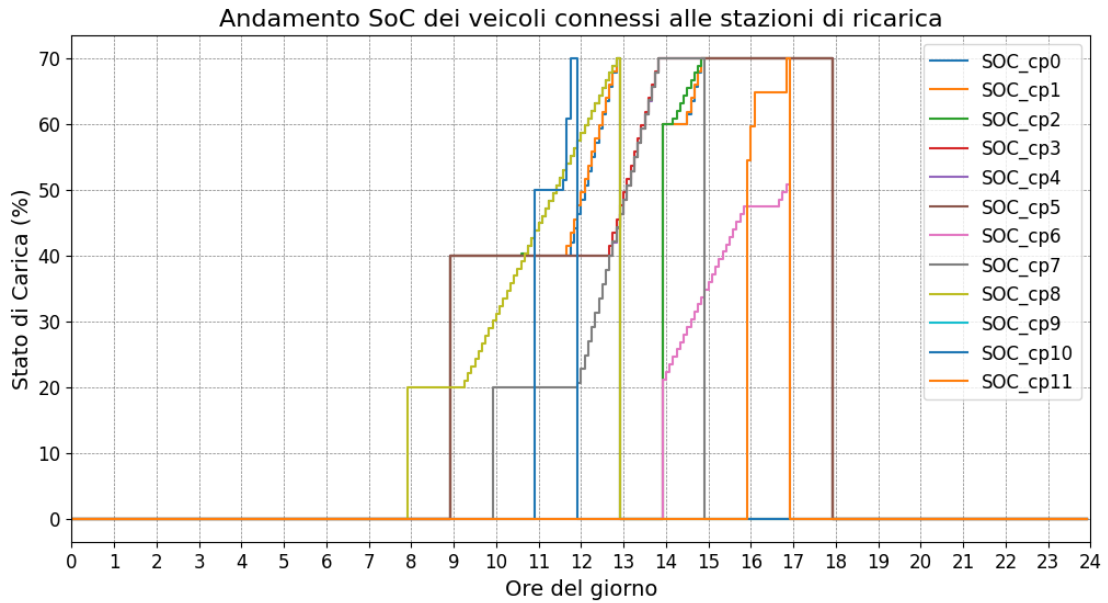


Figura 5.5: Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l’arco della giornata nel caso studio, considerando delle una remunerazione da parte degli utenti non conveniente

concentrare le ricariche dei veicoli nella fascia oraria centrale della giornata (dopo pranzo) in cui c’è un importante abbassamento dei prezzi di prelievo dalla rete. Quanto detto viene mostrato chiaramente in Figura 5.6 e Figura 5.7.

Andando poi ad abbassare il limite della potenza prelevabile dalla rete, ad un valore che renda comunque “*feasible*” la risoluzione del problema (deve comunque soddisfare la massima potenza in assorbimento netta tra il carico edificio e la produzione da PV durante la giornata, pari a 210 kW) si vede da Figura 5.8 come l’ottimizzatore va a redistribuire con più attenzione la ricarica dei veicoli per non superare il tetto massimo di prelievo, che risulta evidente dalla Figura 5.9.

5.2.2 Risultati escludendo la presenza del carico elettrico dell’edificio

Per svolgere delle ulteriori analisi di interesse sull’orchestratore, si è pensato di escludere la presenza del carico elettrico dell’edificio dalla funzione obiettivo. In questo modo si può ragionare sulla gestione intelligente e autonoma del sistema di ricarica integrato alle pensiline fotovoltaiche, senza considerare l’ottimizzazione con ulteriori carichi paralleli. Da questa prova condotta si è trovato che la produzione da PV risulta da sola in grado di soddisfare in gran parte le necessità di ricarica per i veicoli elettrici, portando ad un cospicuo autoconsumo (la percentuale dell’energia

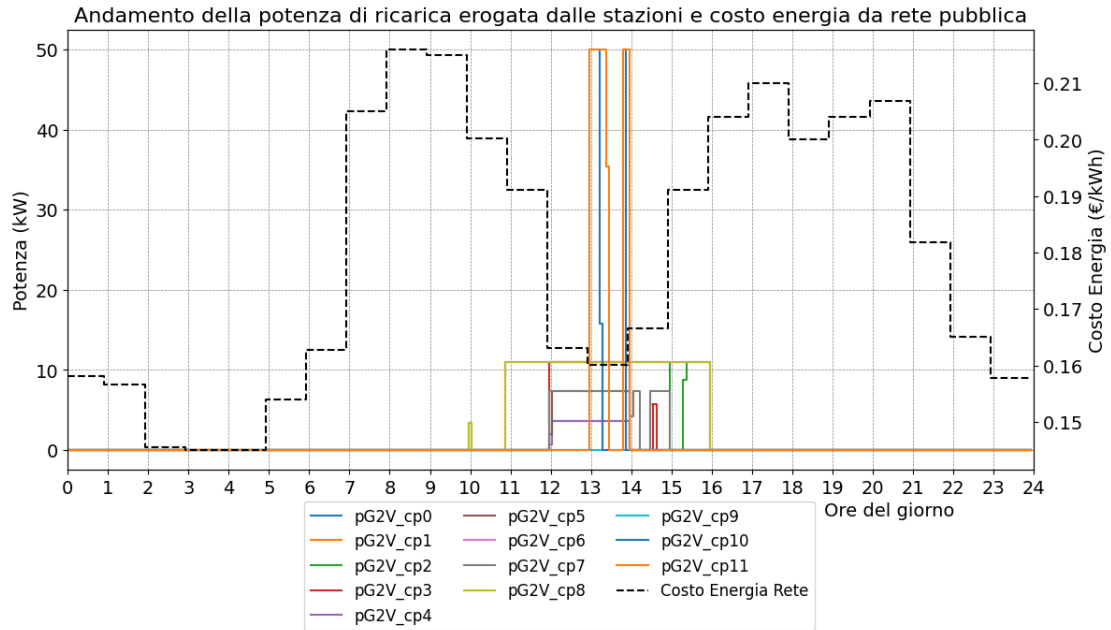


Figura 5.6: Andamento temporale della potenza di carica dei veicoli durante l’arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18

generata viene anche consumata in loco) e nella maggior parte dei momenti della giornata anche un *surplus*, con conseguente vendita in rete dell’energia. Avendo sempre di fronte il caso di tariffe vantaggiose per il gestore, a costo di prelevare dalla rete in qualche momento della giornata, viene comunque massimizzata la carica dei veicoli, come mostrato in Figura 5.10.

Sono poi mostrati i grafici sulle potenze delle ricariche programmate in Figura 5.11 e l’andamento dei SoC dei veicoli durante la giornata in Figura 5.12.

Viceversa, nel caso di una riduzione per le tariffe di ricarica per gli utenti, a un valore inferiore al costo di acquisto di energia dalla rete, si vede da Figura 5.13 come l’ottimizzatore gestisce le ricariche in maniera da raggiungere una completa autosufficienza (non servono prelievi dalla rete per soddisfare i carichi), consumando solo energia rinnovabile generata localmente dall’impianto PV.

Dal grafico sugli andamenti temporali delle potenze cedute ai veicoli dalle colonnine in Figura 5.14, si vede come in questo caso la potenza viene modulata opportunamente (ad esempio nel caso della $pG2V_{car1}$, per la quale si rimane sotto i 50 kW nominali) per non incorrere in una situazione di prelievo da rete che porterebbe ad uno svantaggio economico. Viene quindi spostato nel tempo a disposizione il carico, garantendo comunque il soddisfacimento della carica finale minima dei veicoli.

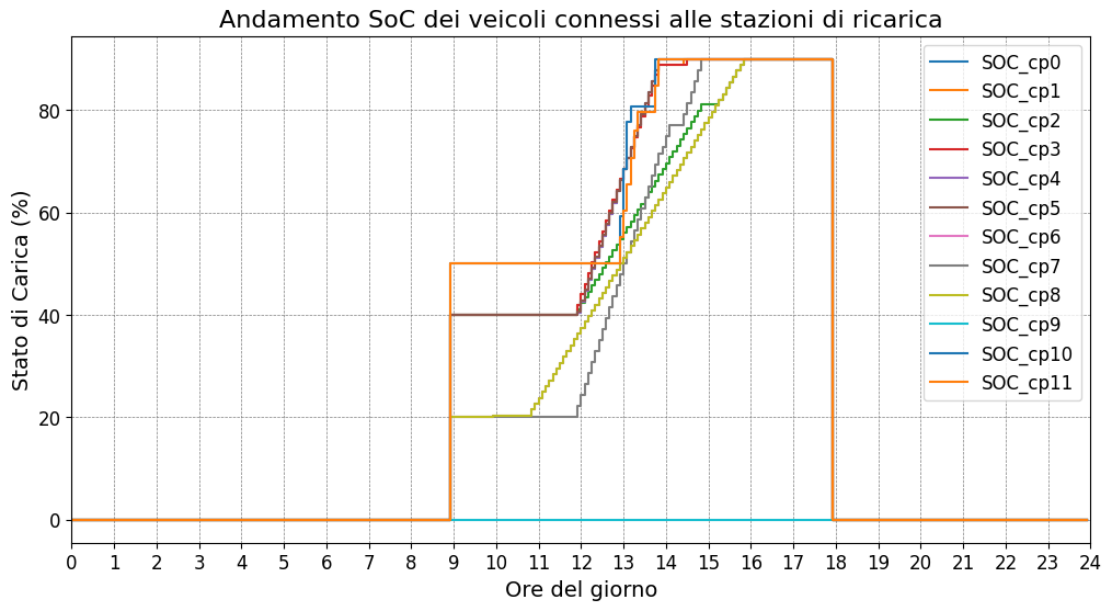


Figura 5.7: Andamento temporale dello stato di carica delle batterie dei veicoli durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18

