POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Applicazione del Model Predictive Control per l'ottimizzazione di un sistema energetico con solar farm e accumulo elettrico

Relatore

Prof. Marco Badami

Candidato

Federico Maresta

Sommario

Introduzione ... 7

1. Smart Grid e transizione energetica ... 9

1.1 Contesto energetico-ambientale e Green Deal ... 9

1.2 Efficienza energetica: aspetto economico ... 15

1.3 Transizione energetica: fonti di energia rinnovabile e non programmabilità ... 17

1.4 Sistemi di distribuzione chiusi e decentralizzazione della generazione di energia ... 19

1.5 Accumuli elettrici ... 20

1.6 Smart Grid: struttura e componenti ... 23

2 Sistemi di ottimizzazione ... 26

2.1 Advanced Energy Management Systems ... 26

2.2 Strategie di ottimizzazione di sistemi energetici ... 27

2.3 Basi del funzionamento del Model Predictive Control ... 29

3 Presentazione scenari analizzati e metodi di ottimizzazione ... 32

3.1 Descrizione del sistema di distribuzione chiuso ... 32

3.2 Analisi dei consumi ... 34

3.3 Modello energetico del sistema ... 39

3.4 Metodologia utilizzata ... 41

4 Ottimizzazione Scenario 1: Solar Farm e accumulo elettrico ... 44

4.1 Modello di baseline: logica di funzionamento ... 46

4.2 MPC per Scenario 1 ... 49

4.2.1 Formulazione adottata nell'MPC ... 50

4.2.2 Analisi e confronto risultati ... 54

4.2.3 Analisi sensitività ... 68

5 Ottimizzazione Scenario 2: parco colonnine di ricarica ... 79

5.1 Modello di baseline: logica di funzionamento ... 81

5.2 MPC per Scenario 2 ... 84

5.2.1 Formulazione adottata nell'MPC ... 84

5.2.2 Analisi e confronto risultati ... 88

5.2.3 Analisi di sensitività ... 104

6 Conclusioni ... 114

6.1 Risultati del lavoro svolto ... 114

6.2 Considerazioni finali ... 117

Bibliografia ... 119

Indice delle figure

Figura 1 - Emissioni globali di CO_2 per settore, 2019 – 2022 [1] 9
Figura 2 - Emissioni globali di CO2 da combustione di energia e processi industriali e la loro variazione annuale, 1900 – 2022 [2] 10
Figura 3 - Variazione nelle emissioni globali di CO_2 per causa [2] 11
Figura 4 - Punti cardine deL Green Deal Europeo [3] 12
Figura 5 - Illustrazione dei punti chiave del piano "Fit for 55%" [7] 13
Figura 6 - Ruolo, costo ed impatto dell'(in)Efficienza energetica [9] 15
Figura 7 - Effetto della generazione variabile sul carico elettrico [11] 17
Figura 8 - Effetti della variabilità associata alle FERNP sulla pianificazione a diverse scale temporali [12] 18
Figura 9 - Classificazione delle tecnologie di accumulo [17] 21
Figura 10 - Aumento annuale della capacità totale installata relativa agli EESS, 2017 – 2022, IEA [19] 21
Figura 11 - Confronto tra funzionamento di una Smart Grid e di un sistema elettrico tradizionale [20] 23
Figura 12- Metodi di ottimizzazione in un A-EMS [26] 27
Figura 13 - Schema semplificato di funzionamento di un MPC [27] 29
Figura 14 - Schematizzazione del principio del "receding horizon" [28] 30
Figura 15 - Andamento del fabbisogno energetico dello stabilimento, anno 2022 34
Figura 16 - Boxplots dei consumi mensili del 2022, individuazione outliers 35
Figura 17- Boxplots dei consumi mensili del 2022, outliers eliminati 36
Figura 18- Andamento medio giornaliero del fabbisogno, anno 2022 37
Figura 19- Consumi medi mensili, anno 2022 37
Figura 20- Modello energetico del sistema 39
Figura 21- Modello energetico del fabbisogno dello stabilimento 40
Figura 22 - Risultati 03-01-2022, caso non ottimizzato 55
Figura 23- Risultati 03-01-2022, caso con modello deterministico 55
Figura 24-Risultati 03-01-2022, caso con MPC 55
Figura 25- Risultati 30-04-2022, caso non ottimizzato 58
Figura 26- Risultati 30-04-2022, caso con modello deterministico 58
Figura 27- Risultati 30-04-2022, caso con MPC 58
Figura 28- Risultati 22-06-2022, caso non ottimizzato 60
Figura 29- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico 61
Figura 30- Risultati 22-06-2022, caso con MPC 61
Figura 31- Risultati del 29-10-2022, caso non ottimizzato 63
Figura 32- Risultati del 29-10-2022, caso con modello deterministico 63
Figura 33- Risultati del 29-10-2022, caso con MPC 64
Figura 34- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso non ottimizzato 68
Figura 35- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con modello deterministico 69
Figura 36-Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con MPC 69
Figura 37- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso non ottimizzato 70
Figura 38- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso con modello deterministico 70
Figura 39- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso con MPC 70
Figura 40- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso non ottimizzato 73
Figura 41- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con modello deterministico 73
Figura 42- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con MPC 73
Figura 43- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso non ottimizzato 75
Figura 44- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con modello deterministico 75
Figura 45- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso MPC 75

Figura 46- Andamento del limite superiore della variabile Z....85
Figura 47- Risultati 03-01-2022, caso non ottimizzato....89
Figura 48- Risultati 03-01-2022, caso con modello deterministico....89
Figura 49- Risultati 03-01-2022, caso con MPC....89
Figura 50- Risultati 30-04-2022, caso non ottimizzato....91
Figura 51- Risultati 30-04-2022, caso con modello deterministico....91
Figura 52- Risultati 30-04-2022, caso con MPC....92
Figura 53- Risultati 22-06-2022, caso non ottimizzato....95
Figura 54- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico....95
Figura 55- Risultati 22-06-2022, caso con MPC....95
Figura 56- Risultati del 29-10-2022, caso non ottimizzato....98
Figura 57- Risultati del 29-10-2022, caso con modello determistico....98
Figura 58- Risultati del 29-10-2022, caso con MPC....98
Figura 59- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso non ottimizzato....104
Figura 60- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con modello deterministico 104
Figura 61- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con MPC....105
Figura 62- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso non ottimizzato....106
Figura 63- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con modello deterministico 106
Figura 64- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con MPC....106
Figura 65- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso non ottimizzato....107
Figura 66- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con modello deterministico
....108
Figura 67- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con MPC....108
Figura 68- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico....114
Figura 69- Risultati 22-06-2022, caso con MPC....114

Indice delle tabelle

Tabella 1-Parametri dell'accumulo elettrico 48
Tabella 2- Parametri dell'MPC 53
Tabella 3 - Confronto spese giornaliere, 03-01-2022 56
Tabella 4- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 03-01-2022 57
Tabella 5- Parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022 57
Tabella 6- Confronto spese giornaliere, 30-04-2022 59
Tabella 7- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 30-04-2022 60
Tabella 8- Parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022 60
Tabella 9- Confronto spese giornaliere, 22-06-2022 62
Tabella 10- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 22-06-2022 62
Tabella 11- Parametri di confronto per i due modelli, 22-06-2022 63
Tabella 12- Confronto spese giornaliere, 29-10-2022 64
Tabella 13- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 29-10-2022 65
Tabella 14- Parametri di confronto per i due modelli, 29-10-2022 65
Tabella 15- Riassunto dei risultati, scenario 1 66
Tabella 16- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 03-01-2022 71
Tabella 17- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022 71
Tabella 18- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 03-01-2022 72
Tabella 19- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022 76
Tabella 20- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022 76
Tabella 21- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 30-04-2022 77
Tabella 22- Parametri del parco di colonnine di ricarica 80
Tabella 23- Parametri del parco di colonnine 83
Tabella 24- Confronto spese giornaliere, 03-01-2022 90
Tabella 25- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 03-01-2022 91
Tabella 26- Parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022 91
Tabella 27- Confronto spese giornaliere, 30-04-2022 93
Tabella 28- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 30-04-2022 93
Tabella 29- Parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022 93
Tabella 30- Confronto utilizzi delle colonnine di ricarica, 30-04-2022 94
Tabella 31- Confronto spese giornaliere, 22-06-2022 96
Tabella 32- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 22-06-2022 97
Tabella 33- Parametri di confronto per i due modelli, 22-06-2022 97
Tabella 34- Confronto spese giornaliere, 29-10-2022 99
Tabella 35- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 29-10-2022 100
Tabella 36- Parametri di confronto per i due modelli, 29-10-2022 100
Tabella 37- Confronto utilizzi delle colonnine di ricarica, 29-10-2022 101
Tabella 38- Riassunto dei risultati, scenario 2 102
Tabella 39- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022 110
Tabella 40- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022 110
Tabella 41- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 30-04-2022 111
Tabella 42- Analisi di sensitività, confronto utilizzi colonnine di ricarica, 30-04-2022 113
Tabella 43- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022 115
Tabella 45- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022 116

Introduzione

L'aumento delle emissioni di gas serra e il crescente consumo energetico nei grandi stabilimenti industriali sono sfide globali che richiedono soluzioni innovative e sostenibili. La crescente pressione per l'efficienza energetica, evidenziata da iniziative come il Green Deal, ha spinto le aziende a adottare misure per ottimizzare l'utilizzo delle risorse energetiche.

In collaborazione con Trigenia Srl di Torino, questo lavoro si propone di contribuire a questo sforzo concentrandosi sulla gestione efficiente e sostenibile dell'energia, in particolare sull'ottimizzazione delle fonti già esistenti in relazione al problema della non programmabilità. L'obbiettivo è quello di sviluppare un sistema di controllo avanzato che sfrutta una logica di controllo MPC finalizzato alla gestione del fabbisogno di energia elettrica del caso studio e di alcuni carichi programmabili.

Il primo capitolo esplora il panorama energetico globale, con un focus sul concetto di Smart Grid, una rete intelligente in grado di ottimizzare i flussi energetici e monitorare i consumi. Attraverso un'analisi delle tecnologie di gestione avanzata dell'energia attualmente disponibili, si identificano le sfide e le opportunità nel settore.

Nel secondo capitolo, si propone una soluzione innovativa: l'implementazione di un algoritmo di efficientamento avanzato. Questo algoritmo mira a ottimizzare i consumi energetici in un impianto che integra una solar farm e un sistema di accumulo elettrico. Inoltre, l'impianto è parte di un progetto di innovazione che prevede l'installazione di nuove infrastrutture, come un parco di ricarica per auto elettriche.

Il terzo capitolo introduce la tecnologia di Model Predictive Control (MPC), una logica di controllo avanzata basata su modelli semplificati che predice l'evoluzione del sistema per ottimizzare la gestione energetica. Questa tecnologia viene sviluppata nella sua formulazione matematica e implementata nel contesto del caso studio proposto.

Nei capitoli successivi, il quarto e il quinto, l'algoritmo proposto viene confrontato con una baseline di matrice logica deterministica. L'obiettivo è analizzare il funzionamento e il comportamento dell'algoritmo in confronto con un sistema di controllo tradizionale. Vengono condotti test in diverse condizioni operative e condizioni al contorno per valutare l'efficacia e l'adattabilità dell'algoritmo proposto.

Il sesto e ultimo capitolo contiene le conclusioni, derivanti dal riassunto dei risultati ottenuti. Si esaminano sia gli aspetti positivi che quelli negativi dell'implementazione dell'algoritmo, si

considerano possibili scenari implementativi e si formulano considerazioni su uno sviluppo e un'implementazione reali di questa tecnologia in contesti simili a quelli esaminati.

In questo modo, il lavoro fornisce un contributo alla comprensione e all'implementazione di soluzioni innovative per la gestione efficiente dell'energia in contesti industriali simili a quelli esplorati nel presente elaborato.

1. Smart Grid e transizione energetica

1.1 Contesto energetico-ambientale e Green Deal

Il fenomeno del cambiamento climatico rappresenta una delle problematiche più cruciali e rilevanti dell'attuale periodo storico. L'innalzamento significativo delle temperature globali e i suoi effetti devastanti sono direttamente correlati alle crescenti emissioni di gas serra, principalmente di biossido di carbonio (CO_2).

Tra il 1850 e il 1900, le attività umane hanno causato un aumento della temperatura media globale della Terra di circa 1 °C. Questo incremento continua a crescere a un tasso di 0,2 °C per decennio. Secondo il rapporto dell'IPCC, se non vengono adottate ulteriori misure di mitigazione, il pianeta è proiettato verso un aumento della temperatura di 2,7°C entro la fine del secolo. [1]

Per affrontare questa minaccia diventa sempre più rilevante il tema dell'adozione di un sistema energetico più sostenibile. Le emissioni di CO_2 da fonti energetiche rappresentano una parte significativa delle emissioni totali di gas serra, e il loro controllo è fondamentale per limitare il riscaldamento globale.

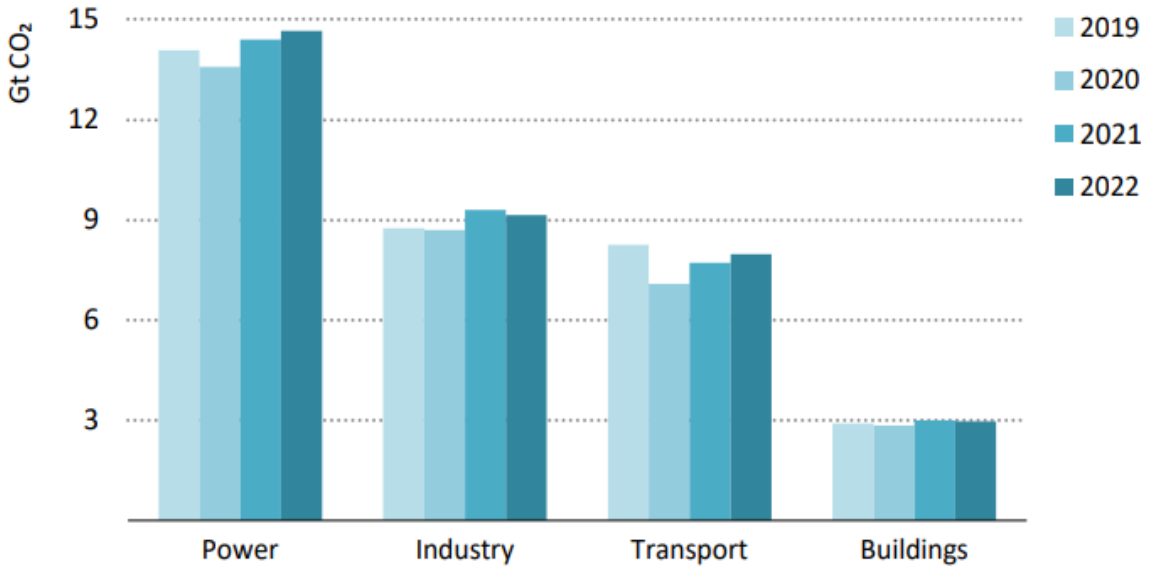

Figura 1 - Emissioni globali di CO_2 per settore, 2019 – 2022 [1]

La transizione energetica è diventata una priorità globale, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO_2 derivanti dalla produzione e dal consumo di energia. La spinta verso questo obiettivo è motivata dall'aumento della consapevolezza che il futuro del nostro pianeta dipende da quanto rapidamente verranno ridotte le emissioni legate all'energia. Nel 2022, tali emissioni hanno registrato un aumento dello 0,9%, raggiungendo un nuovo picco di oltre 36,8 Gt.