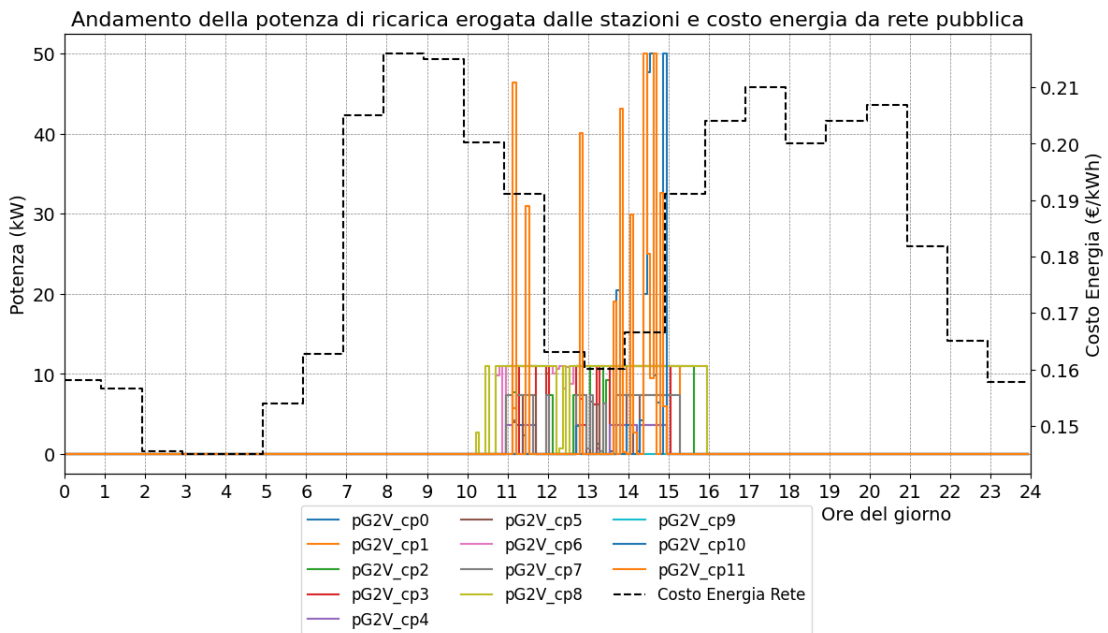


Figura 5.8: Andamento temporale della potenza elettrica ceduta ai veicoli da ciascuna stazione di ricarica durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18, con un limite di prelievo a 210 kW

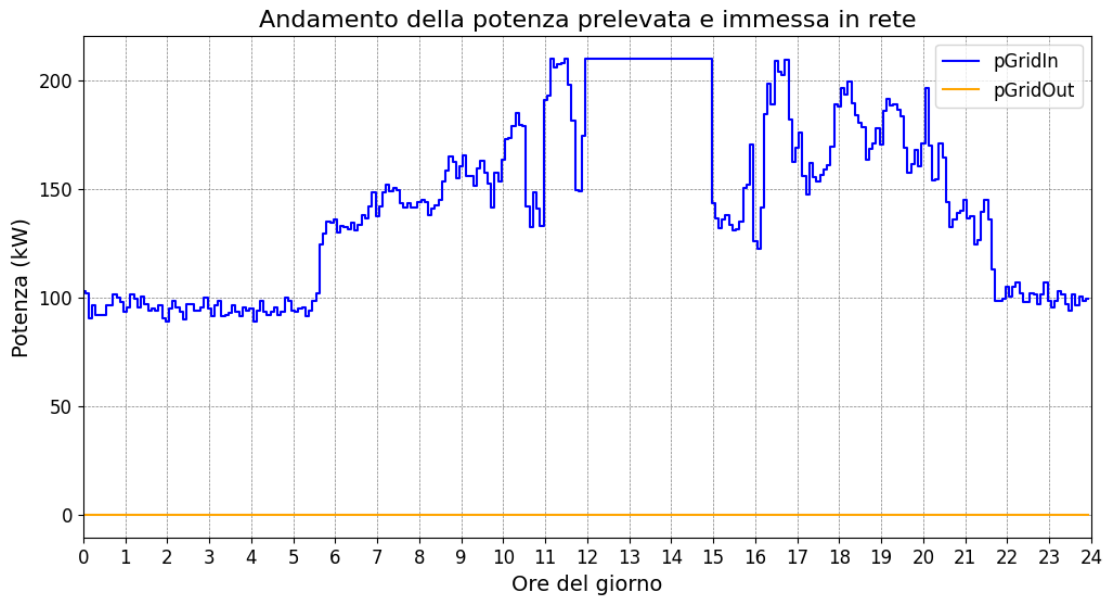


Figura 5.9: Andamento temporale della potenza elettrica prelevata dalla rete durante l'arco della giornata nel caso di parcheggio occupato dai veicoli dalle 9 alle 18, con un limite di prelievo a 210 kW

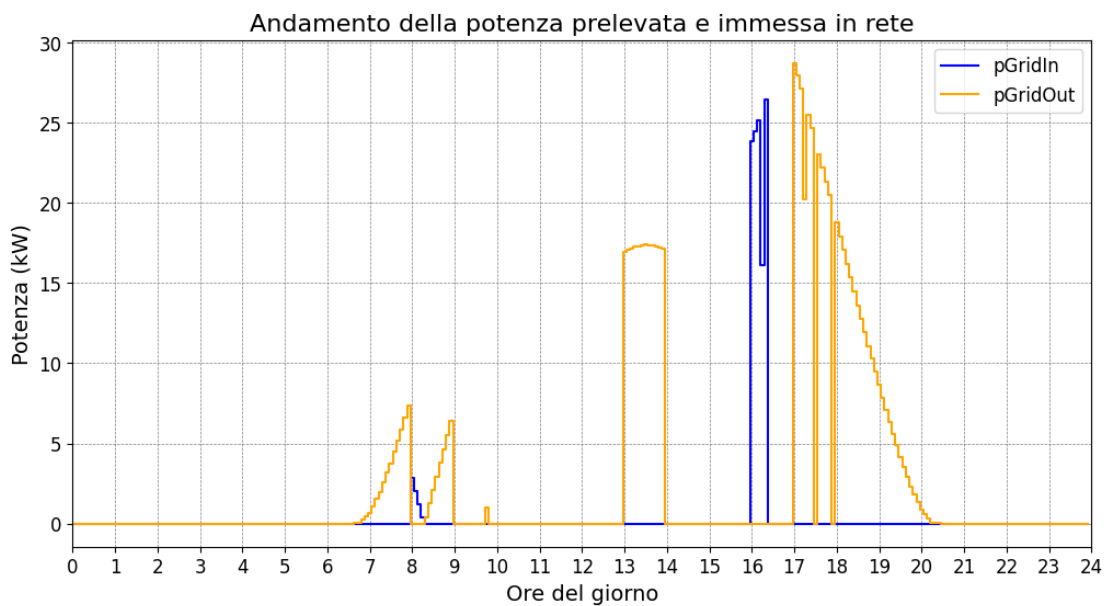


Figura 5.10: Andamento temporale della potenza elettrica prelevata e immessa in rete durante l'arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell'edificio