Questi dati, provenienti dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), delineano una situazione complessa per quanto riguarda le emissioni di CO_2 legate all'energia. Sebbene l'anno precedente abbia visto un aumento delle emissioni superiore al 6%, nel corso del 2022 si è registrata una crescita più moderata, pur rimanendo significativa. [2]

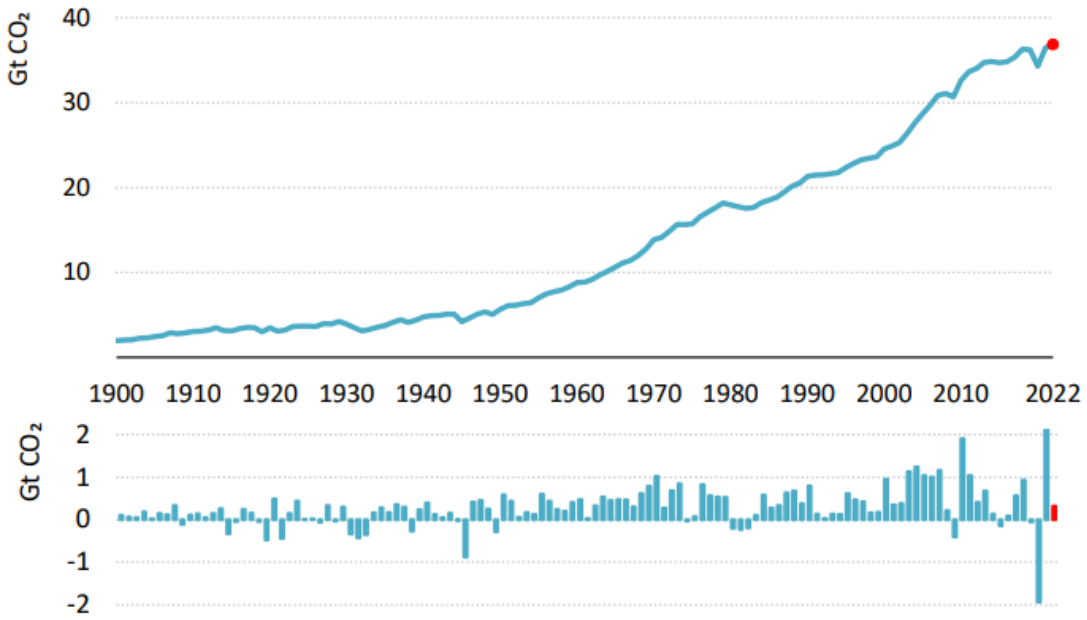

Figura 2 - Emissioni globali di CO2 da combustione di energia e processi industriali e la loro variazione annuale, 1900 – 2022 [2]

Durante lo stesso anno, le emissioni dovute alla combustione di energia sono aumentate di 423 milioni di tonnellate (Mt), mentre le emissioni derivanti dai processi industriali sono diminuite di 102 Mt. Questo equilibrio è stato influenzato da molteplici fattori, tra cui oscillazioni nei prezzi dell'energia, inflazione in aumento e interruzioni nei flussi commerciali di combustibili tradizionali.

La crescente diffusione di tecnologie solari fotovoltaiche ed eoliche ha permesso di evitare circa 465 milioni di tonnellate di CO_2 di emissioni legate al settore energetico. Allo stesso modo hanno contribuito altre forme di energie rinnovabili, veicoli elettrici e sistemi di riscaldamento basati su pompe di calore che hanno portato ad un'ulteriore riduzione di circa 85 Mt di CO_2 emessa.

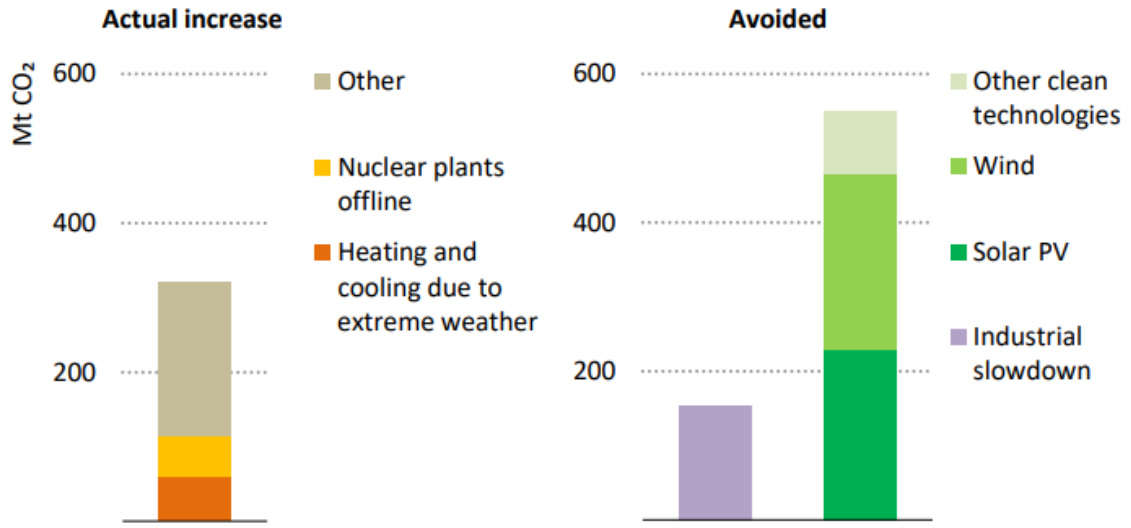

Figura 3 - Variazione nelle emissioni globali di CO_2 per causa [2]

Senza questa notevole espansione nella diffusione delle fonti energetiche sostenibili, l'incremento annuale delle emissioni legate all'energia avrebbe quasi triplicato la sua entità, tuttavia, sempre relativamente all'anno 2022, ulteriori fattori hanno contribuito all'aumento globale delle emissioni di CO_2.

Di questi 321 milioni di tonnellate aggiunte, 60 milioni di tonnellate sono state generate da un aumento nella domanda di energia per il riscaldamento e il raffreddamento degli edifici a causa di temperature estreme. In aggiunta, la riduzione nella produzione di energia nucleare, dovuta a lavori di manutenzione e alla dismissione continua delle centrali, ha portato a un ulteriore incremento di 55 milioni di tonnellate di CO_2 rilasciate nell'atmosfera.