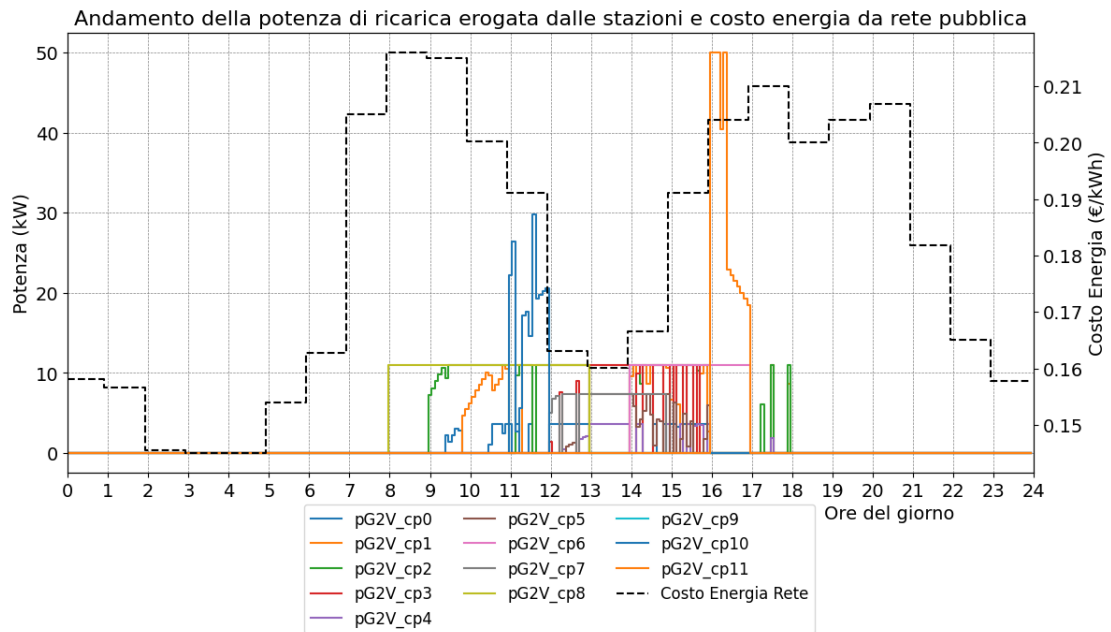


Figura 5.11: Andamento temporale della potenza elettrica di ricarica per le singole stazioni durante l’arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell’edificio

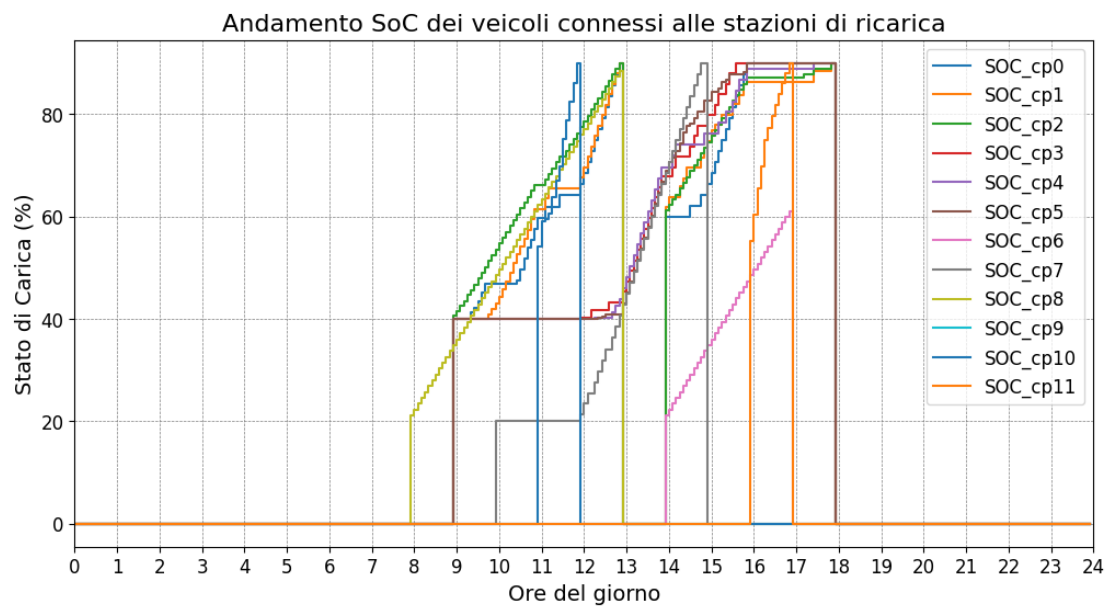


Figura 5.12: Andamento temporale dello stato di carica dei veicoli durante l’arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell’edificio

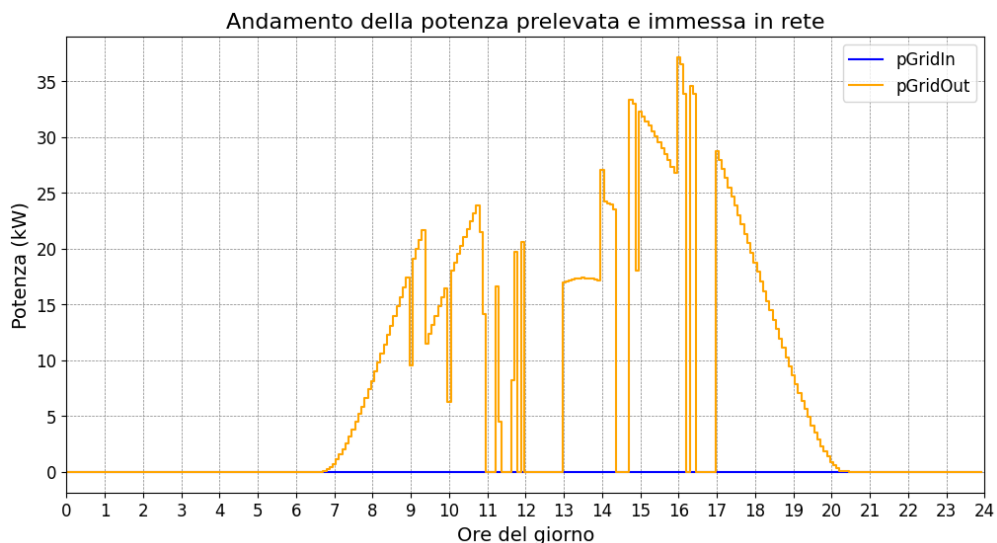


Figura 5.13: Andamento temporale della potenza elettrica prelevata e immessa in rete durante l’arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell’edificio e ammettendo delle tariffe sconvenienti per il gestore

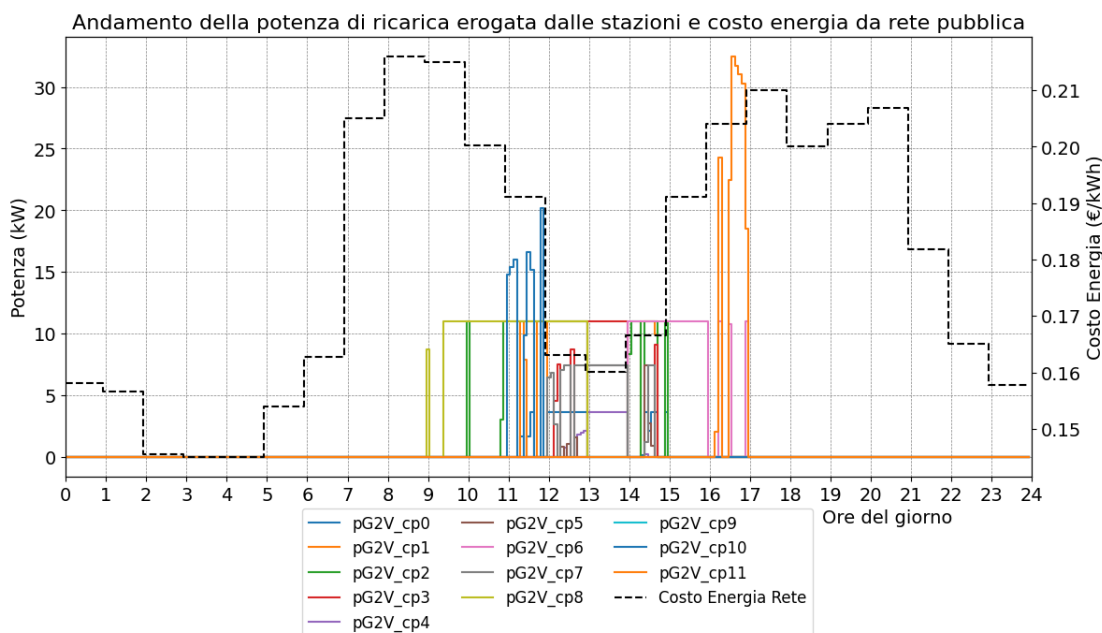


Figura 5.14: Andamento temporale della potenza elettrica di ricarica per le singole stazioni durante l’arco della giornata nel caso studio, non considerando la presenza del carico elettrico dell’edificio e ammettendo delle tariffe sconvenienti per il gestore

Capitolo 6

Validazione algoritmo tramite KPI

I *Key Performance Indicators* (KPI) sono strumenti di misurazione utilizzati per valutare le prestazioni di un processo, sistema o progetto rispetto a obiettivi predefiniti. La loro funzione principale è fornire dati quantitativi e qualitativi che permettano di monitorare l'efficacia e l'efficienza delle attività, evidenziando aree di miglioramento o successo. Esistono diversi tipi di KPI, a seconda del contesto in cui vengono applicati: possono essere finanziari, operativi, qualitativi o di sostenibilità, tra gli altri. Nel contesto aziendale, i KPI aiutano a guidare le decisioni strategiche e operative, facilitando l'allocazione delle risorse in modo ottimale.

In ambito ingegneristico, e più specificamente energetico, i KPI assumono una rilevanza fondamentale per valutare le prestazioni di sistemi complessi, come impianti di produzione energetica o reti di distribuzione.

Nel presente studio, si è voluto svolgere un'analisi di valutazione di alcuni KPI, mettendo a confronto i risultati di un processo di carica standard (caricamento della batteria degli EV a partire dal primo istante in cui avviene la connessione, indipendentemente dalle condizioni al contorno, fino a saturazione) o con quelli di un programmazione ottimizzata delle cariche secondo l'algoritmo sviluppato.

6.1 Confronto KPI per caso studio

Come prima base di confronto tra i due processi di carica, si è scelto il solito caso studio definito nel dettaglio all'interno del Capitolo 3.

I KPI che sono stati studiati per svolgere un'analisi comparativa tra le due configurazioni di gestione della ricarica, sono i seguenti:

1. **Average-peak ratio**, anche detto fattore di carico: è definito come il rapporto tra il valore medio giornaliero di prelievo di potenza dalla rete elettrica e il valore di picco; questo KPI risulta utile per valutare l'efficienza dell'uso dell'energia e ridurre la necessità di infrastrutture sovradimensionate. Un valore prossimo all'unità rappresenta un valore ideale, per cui nella maggior parte del tempo si sta sfruttando a pieno il sistema elettrico per come dimensionato. Dal punto di vista dell'utente, è meglio avere questo KPI alto per minimizzare sia i costi d'impianto sia i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, infatti nella bolletta c'è sia una quota energia sia una quota potenza, proporzionale alla potenza massima impegnata. Per cui, a parità di energia totale assorbita dalla rete, con un *average-peak ratio* basso, un utilizzatore paga di più. Infine, dal punto di vista di un distributore dell'energia, servire un utilizzatore con un fattore di carico basso è molto sfavorevole, perché si devono dimensionare le linee per la potenza massima, ma queste poi verranno sfruttate in quelle condizioni solo per minime durate di tempo.
2. Il **fattore di autoconsumo** da fonti rinnovabili [%]: rappresenta il rapporto tra l'energia rinnovabile consumata direttamente rispetto a quella prodotta, ed è cruciale per promuovere l'indipendenza energetica e la sostenibilità ambientale; Strettamente correlabili ai vantaggi di natura energetica e ambientale ottenibili dalla presenza di un valore di autoconsumo elevato, sono quelli di natura economica. Infatti, tutta l'energia che si riesce a sfruttare per alimentare i carichi elettrici presenti durante l'effettivo istante di generazione, invece di essere immessa in rete e venduta a prezzi non molto vantaggiosi, rappresenta di conseguenza un costo evitato per l'operatore di un sistema energetico;
3. **Risparmio economico** [€]: questo è il KPI più immediato e di facile interpretazione, quantifica la riduzione dei costi operativi associati all'ottimizzazione energetica o all'uso di tecnologie efficienti, offrendo un'indicazione immediata del valore finanziario di un intervento o dell'utilizzo di un certo sistema di gestione.

Questi KPI, attraverso la loro integrazione nelle piattaforme di gestione energetica, forniscono le basi per decisioni informate e per la progettazione di strategie orientate alla massima efficienza e sostenibilità.

Volendo quindi capire come vengono gestite diversamente le ricariche degli EVs nel caso studio presentato finora, si fa riferimento alla Figura 6.1.

Partendo dal primo sotto-grafico, sono state messe in evidenza le 4 principali grandezze di input al problema:

- il profilo di carico elettrico associato all'aggregato degli utilizzatori dell'edificio presente nel caso studio [kW];

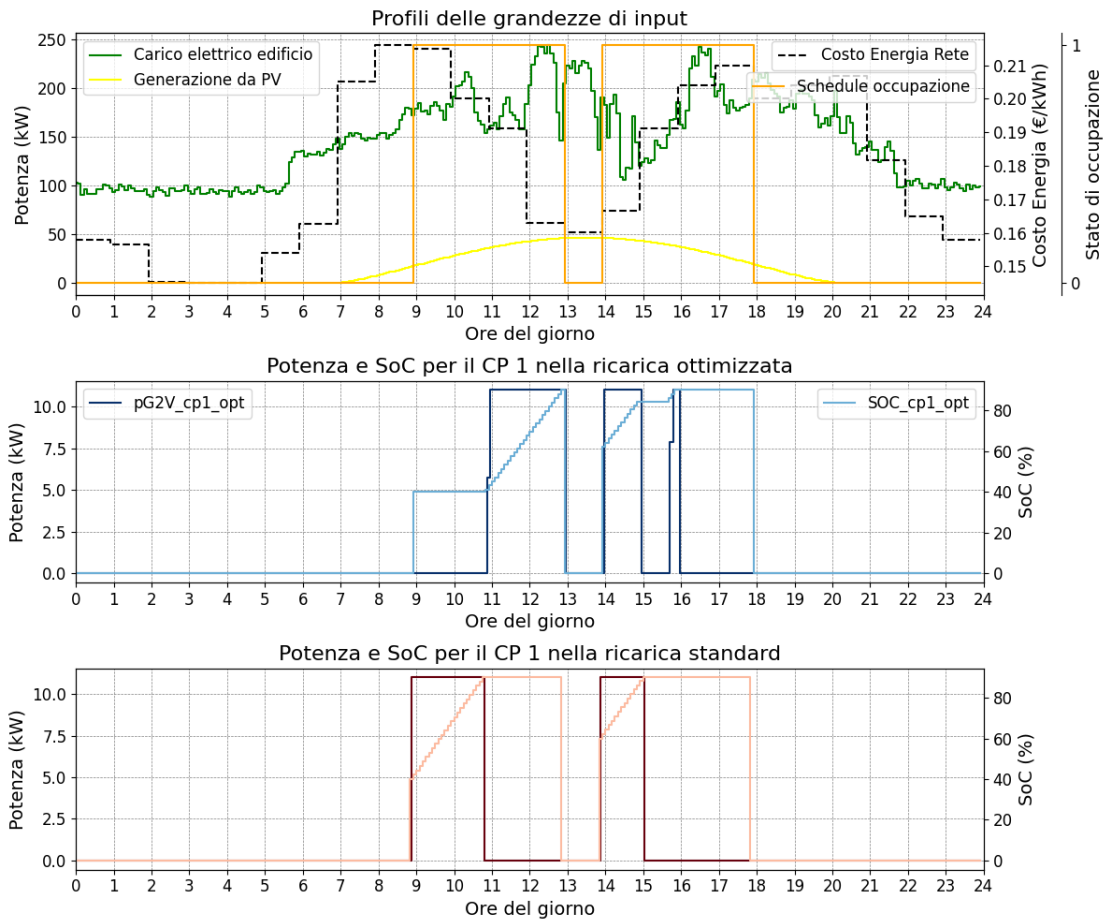


Figura 6.1: Confronto tra la configurazione di ricarica standard e ricarica ottimizzata, a parità di condizioni al contorno date dal caso studio presentato

- il profilo di generazione da PV da parte dell'impianto presente nel caso studio [kW];
- il profilo del prezzo dell'energia acquistata da rete [€/kWh];
- il profilo dello stato di occupazione delle stazioni di ricarica [0-1].

È stata presa in esame una delle 12 stazioni di ricarica presenti nel parcheggio, scelta in maniera del tutto arbitraria. A parità di queste condizioni al contorno, le due logiche di gestione delle ricariche presentano nei due successivi sotto-grafici delle evidenti differenze. Innanzitutto, nel caso di logica standard, come già accennato, si dà inizio al processo di carica fin dall'istante iniziale di connessione (relativo al primo passaggio dello stato di occupazione della stazione da 0 a 1). Inoltre, la carica viene effettuata a potenza nominale fino alla saturazione della batteria (si

è scelto di caricare fino al 90% per evitare di danneggiare lo stato di salute della batteria).

Questa logica di ricarica è totalmente agnostica di ciò che si verifica al contorno e soprattutto in proiezione futura, per cui inizializza la ricarica del veicolo nonostante in quelle ore si abbiano i prezzi di acquisto dell'energia più alti della giornata.

Si può invece notare come nel caso della ricarica ottimizzata gestita dal CPMS sviluppato, il veicolo si connette sempre alle 9 del mattino come previsto da *schedule* (dal grafico si può vedere il passaggio del SoC letto dal *charging point* da 0 al valore iniziale con cui arriva il veicolo), ma il SoC non mostra degli aumenti per quasi le prime due ore di connessione; dopodiché a ridosso delle 11 del mattino viene fatta partire la ricarica del veicolo a potenza nominale fino al momento del distacco del veicolo (dato previsionale in input al CPMS). In questo modo, l'ottimizzatore avendo opportunamente calcolato il tempo necessario a saturare la batteria del veicolo, ha fatto in modo di sfruttare il periodo di tempo a disposizione più conveniente sotto due punti di vista:

- sfruttare le ore della giornata che presentano i prezzi dell'energia più bassi;
- sfruttare al massimo le ore in cui c'è maggiore produzione da fotovoltaico, in maniera da dover acquistare il meno possibile dell'energia necessaria per effettuare la ricarica ed alimentare l'edificio dalla rete pubblica.