La sfida di bilanciare la crescente domanda di energia con la necessità di ridurre le emissioni di CO_2 rimane al centro delle discussioni globali sulla sostenibilità energetica. In questo contesto, l'adozione di tecnologie pulite, il miglioramento dell'efficienza energetica e l'accelerazione della transizione verso fonti di energia con minore impatto ambientale sono elementi cruciali per affrontare il cambiamento climatico e preservare il nostro pianeta per le future generazioni.

In questo contesto assume un'estrema rilevanza il Green Deal Europeo, l'ambiziosa iniziativa dell'Unione Europea avviata nel 2019. Il Green Deal è un piano d'azione strategico mirato a rendere l'Europa il primo continente al mondo ad avere un impatto climatico neutro entro il 2050. Questo pacchetto di manovre finalizzate al raggiungimento di un sistema europeo sostenibile abbraccia una vasta gamma di settori, sfide ambientali e sociali.

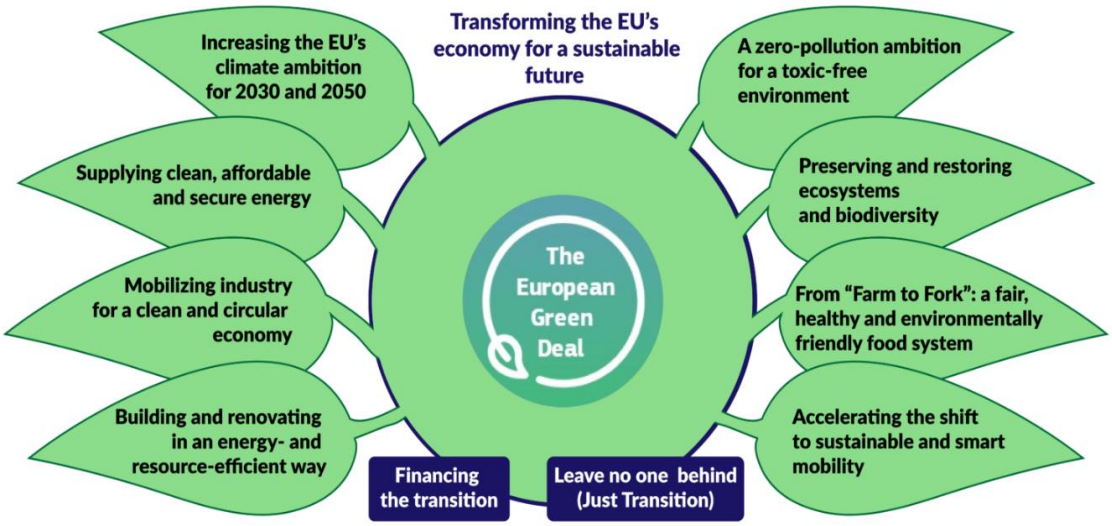

Figura 4 - Punti cardine deL Green Deal Europeo [3]

Il Green Deal è di particolare importanza in quanto rappresenta la manovra strategica con la quale l'Unione Europea intende proseguire per raggiungere gli obbiettivi prefissati nell'Accordo di Parigi. Esso è un trattato internazionale adottato nel 2015 durante la Conferenza delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (COP21) a Parigi. L'accordo di Parigi ha come obiettivo principale quello di limitare l'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, con uno sforzo supplementare per contenere l'aumento a soli 1,5 °C. Questo obiettivo è cruciale per evitare impatti climatici catastrofici. [4]

All'interno del Green Deal europeo, si adotta un approccio intersettoriale che copre diversi aspetti chiave, tra cui l'energia, l'agricoltura, i trasporti, la biodiversità e l'efficienza energetica degli edifici. Il Green Deal propone una serie di obiettivi specifici e misure concrete per ridurre le emissioni di gas serra, promuovere l'uso delle energie rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e proteggere la biodiversità.

Il Green Deal europeo si basa su tre principi chiave per guidare la transizione verso un'energia più pulita, riducendo le emissioni di gas serra e migliorando la qualità della vita dei cittadini europei:

- Assicurare che l'Unione Europea abbia un approvvigionamento energetico sicuro e accessibile a prezzi convenienti.
- Promuovere la creazione di un mercato dell'energia completamente integrato, collegato in modo efficiente e digitalizzato.
- Dare priorità all'efficienza energetica, migliorando l'uso intelligente dell'energia negli edifici e promuovendo l'adozione diffusa delle fonti di energia rinnovabile nel settore energetico.

Per realizzare ciò la Commissione Europea propone nuovi obbiettivi per il 2030. Primo su tutti, quello di aumentare al 40% la quota vincolante minima presente nel mix energetico dell'UE, obbiettivo precedentemente fissato al 32% dalla direttiva sulle energie rinnovabili (RED II).

In aggiunta, viene proposto un maggiore vincolo per quanto riguarda il consumo di energia finale, tema cruciale per quanto riguarda le emissioni. Per raggiungere l'obbiettivo prefissato di efficienza energetica sarà necessario ottenere una riduzione complessiva dei consumi del 36-39 % entro il 2030.

A sostegno di tali obbiettivi dovrà essere adeguato il regime fiscale per quanto riguarda i prodotti energetici inserendo un sistema di incentivi disegnato in modo da favorire la transizione verde e mitigare l'impatto sociale. [5]

Tali proposte prendono forma nel pacchetto "Fit for 55%", presentato nel 2021 dalla Commissione Europea ed ufficialmente adottato nel marzo 2023. Fit for 55% è un progetto dell'UE mirato ad accelerare il processo di transizione verde. Esso ha come obbiettivo quello di ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro l'anno 2030. [6]

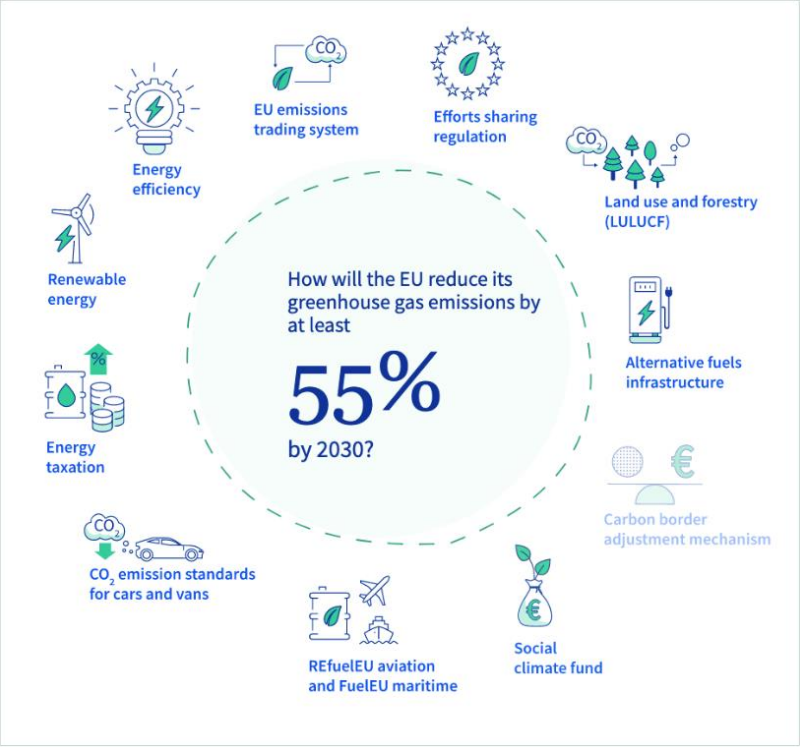

Figura 5 - Illustrazione dei punti chiave del piano "Fit for 55%" [7]

Il piano aggiunge una serie di proposte legislative al Green Deal in merito al clima e l'energia, come appunto la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili e due iniziative mirate a promuovere l'adozione di combustibili sostenibili nei settori dell'aviazione e del trasporto marittimo (rispettivamente "FuelEU Aviation e "FuelEU Maritime").