Avendo quindi messo in evidenza la logica diversa con cui vengono gestite le due ricariche, si passano ora in rassegna i KPI calcolati nelle due configurazioni.

Tabella 6.1: Tabella di riepilogo KPI per il caso studio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata

KPI		
Average-peak ratio	Ricarica std	0,537
	Ricarica opt	0,538
	Ricarica opt (vincolo prelievo)	0,581
Costo ricariche [€]	Ricarica std	60,04
	Ricarica opt	57,59
	Ricarica opt (vincolo prelievo)	57,60
Autoconsumo [%]	Ricarica std	100%
	Ricarica opt	100%

Da Tabella 6.1, si nota come il fattore di carico (*average-peak ratio*) risulta essere pressoché paragonabile tra le due logiche di ricarica, se non si considera la presenza di un vincolo stringente sulla massima potenza prelevabile dalla rete elettrica. In tal caso, invece, il KPI presenta un modesto miglioramento, seppur contenuto, visto il caso in esame. Infatti, avendo che i veicoli sono connessi in periodi sparsi durante

l'arco della giornata (diverse tipologie di utenti) anche nel caso di logica di ricarica standard, non si risente particolarmente di un picco di carico esagerato rispetto alla media giornaliera. Infatti, il fattore non risulta molto più basso rispetto a quello che si avrebbe a prescindere per via del carico dell'edificio, al netto della generazione da PV (fattore pari a 0,63).

Inoltre, dato che il periodo di tempo di connessione per alcuni veicoli risulta piuttosto contingentato, non c'è molta possibilità da parte del CPMS di andare a mitigare il processo di ricarica e distribuire l'energia necessaria su più *timestamp* a disposizione, in maniera da andare a contenere il valore di carico di picco. Per questo motivo, le potenzialità del sistema di gestione risultano limitate nella specifica casistica presa in esame.

Come secondo punto, in Tabella 6.1 è messo in evidenza il costo delle ricariche in un giornata, calcolato come la sommatoria dell'energia ceduta dai *charging point* in ogni intervallo di tempo per caricare i veicoli, moltiplicata per il prezzo dell'energia relativo allo specifico istante temporale. In questo modo si valuta in maniera isolata la capacità del CPMS di andare a spostare le ricariche, laddove possibile, in orari del giorno più convenienti. Inoltre sarebbe inutile, nel caso corrente, calcolare il costo totale dato dal prelievo dell'energia da rete per soddisfare tutti i carichi presenti, in quanto l'assorbimento di potenza dell'edificio e la generazione da PV risultano i medesimi per entrambe le logiche di ricarica EVs. Emerge come nel caso di una gestione ottimizzata si ottiene un risparmio netto sulle ricariche pari a circa 2,4 € in una giornata rispetto alla logica di carica standard. Preso singolarmente questo valore può sembrare abbastanza irrisorio, ma considerando il funzionamento dell'impianto durante tutti i giorni lavorativi, il risparmio totale che si può ottenere nell'arco di un anno risulta non più trascurabile. Bisogna comunque considerare che tra i principali obiettivi di questi algoritmi di gestione ci sono soprattutto la capacità di svolgere funzioni di bilanciamento della rete e *peak shaving* (abbassamento il carico picco in prelievo, imponendo un vincolo specifico), che risulteranno fondamentali in un domani prossimo in cui la presenza di un parco automobilistico sempre più elettrico potrebbe mettere in grande difficoltà il sistema dal punto di vista delle infrastrutture e del dispacciamento. Inoltre, applicando il CPMS al caso studio proposto, non si riesce ad evidenziare il risparmio indiretto sul costo delle ricariche dato dallo sfruttamento massimizzato dell'energia da PV. Infatti, per via della presenza di un cospicuo carico parallelo, costituito l'aggregato degli utilizzatori nell'edificio, la produzione da rinnovabile viene completamente assorbita e sfruttata in loco, indipendentemente dalla presenza o meno della ricarica degli EVs. Per cui si ottiene sempre una situazione di autoconsumo pari al 100%.

Si è scelto, quindi, di condurre un'ulteriore analisi, in cui si è ignorata la presenza dell'edificio, come carico elettrico. In questo modo, il CPMS prendendo solo in considerazione la generazione da PV e la domanda energetica per le ricariche da parte degli EVs, andando per sua natura a minimizzare i costi operativi sulle 24 ore

successive, cerca di sfruttare nella maniera migliore la produzione di energia locale.

Tabella 6.2: Tabella di riepilogo KPI per il caso studio, senza la presenza del carico elettrico di un edificio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata

KPI (caso studio senza edificio)		
Autoconsumo [%]	Ricarica std	55,57%
	Ricarica opt	82,94%
Costo prelievo da rete [€]	Ricarica std	21,22
	Ricarica opt	2,09

In Tabella 6.2 si mostra come nel caso di ricarica standard, si raggiunge un valore di percentuale di autoconsumo attorno al 55%, mentre nel caso di ricarica ottimizzata gestita dal CPMS questo fattore sale fino a quasi l'83%. Un KPI simile, come detto in precedenza, non solo porta con sè un'importante conseguenza dal punto di vista dell'impiego razionale ed intelligente delle risorse disponibili, ma soprattutto un ingente risparmio economico. Infatti, viene poi mostrato il relativo costo del prelievo dalla rete dell'energia, che mostra in questo caso una differenza sostanziale tra i due casi, vantando nel CPMS un risparmio di ben 19 € nell'arco di una sola giornata.

6.2 Confronto KPI per caso con veicoli connessi dalle 9 alle 18

Dopo aver analizzato nel dettaglio le differenze in termini di *performance* che si evidenziano nei due approcci alla ricarica all'interno del contesto dato dal caso studio esaminato, si è voluto testare il comportamento dei due sistemi su un ulteriore banco di prova: si è scelto quindi di esaminare lo stesso parcheggio aziendale, nel quale però i veicoli elettrici arrivano e si collegano tutti alle 9 del mattino e si scollegano alle 6 del pomeriggio. Tutte le altre condizioni al contorno sono lasciate identiche al caso studio.

Questa nuova condizione di lavoro evidenzia diversi limiti da parte dell'approccio di ricarica standard, mettendo in luce invece le potenzialità del CPMS.

Si parte dal presentare graficamente come viene gestita diversamente la carica da parte di un *charging point* scelto casualmente.

Come al solito il primo sottografico in Figura 6.2 mostra l'andamento delle grandezze in input al problema, in particolare la nuova *schedule* di connessione per la stazione presa in esame, che presenta un passaggio nello stato di occupazione da 0 a 1 in corrispondenza delle 9 del mattino, per poi passare nuovamente a zero per le 18.

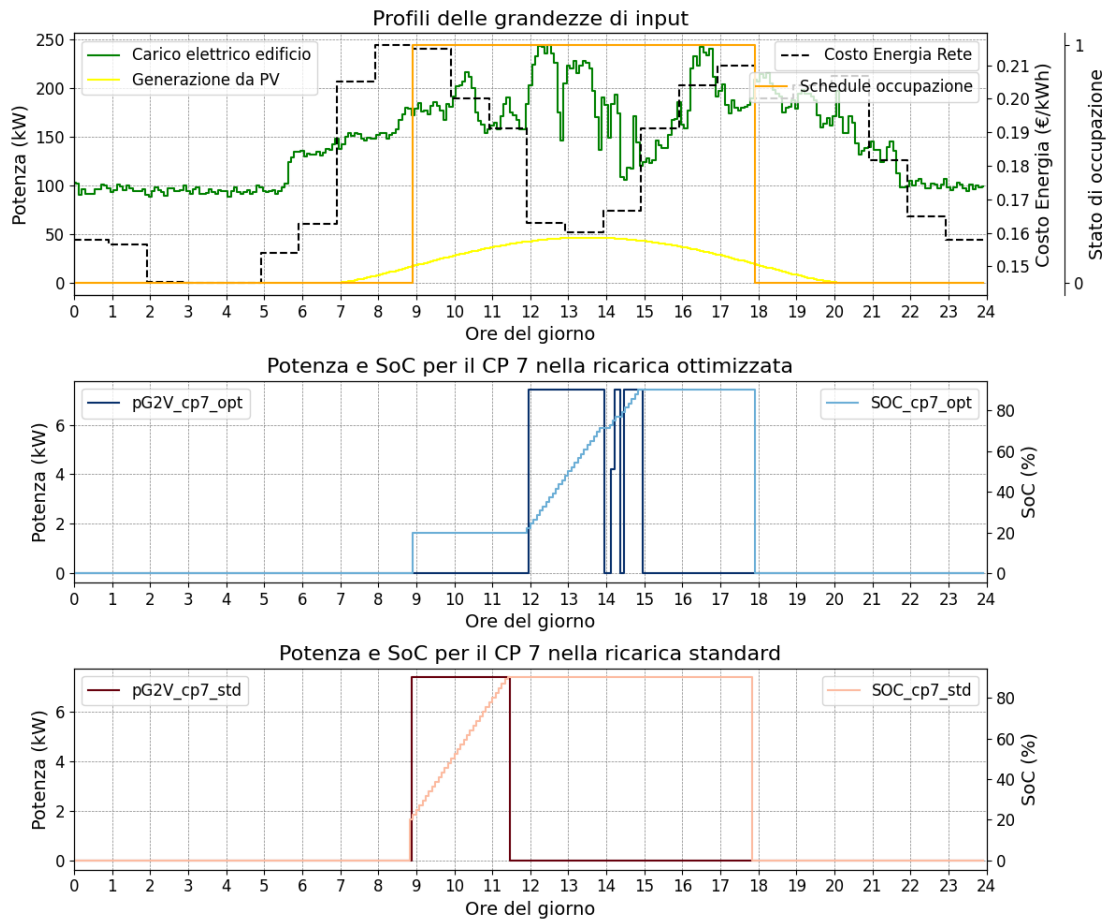


Figura 6.2: Confronto tra la configurazione di ricarica standard e ricarica ottimizzata, a parità di condizioni al contorno, nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18

Visto l'ampio periodo di tempo a disposizione, seguendo i soliti criteri di minimizzazione dei costi operativi, che prevedono ragionevolmente il massimo sfruttamento dell'energia da PV e la scelta di ricarica nelle fasce orarie di maggior convenienza, il CPMS concentra il processo di carica proprio nelle ore centrali della giornata, nonostante avesse a disposizione il veicolo fin dalle prime ore del mattino. Al contrario, l'approccio standard non modula e non programma in modo flessibile e intelligente il caricamento della batteria dell'EV.

Risulta ancor di più interesse mostrare che tipo di programmazione viene scelta per il singolo *charging point* 7, nel caso in cui si ponga un vincolo stringente sul limite massimo di prelievo da rete (posto a 210 kW, pari al carico di picco previsto per alimentare l'edificio, al netto del PV). In tal caso, si vede da Figura 6.3 come il processo sia molto più intermittente e distribuito nell'arco della giornata, seguendo

le logiche ottimali definite dal CPMS e considerando anche la co-presenza di tutti gli altri veicoli connessi e i carichi paralleli.

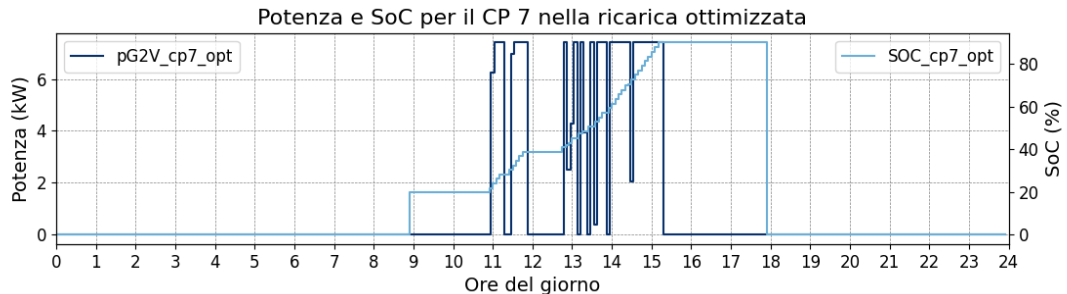


Figura 6.3: Processo di ricarica scelto dal CPMS nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18, limitando il prelievo da rete a 210 kW

Avendo quindi presentato in generale il quadro esaminato, si passa ora ad analizzare i vari KPI per le due logiche, mostrate in Tabella 6.3.

Tabella 6.3: Tabella di riepilogo KPI per il caso con veicolo connessi dalle 9 alle 18, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata

KPI		
Average-peak ratio	Ricarica std	0,436
	Ricarica opt	0,450
	Ricarica opt (vincolo prelievo)	0,713
Costo ricariche [€]	Ricarica std	80,81
	Ricarica opt	73,16
	Ricarica opt (vincolo prelievo)	76,32
Autoconsumo [%]	Ricarica std	100%
	Ricarica opt	100%

Partendo dall'*average-peak ratio*, si può notare come non ci siano particolari differenze tra il valore relativo alla ricarica standard e quella ottimizzata, nel caso in cui non venga posto un particolare vincolo sul prelievo dalla rete. Infatti, non avendo limiti dettata dalla definizione del problema di ottimizzazione, il CPMS cerca di concentrare la maggior parte delle ricariche tutte assieme nelle ore centrali della giornata, con un conseguente raggiungimento di un picco vicino le 13. Inserendo, invece, il solito vincolo stringente di 210 kW sul prelievo d'energia da rete pubblica, si passa da un fattore di carico decisamente più alto (0,713). Dalla Figura 6.4 si vede come l'azione da parte di una pura ottimizzazione in termini di costi non ha portato altro che ad uno spostamento del carico di picco dopo pranzo, mentre

l'aggiunta di un limite ha obbligato una redistribuzione delle ricariche, portando ad un profilo di assorbimento da rete molto più schiacciato.

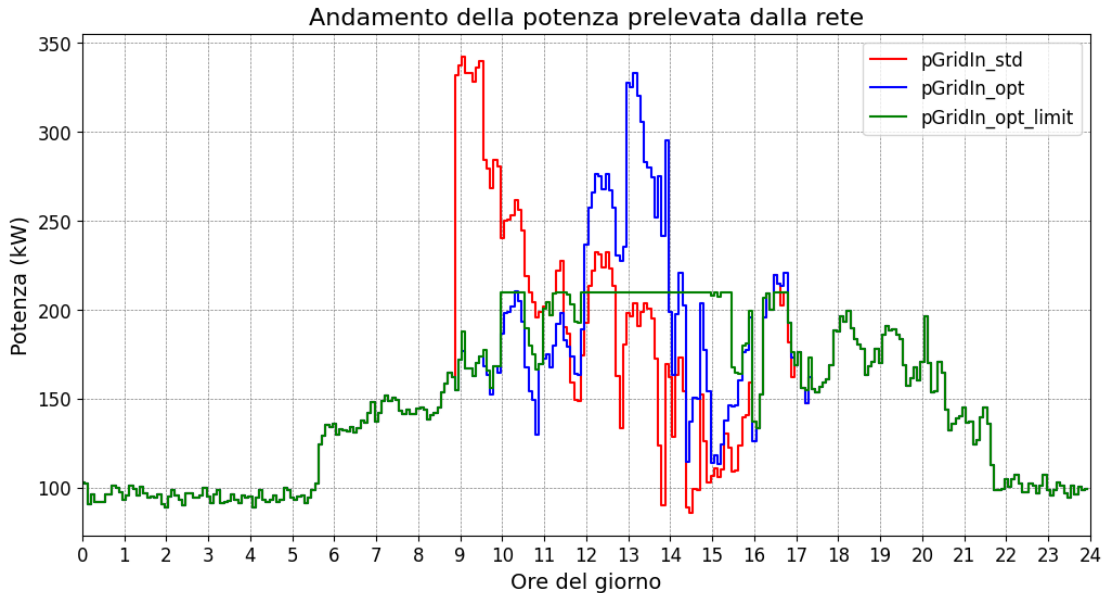


Figura 6.4: Profili di prelievo potenza da rete a confronto nel caso di veicoli connessi dalle 9 alle 18

Parlando di costo per le ricariche, nella casistica esaminata il risparmio economico netto con l'utilizzo di un CPMS risulta ancor più evidente rispetto al caso studio (più di 7 € di costo evitato per le ricariche). Mentre, come nel caso precedente, l'autoconsumo pari al 100% risulta sempre garantito dalla presenza dell'edificio.

Come fatto nel paragrafo 6.1, si è quindi studiata una condizione ipotetica di mancanza di un carico elettrico parallelo dovuto alla presenza di un edificio.