Tra le proposte più rilevanti ci sono soprattutto quella riguardante il regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi, la quale introduce nuovi obbiettivi riguardanti l'installazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici e di rifornimento per quelli alimentati ad idrogeno e quella riguardante la riforma del sistema di scambio delle quote di emissione (EU ETS), essa mira ad intensificare l'azione di questo mercato del carbonio estendo il campo dei settori coinvolti dal sistema delle quote e aumentando i finanziamenti a sostegno dell'innovazione sostenibile. [7]

1.2 Efficienza energetica: aspetto economico

Di fronte ad un panorama energetico globale in forte crescita, l'efficienza energetica emerge come una delle risposte chiave al problema. Secondo dei dati dell'EIA (U.S. Energy Information Administration) del 2017, si prevede che entro il 2040 la domanda energetica globale di energia raggiunga i 736 quadrilioni di Btu (British Thermal Units), registrando un aumento del 28% rispetto al livello del 2015 (575 quadrilioni di Btu). [8]

Questa crescente richiesta energetica sarà soddisfatta attraverso la costruzione di nuove centrali elettriche e mediante maggiore impiego di combustibili fossili. La stessa fonte afferma che la maggior parte dell'incremento proviene da paesi in via di sviluppo, nei quali entro lo stesso anno si avrà un aumento della domanda previsto del 41%. Se da un lato i paesi sviluppati faranno fronte a questi cambiamenti mediante il rinnovamento delle infrastrutture energetiche o la sostituzione con tecnologie più sostenibili, dall'altro i paesi in via di sviluppo posseggono sistemi energetici obsoleti ed inefficienti e hanno il potenziale per un grande sviluppo del settore energetico. Infatti, soltanto con un incremento dell'efficienza energetica ed integrando fonti rinnovabili riusciranno a creare un sistema energetico in grado di far fronte alla crescita del fabbisogno di energia che porti benefici a lungo termine in termini ambientali, ma soprattutto economici.

L'efficienza energetica svolge un ruolo cruciale nell'equilibrare l'offerta e la domanda di energia mediante l'uso di tecnologia o pratiche che portino a svolgere un certo compito o funzione con una quantità minore di energia.

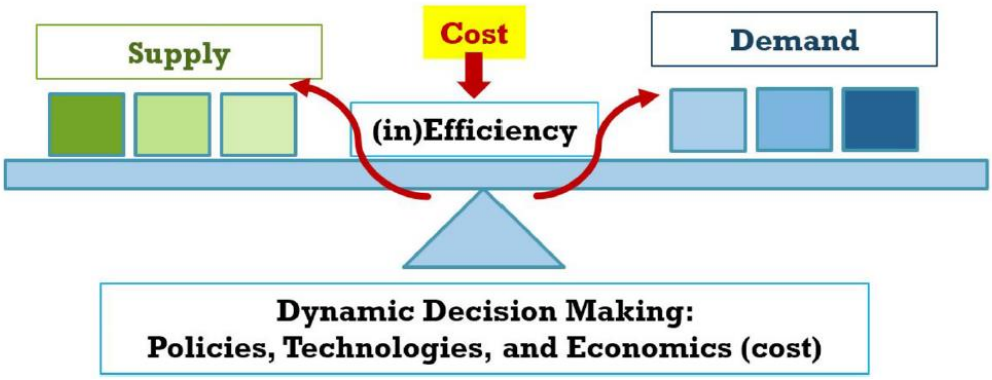

Figura 6 - Ruolo, costo ed impatto dell'(in)Efficienza energetica [9]

Viene definita "primo carburante" [10], richiede numerosi investimenti e si propone come ottima alternativa all'impiego di nuove infrastrutture di generazione di energia, trasporto e stoccaggio per soddisfare la domanda elettrica. Allo stesso modo di un carburante, essa comporta conseguenze ambientali, economiche e sociali, di conseguenza è necessario valutarne i costi ed i benefici.

Questi ultimi sono molteplici, a partire dalle riduzioni delle spese in bolletta per i partecipanti riducendo delle spese mensili e dall'abbassamento dei costi complessivi dell'approvvigionamento energetico. Inoltre, favorisce una maggiore efficienza del sistema, limitando la necessità di ingenti investimenti in nuovi sistemi di trasmissione e distribuzione.

Questi vantaggi si estendono anche a livello microeconomico, influenzando il valore degli asset, come edifici e apparecchiature, in base al livello di efficienza e al tipo di retrofit utilizzato. Ciò può avere un impatto positivo sul mercato e sulla stabilità economica.

A livello globale, l'efficienza energetica contribuisce alla sicurezza energetica, riducendo i rischi legati alla volatilità dei prezzi dei combustibili e alle normative stringenti. Inoltre, offre benefici a lungo termine, con investimenti in efficienza energetica che possono evitare o posticipare la necessità di altri investimenti nell'infrastruttura di servizio pubblico nel tempo.

Le aziende di servizi pubblici si trovano di fronte a un dilemma, poiché la promozione dell'efficienza energetica potrebbe significare un uso ridotto del loro prodotto. Tuttavia, studi dimostrano che l'efficienza energetica è spesso la fonte di energia a costo più basso per le aziende di servizi pubblici, offrendo loro una soluzione sostenibile.

A livello macroeconomico, gli investimenti iniziali in efficienza energetica possono portare a significativi ritorni finanziari. In Europa, ad esempio, un investimento di 30 miliardi di euro per aumentare l'efficienza nella costruzione ha generato un aumento delle entrate fiscali di circa 67 miliardi di euro. La Danimarca ha sperimentato un aumento del 10% del valore aggiunto lordo grazie alla destinazione del 40% delle entrate fiscali ambientali alle misure di efficienza energetica. [9]

Questi dati dimostrano che l'efficienza energetica non è solo una questione energetica e ambientale, ma una questione economica con il potenziale di contribuire significativamente alla crescita economica e alla sostenibilità a lungo termine.

1.3 Transizione energetica: fonti di energia rinnovabile e non programmabilità

La transizione energetica rappresenta una cruciale trasformazione del settore energetico, mirata a garantire un consumo ed una produzione più sostenibili, riducendo le emissioni di gas serra e soprattutto la dipendenza dalle fonti di energia di natura fossile

Quest'ultimo aspetto, oltre a favorire la diversificazione delle fonti di energia per incrementare la stabilità dell'approvvigionamento energetico, promuove l'innovazione tecnologica verso soluzioni rinnovabili più avanzate ed efficienti nel campo della sostenibilità.

Le Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FERNP), come l'energia solare ed eolica, sono una parte essenziale della transizione verso un sistema energetico più sostenibile. Tuttavia, la loro natura intrinsecamente intermittente e non programmabile rappresenta una sfida significativa per la stabilità e l'affidabilità delle reti elettriche a livello locale e nazionale.

Una delle sfide principali è la loro imprevedibilità. Mentre i tradizionali impianti di generazione elettrica, come le centrali termoelettriche, possono essere gestiti e regolati in base alla domanda, le FERNP dipendono dalle condizioni meteorologiche. La produzione di energia solare, ad esempio, è fortemente influenzata dalla nuvolosità e dalle condizioni atmosferiche, mentre l'energia eolica è determinata dalla velocità e dalla direzione del vento.