In questo caso, la Tabella 6.4 mostra come l'incremento nella percentuale di autoconsumo sia ancora più apprezzabile come quanto si avesse nel caso studio, passando ad un valore che si aggira al 90%. Dalla simulazione svolta, risulta infatti chiaro come l'unica quota parte di energia prodotta da fotovoltaico immessa in rete sia stata quella prodotta nelle ore precedente alle 9 e successiva alle 18, ammontando al solo 10% del totale generato, come mostrato in Figura

Associato ad un migliore sfruttamento dell'energia auto-prodotta, si è messo in evidenza la conseguente differenza nella spesa che si dovrebbe sostenere per il prelievo da rete nel caso delle due diverse logiche di ricarica. Il risparmio, in particolare, è di circa 18€ per la giornata presa in esame. Quanto presentato conferma un grande vantaggio nell'utilizzo di un CPMS, sia dal punto di vista energetico ed economico, sia da quello della sicurezza e dell'utilizzo ottimale delle infrastrutture esistenti. Risulta doveroso ricordare che in entrambi gli approcci si è

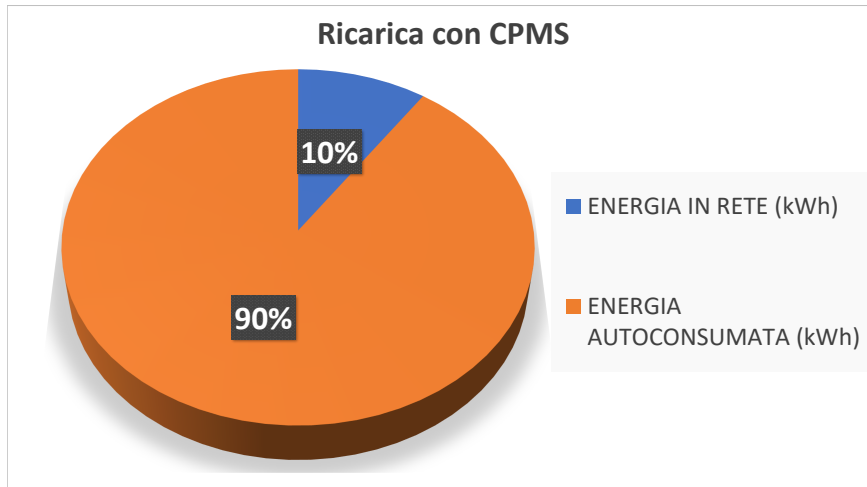


Figura 6.5: Grafico a torta rappresentante la quota di energia generata da fotovoltaico autoconsumata e quella immessa in rete, sfruttando la gestione di un CPMS

garantito per tutti i veicoli che interagiscono con le stazioni di ricarica uno SoC finale pari al 90%, per cui il risparmio e i vantaggi presentati sono effettivi e non cambiano l'esito finale nel servizio erogato ai clienti.

Tabella 6.4: Tabella di riepilogo KPI per il caso con veicolo connessi dalle 9 alle 18, senza la presenza del carico dell'edificio, confronto tra le logiche di ricarica standard e ottimizzata

KPI (caso studio senza edificio)		
Autoconsumo [%]	Ricarica std	53,41%
	Ricarica opt	90,31%
Costo prelievo da rete [€]	Ricarica std	32,15
	Ricarica opt	14,79

Capitolo 7

Conclusioni e sviluppi futuri

In questo capitolo vengono raccolte tutte le conclusioni più rilevanti che si sono tratte dal lavoro svolto, a valle delle simulazioni effettuate e dei risultati ottenuti. Queste possono essere categorizzate come segue:

- Risvolti tecnico-energetici
- Risvolti economici (in termini di OPEX)
- Risvolti economici (in termini di CAPEX)

7.1 Risvolti tecnico-energetici

Il primo obiettivo che è stato posto di fronte alla realizzazione di questo algoritmo è il raggiungimento di un sistema di gestione in grado di non violare e rispettare i vincoli fisici e tecnici esistenti, durante il suo esercizio, con il fine di tutelare al meglio la rete elettrica, riducendone lo stress generato dalla domanda in prelievo e potenzialmente offrendo un servizio di *demand-side management*. Si può senz'altro dire che questo *target* è stato raggiunto, considerando come il CPMS sviluppato è in grado di rispondere efficacemente ad un segnale esterno, ad esempio dal distributore elettrico, mirato ad andare a limitare la massima richiesta di prelievo dalla rete, imponendo di fatto un certo "tetto" massimo. Questo tipo di servizio nel prossimo futuro, ma già nel presente, può avere dei riscontri davvero importanti su quella che è l'affidabilità della rete elettrica e il suo stato di salute. Questo aiuterà anche i gestori del dispacciamento (come Terna) nelle ardue sfide a cui andranno sempre più in contro, vista la crescente penetrazione della generazione da fonti energetiche intermittenti e non prevedibili: sarà, infatti, un compito sempre più difficile accoppiare il profilo della domanda energetica aggregata con quello dell'offerta.

Un secondo aspetto da sottolineare è la capacità che ha il CPMS di verificare costantemente le condizioni di funzionamento degli EVSE connessi alla sotto-rete interna, garantendo sempre dei valori di tensioni nodali all'interno di un range ottimale. Questo permetterebbe di ottenere un ulteriore *layer* di supervisione in esercizio che impedisce il danneggiamento dei dispositivi e la salvaguardia del loro stato di salute.

Infine, è stato comprovato il grande impatto che avrebbe l'utilizzo di un CPMS in un sistema parcheggio con annessa generazione da PV in termini di aumento dell'autoconsumo.

7.2 Risvolti economici

Dal punto di vista economico i vantaggi che si hanno grazie all'impiego di un sistema di gestione come quello sviluppato sono ingenti e di vario tipo. Innanzitutto, programmando le ricariche degli EVs nelle fasce orarie più convenienti, si ottengono dei risparmi economici diretti. Inoltre, il CPMS porta ad un importante costo evitato, in quanto massimizza il consumo di energia da fonti rinnovabili locali, riducendo al minimo l'acquisto da rete. Entrambi questi aspetti portano quindi ad un concreto abbattimento degli OPEX, ovvero i costi associati alla gestione e mantenimento di un sistema.

Esiste, infine, un ultimo vantaggio economico potenzialmente ottenibile, che riguarda in questo caso i costi capitali all'inizio di un investimento (CAPEX). Infatti, potendo fare affidamento alla presenza di un sistema di gestione CPMS, il dimensionamento iniziale dell'impianto energetico può essere fatto in maniera diversa. Ad esempio, non risulterebbe necessario scegliere una taglia di trasformatore o una sezione dei cavi tali da poter trasportare la potenza aggregata data dalla somma di tutti i carichi nominali potenzialmente presenti (considerando i fattori di contemporaneità).

Si potrebbero, invece, fare delle scelte più opportune, potendo quindi risparmiare in termini di materiali utilizzati e, in seguito, sfruttare al massimo le infrastrutture e i dispositivi scelti (garantendo dei fattori di utilizzazione mediamente molto più vicini a 1).

7.3 Sviluppi e applicazioni future del lavoro

Vengono ora presentati gli sviluppi futuri e le implementazioni aggiuntive che ci saranno a partire dal lavoro svolto.

Quello che manca oggi è una standardizzazione specifica per l'implementazione dei processi di ricarica su stazioni "miste". Questa consentirebbe di andare oltre quelle che sono le limitazioni collegate alle logiche proprietarie di controllo dei

sistemi. Un altro aspetto importante è arrivare a coordinare poi il funzionamento simultaneo di stazioni di ricarica lente in AC e veloci in DC.

L'algoritmo elaborato in questo lavoro può essere visto come un *supervisory layer control*, quindi un'entità di controllo ad un livello di supervisione generale del sistema che è in grado di allocare intelligentemente i *setpoint* che devono seguire le singole stazioni. Annesso a questo orchestratore, sarà però necessaria l'integrazione con un algoritmo per il controllo a livello di campo, che sia quindi in grado di coordinare e trasmettere tramite opportuni protocolli di comunicazione queste informazioni ai caricatori, rendendo di fatto interoperabili dispositivi di natura diversa, in un set eterogeneo come quello presentato nel caso studio. Questi due livelli di controllo dovranno quindi lavorare in perfetta sinergia al fine di poter rendere concreta e attuabile la strategia proposta.

Per capire con che logica di processo andrebbe ad essere applicato in campo il CPMS sviluppato, si può fare riferimento al *flow chart* mostrato in Figura 7.1.

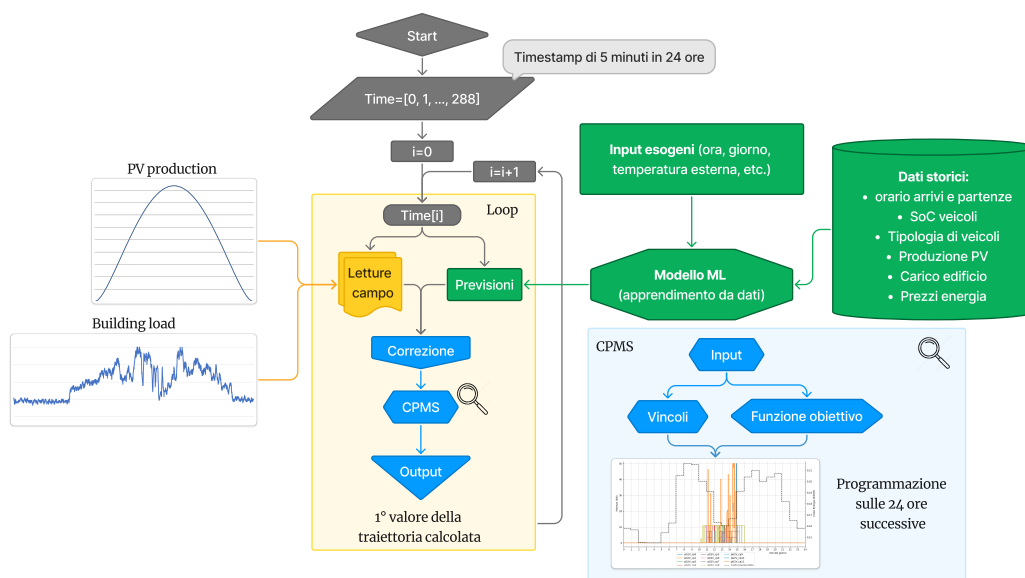


Figura 7.1: Schema logico di *flow process* da seguire nella messa in campo dell'algoritmo CPMS.