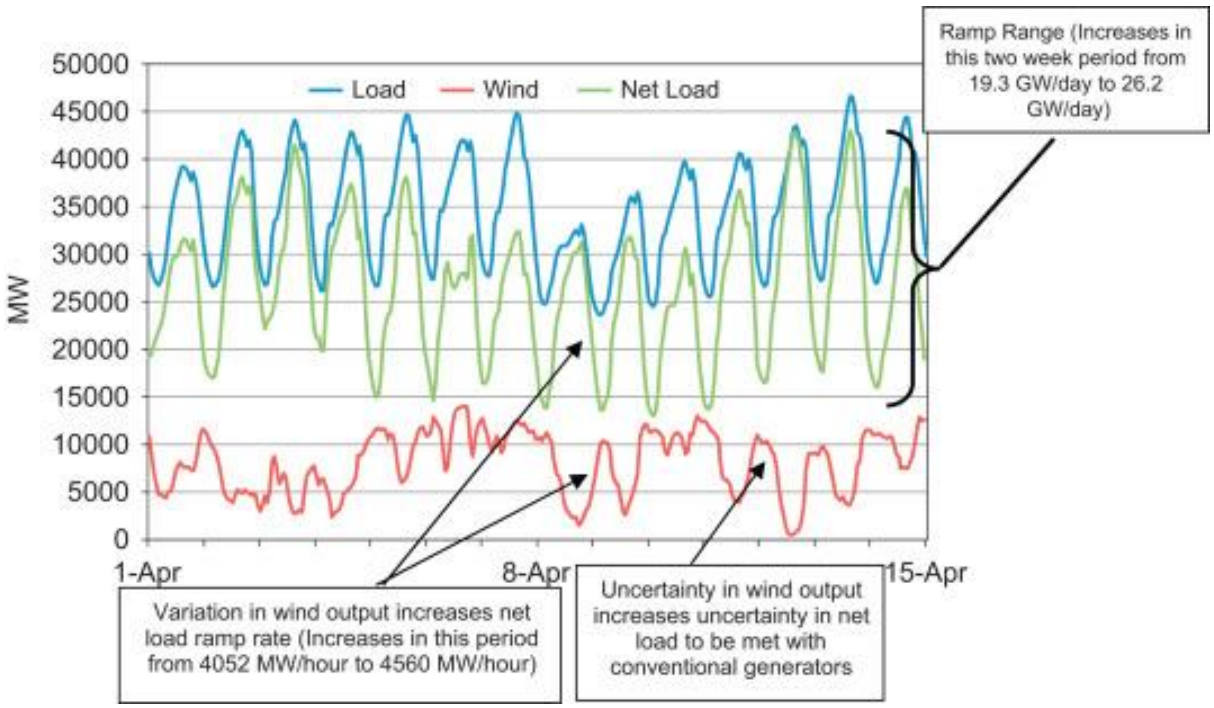

Figura 7 - Effetto della generazione variabile sul carico elettrico [11]

L'incremento della penetrazione delle fonti di energia rinnovabile ha un impatto significativo sul sistema di distribuzione elettrica e causano difficoltà alle unità di generazione convenzionali.

Ci sono quattro impatti significativi che influenzano il modo in cui il sistema deve essere gestito e che hanno conseguenze sui costi.

- Frequenza: inizialmente, c'è una crescente necessità di regolare la frequenza, poiché la produzione da risorsa rinnovabile può intensificare la variabilità a breve termine del carico netto.
- Fluttuazioni del carico: si verifica un aumento del tasso di cambiamento, che si riferisce alla velocità con cui le centrali generazione devono adeguare la produzione alle fluttuazioni del carico.
- Incertezza: il terzo impatto è l'incertezza associata alla disponibilità dell'energia da fonte rinnovabile e alla conseguente variabilità del carico netto.
- Pianificazione: l'ultimo impatto riguarda la pianificazione ed è causato dall'espansione complessiva del range di variazione giornaliero e la conseguente riduzione del carico minimo.

Le centrali (ad esempio a carbone) non sono dotate della flessibilità necessaria a regolare la produzione di energia con la fluttuazione dei carichi associata alla produzione da fonte rinnovabile. Questo può causare, oltre che problemi di stabilità della rete e congestioni, anche usura degli elementi che compongono le unità di generazione con ulteriori aumenti dei costi operativi.

Figura 8 - Effetti della variabilità associata alle FERNP sulla pianificazione a diverse scale temporali [12]

In questo contesto, diventa fondamentale sviluppare soluzioni avanzate per prevedere con maggiore accuratezza la produzione di energia da FERNP e per fornire flessibilità al sistema elettrico, in modo da gestire in modo efficaci i flussi energetici.

1.4 Sistemi di distribuzione chiusi e decentralizzazione della generazione di energia

La decentralizzazione della generazione di energia, attraverso l'integrazione di impianti di produzione basati su fonti rinnovabili, rappresenta un elemento cruciale nella trasformazione del panorama energetico. Il concetto di generazione distribuita fa riferimento a impianti di piccola taglia (fino a 50 MW) situati in prossimità della fonte di consumo. [13]

In questo contesto, i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) emergono come strumenti fondamentali, offrendo un'infrastruttura versatile per supportare questa evoluzione verso una gestione distribuita dell'energia.

I SDC, limitati geograficamente a specifici siti come stabilimenti industriali, rivestono un ruolo chiave nel garantire l'efficienza della distribuzione energetica locale. La loro importanza risiede nella vicinanza rispetto al punto di consumo, permettendo un controllo preciso e immediato sulla generazione e distribuzione energetica nell'area circostante. Questo si traduce in una maggiore efficienza operativa, in quanto la produzione di energia può essere ottimizzata per soddisfare direttamente le esigenze del sito. [14]

La flessibilità è un vantaggio significativo offerto dai SDC. La capacità di adattarsi rapidamente alle variazioni della domanda energetica locale consente una gestione efficiente delle risorse, minimizzando gli sprechi e massimizzando l'utilizzo di fonti rinnovabili. Questo aspetto è particolarmente rilevante considerando l'incremento della penetrazione di fonti energetiche intermittenti.

In aggiunta ai SDC, le Microgrids rappresentano un ulteriore passo verso la gestione distribuita dell'energia. Una Microgrid è un sistema decentralizzato che può disconnettersi dalla rete principale, formando sub-griglie locali che gestiscono il bilanciamento energetico in modo autonomo.

I benefici principali delle Microgrids includono un aumento della sicurezza energetica, poiché possono funzionare indipendentemente dalla rete principale, e vantaggi economici come risparmi sui costi infrastrutturali e servizi ausiliari offerti, come il controllo della frequenza e della tensione. [15]

Riducendo le perdite di energia associate al trasporto su lunghe distanze, sia i SDC che le Microgrids migliorano l'efficienza complessiva del sistema energetico. La distribuzione locale riduce i picchi di assorbimento energetico sulla rete più ampia, contribuendo a una maggiore stabilità e resilienza del sistema.

1.5 Accumuli elettrici

La soluzione per affrontare le problematiche di intermittenza legate alle fonti di energia rinnovabile non programmabili è rappresentata in parte dai sistemi di stoccaggio di energia elettrica (Electrical Energy Storage Systems - EESS).

L'aumento della quota nel mix energetico di FERNP comporta una crescente necessità di stabilità nel sistema elettrico, la quale può essere fronteggiata soltanto grazie a tecnologie di accumulo di energia elettrica. Esse consentono di immagazzinare l'energia elettrica prodotta da sistemi eolici o fotovoltaici in modo da renderla disponibile in intervalli temporali differenti a quelli in cui è stata generata. Questo permette di livellare l'intermittenza delle FERNP mediante il trasferimento dell'energia in eccesso dai momenti di elevata produzione a quelli in cui la domanda è più elevata, alleviando le congestioni di rete.

Gli EESS, quindi, contribuiscono al miglioramento dell'affidabilità del sistema di approvvigionamento, riducendo i fenomeni di "over-generation" e le congestioni di rete, ma soprattutto all' ottimizzazione della gestione dell'energia, contribuendo alla riduzione dei costi. [16]

Lo storage energetico può avvenire mediante l'approccio "energy intensive", mirato a mitigare gli effetti della sovrapproduzione di energia da FERNP, oppure "power intensive", il cui scopo è immettere o assorbire grandi quantità di potenza in tempi molto brevi per sopperire all'instabilità generata dalle risorse non programmabili. Esistono diverse tipologie di EESS, la tipologia più matura è quella degli accumuli di natura meccanica. Di questo gruppo fanno parte i sistemi di accumulo a volano (Flywheel energy storage – FES), ad aria compressa (CAES) e idroelettrici di pompaggio (PHS) che attualmente rappresentano la categoria più diffusa.

Esistono poi i sistemi basati su batterie, i più diffusi sono quelli a ioni di litio, sono ampiamente utilizzati ed il loro impiego per applicazioni di stoccaggio dell'energia è in crescita in quanto caratterizzati da versatilità, efficienza e ridotti tempi di risposta.

Un'altra categoria degna di nota e caratterizzata da elevate potenzialità è quella dei sistemi "Power-to-gas". Questo tipo di accumulo converte l'eccesso di energia elettrica in combustibile gassoso (Idrogeno o Metano) che può essere a sua volta immagazzinato ed utilizzato successivamente per la riconversione in energia elettrica; tuttavia, attualmente è caratterizzato da scarse efficienze di conversione.

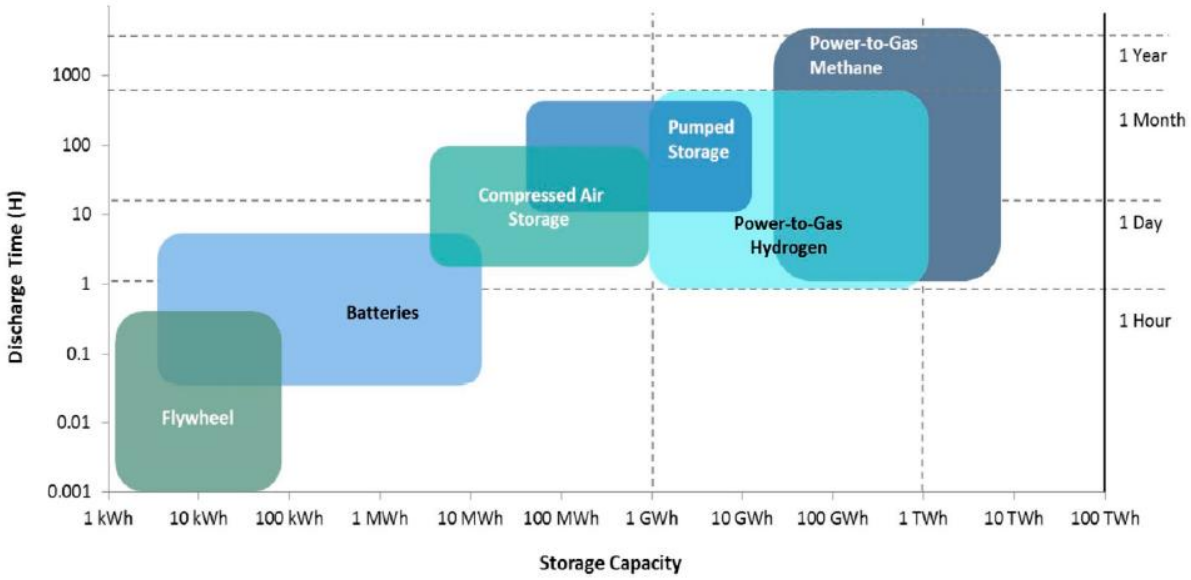

Figura 9 - Classificazione delle tecnologie di accumulo [17]

Nel contesto climatico e sociopolitico attuale, caratterizzato da un'enorme spinta verso gli obbiettivi di decarbonizzazione per il 2030, si prevede un sempre più diffuso impiego di fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Associato a questa tendenza, le proiezioni testimoniano un crescente utilizzo di tecnologie di accumulo di energia elettrica.

Secondo un dato di IRENA (International Renewable Energy Agency) del 2017, il totale mondiale della capacità disponibile per lo storage di energia elettrica raggiungerà dei valori compresi tra 11.89 e 15.72 TWh nel 2030 (circa il triplo del valore relativo all'anno 2017, ovvero 4.6 TWh). [18]

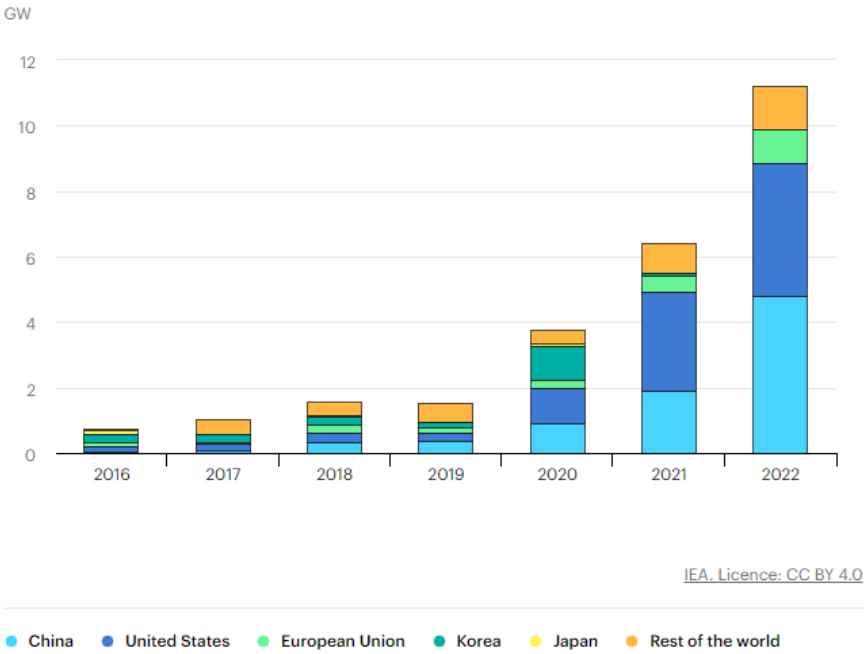

Figura 10 - Aumento annuale della capacità totale installata relativa agli EESS, 2017 – 2022, IEA [19]

Le proiezioni positive vengono confermate dai dati della IEA (International Energy Agency) che mostrano come nel solo anno 2022 siano stati registrati aumenti di capacità totale relativa ai sistemi di accumulo di energia elettrica (in termini di GW) maggiori di quelli avvenuti complessivamente nei sei anni precedenti. Alla fine del 2022 il totale globale della capacità installata relativa a EESS, infatti, risultava essere pari a circa 28 GW, contro i circa 16 GW dell'anno precedente.