Come spiegato finora, la programmazione delle ricariche, ottenuta a partire dall'esecuzione del codice per il CPMS, è fatta sempre su una finestra temporale mobile di lunghezza fissa (24 ore successive all'istante in un cui viene lanciato il codice).

Per fare questo si dovrà prendere in *input* una grande varietà di oggetti, suddivisibili in due categorie:

- i valori di **lettura dal campo** delle grandezze esogene di influenza come la produzione da fotovoltaico e il carico elettrico dell'edificio;
- le **traiettorie previsionali** (anch'esse sulle 24 ore successive) ottenute a partire, verosimilmente, da modelli di *machine learning* allenati su una grande mole di dati storici, riguardanti le grandezze d'influenza per il problema in esame (SoC dei veicoli al momento della connessione, tipologia delle vetture, produzione da PV, carico edificio, etc.).

Da un lato, il rilevamento dei valori dalle letture dal campo risulta intrinsecamente vincolato all'istante di tempo in cui ci si trova. Dall'altro, le previsioni ottenibili dai modelli ML, sulla base degli input dati dalle condizioni al contorno che sono anch'esse in costante aggiornamento (ora, giorno, temperatura esterna, etc.), dovranno essere aggiornate idealmente con una frequenza che segue la granularità della programmazione calcolata dal CPMS. Come si evince sempre dalla Figura 7.1, questo processo dovrebbe essere svolto in *loop* ogni 5 minuti, ottenendo ad ogni iterazione una nuova traiettoria di programmazione ottimale per le ricariche (di ogni *charging point*), a partire dalla quale si deve estrarre il primo valore temporale, il quale costituirà il *setpoint* da inseguire per le singole colonnine, quindi l'azione di comando per l'intervallo di tempo corrente.

Volendo aprire un approfondimento su ciò che avviene nel processo di "correzione" della traiettoria delle previsioni di input per una generica grandezza, si può fare riferimento alla Figura 7.2.

In arancione, si può notare riportato l'andamento della previsione per una grandezza di input come ad esempio la generazione da fotovoltaico. Associata a questa si avrà quindi un vettore numerico di n elementi, tanti quanti sono il numero di *timestamp* in 24 ore per la simulazione svolta (288 elementi nel caso di intervalli di tempo di 5 minuti). A questo punto, il primo degli n valori contenuti nella grandezza vettoriale, viene sostituito dal valore letto dal campo per la rispettiva grandezza (valore in verde sostituito nel grafico). Come si può quindi notare dal secondo sottografico, a monte di ogni volta che viene eseguito il codice, la previsione per la grandezza sulle 24 ore successive viene quindi aggiornata e "corretta" dalla lettura sul campo del valore reale. In questo modo si dà modo all'algoritmo di poter aggiustare la traiettoria di programmazione calcolata sulla base del costante aggiornamento in *real-time* degli input.

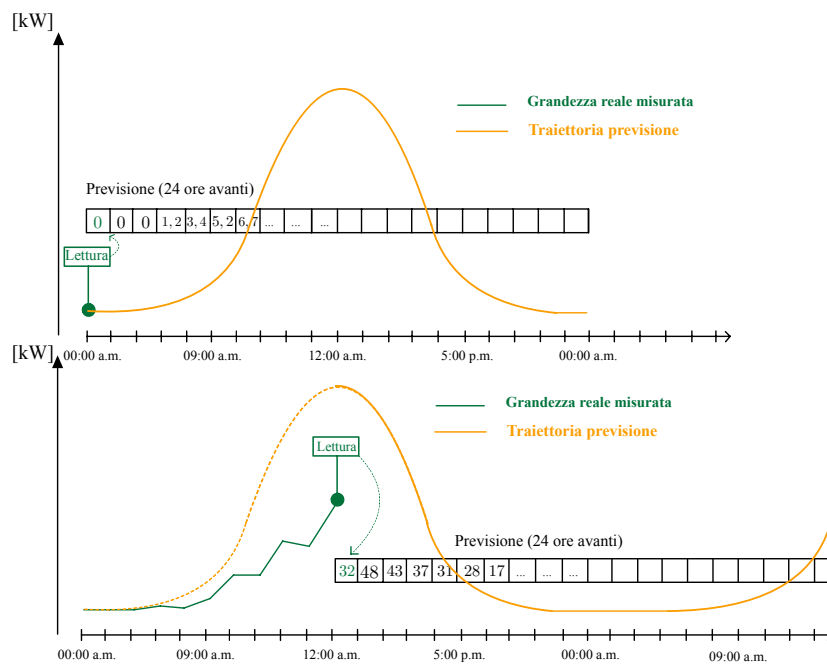


Figura 7.2: Correzione della traiettoria di previsione di una grandezza di input al problema (es. generazione da PV), sulla base della lettura in campo della variabile reale

Bibliografia

- [1] International Energy Agency. *Global Energy Outlook 2024*. Report. Accessed: 2024-07-16. International Energy Agency, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024> (cit. alle pp. 1, 3).
- [2] Nathaniel Tucker, Gustavo Cezar e Mahnoosh Alizadeh. «Real-Time Electric Vehicle Smart Charging at Workplaces: A Real-World Case Study». In: *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. ISSN: 1944-9933. Lug. 2022, pp. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM48719.2022.9917194. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9917194> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 12).
- [3] Nathaniel Tucker e Mahnoosh Alizadeh. «A Deployable Online Optimization Framework for EV Smart Charging with Real-World Test Cases». In: *2022 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*. Ott. 2022, pp. 172–178. DOI: 10.1109/SmartGridComm52983.2022.9961029. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9961029> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 12).
- [4] K. M. S. Y. Konara e M. L. Kolhe. «Priority Based Coordinated Electric Vehicle Charging System for Heterogeneous Traffic». In: *2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*. Set. 2020, pp. 1–6. DOI: 10.23919/SpliTech49282.2020.9243782. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9243782> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 12).
- [5] Aligül Selim Türkoğlu, Hilmi Cihan Güldorum e Ozan Erdiñç. «Multi-Objective EV Charging and Comfort Management Considering V2G Functionality and Distribution System Constraints». In: *2023 11th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*. Giu. 2023, pp. 1–6. DOI: 10.1109/icSmartGrid58556.2023.10170953. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10170953> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 13).

-
- [6] M. Aicardi, V. Casella, G. Ferro, R. Minciardi, L. Parodi e M. Robba. «Optimal control of electric vehicles charging in a smart parking». In: *IFAC-PapersOnLine*. 2nd IFAC Workshop on Integrated Assessment Modelling for Environmental Systems IAMES 2022 55.5 (gen. 2022), pp. 66–71. ISSN: 2405-8963. DOI: 10.1016/j.ifacol.2022.07.641. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S240589632201062X> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 13).
- [7] Mondeep Mazumder e Sanjoy Debbarma. «EV Charging Stations With a Provision of V2G and Voltage Support in a Distribution Network». In: *IEEE Systems Journal* 15.1 (mar. 2021). Conference Name: IEEE Systems Journal, pp. 662–671. ISSN: 1937-9234. DOI: 10.1109/JSYST.2020.3002769. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9131789> (visitato il 26/03/2024) (cit. a p. 13).
- [8] Modawy Adam Ali Abdalla, Wang Min, AH Gomaa Haroun e Mohamed Elhindi. «Optimal energy scheduling strategy for smart charging of electric vehicles from grid-connected photovoltaic system». In: *2021 7th International Conference on Electrical, Electronics and Information Engineering (ICEEIE)*. IEEE, 2021, pp. 37–42 (cit. a p. 13).
- [9] InsideEVs. *Auto elettriche più vendute del 2023: ecco la classifica*. Accessed: 2024-07-16. 2023. URL: <https://insideevs.it/news/702935/auto-elettriche-piu-vendute-2023-classifica/> (cit. a p. 18).
- [10] E-Station. *Guida alle auto elettriche*. Accessed: 2024-07-16. 2023. URL: <https://www.e-station.it/guida-alle-auto-elettriche.html> (cit. a p. 18).
- [11] Gaetano Conte. *Manuale di impianti elettrici. Con CD-ROM*. HOEPLI EDITORE, 2009 (cit. a p. 20).
- [12] Otovo. *Potenza pannello fotovoltaico*. Accessed: 2024-07-16. 2024. URL: <https://www.otovo.it/blog/potenza-pannello-fotovoltaico/> (cit. a p. 23).
- [13] PV education. *Properties of sunlight/ Elevation angle*. Accessed: 2024-07-16. 2024. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/basics-of-light> (cit. a p. 23).
- [14] InsideEVs. *Il confronto tra le tariffe per ricaricare l'auto elettrica*. Accessed: 2024-07-16. 2024. URL: <https://insideevs.it/features/603071/prezzi-ricarica-auto-elettrica-confronto/> (cit. a p. 32).