L' accumulo di energia elettrica, oltre ad essere una potente soluzione in grado di efficientare il sistema di gestione energetica, può svolgere un ruolo cruciale in tema di transizione energetica e decarbonizzazione agevolando l'inserimento nel mix energetico di una quota sempre maggiore di energia rinnovabile.

1.6 Smart Grid: struttura e componenti

Il concetto di Smart Grid costituisce un tassello essenziale nell'ottica della transizione energetica e della decentralizzazione della generazione di energia.

Le Smart Grid sono sistemi avanzati per la distribuzione e la gestione dell'energia elettrica in grado di ottimizzarne l'utilizzo. Sono formate da reti elettriche potenziate grazie all'integrazione di tecnologie digitali e avanzati sistemi di controllo con i quali vengono monitorati i flussi di energia elettrica e gestiti in modo tale da ottimizzarne l'utilizzo.

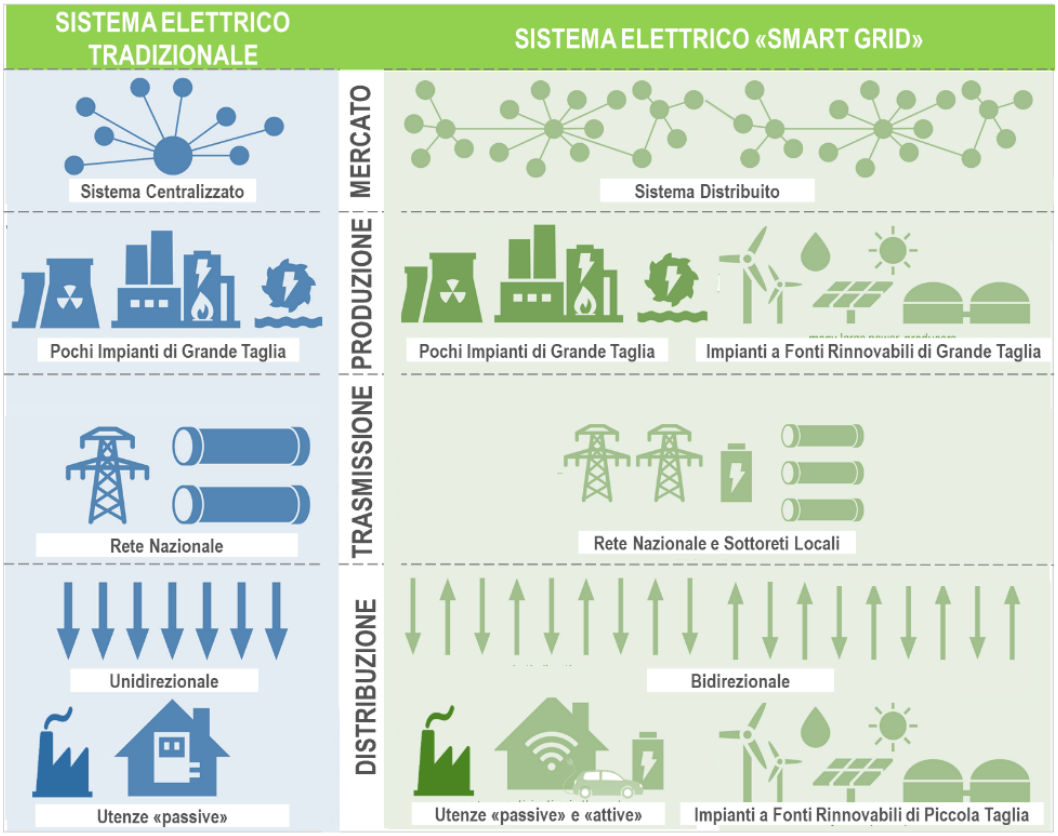

Figura 11 - Confronto tra funzionamento di una Smart Grid e di un sistema elettrico tradizionale [20]

I benefici derivanti dall'impiego delle Smart Grid sono molteplici e comprendono diversi aspetti della gestione energetica.

Una migliore integrazione delle fonti di energia rinnovabile è possibile grazie alla loro capacità di gestire in modo efficiente flussi energetici provenienti da fonti rinnovabili, anche quando questi sono decentralizzati e intermittenti. Questo massimizza l'uso delle risorse rinnovabili, sfruttando accumuli e algoritmi di previsione per ottimizzare la distribuzione dell'energia.

L'efficienza energetica è notevolmente aumentata grazie alla capacità delle Smart Grid di monitorare i consumi in tempo reale e rilevare anomalie nella rete. Questo contribuisce a una gestione più intelligente dell'energia, riducendo sprechi e inefficienze.

Nonostante gli investimenti iniziali più elevati, l'adozione delle Smart Grid si traduce in risparmi economici a lungo termine. Oltre alla riduzione dei costi complessivi di generazione e distribuzione dell'energia, grazie all'uso di algoritmi di previsione, si minimizzano anche i costi di manutenzione delle reti. Inoltre, promuovendo la riduzione della dipendenza dalle fonti fossili, influiscono positivamente sui costi di approvvigionamento dei combustibili fossili.

L'affidabilità dei servizi energetici è migliorata grazie all'integrazione di sistemi di monitoraggio avanzati, in grado di individuare guasti e malfunzionamenti. Le Smart Grid ottimizzano la gestione dei flussi energetici sulla rete, prevenendo congestioni e garantendo la stabilità del servizio di distribuzione, soprattutto per fonti di energia intermittenti.

Infine, le Smart Grid contribuiscono in modo significativo alla riduzione dell'impatto ambientale, poiché consentono l'efficiente integrazione delle fonti di energia rinnovabile nella rete, riducendo le emissioni di gas serra e promuovendo l'uso di fonti di energia sostenibili.

Le Smart Grid integrano dispositivi ICT (Information & Communication Technology) grazie ai quali sono in grado di monitorare i consumi, raccogliere i dati e gestire il trasporto di energia in modo ottimizzato. Gli elementi che compongono una Smart Grid possono essere:

- Infrastruttura Avanzata di Monitoraggio (AMI): sono sistemi di monitoraggio avanzati che sfruttano contatori intelligenti (Smart Meter) per comunicare ai fornitori di energia elettrica i dati sui consumi in tempo reale e le anomalie registrate, in modo da intervenire per evitare malfunzionamenti. Grazie agli Smart Meter, inoltre, il consumatore è in grado di conoscere in modo dettagliato i suoi consumi in tempo reale e le previsioni della spesa in bolletta. Questo aspetto promuove la migliore gestione dei consumi energetici da parte degli utenti. [21]
- Sistemi di Automazione della Distribuzione (DA): questa tecnologia avanzata sfrutta sensori e algoritmi di controllo per gestire efficientemente la distribuzione di energia. Sono in grado di intervenire in caso di guasti per evitare l'interruzione del servizio. I sistemi DA possono isolare le linee malfunzionanti, dirottare i flussi di energia e regolarne i livelli di tensione per migliorare il rendimento della rete.
- Sistemi di Demand Response (DR): tali sistemi intervengono nella regolazione della domanda dei consumatori. Sfruttano programmi che incentivano la riduzione dei picchi di consumo in

modo da livellare la domanda. Questo posta ad una maggiore stabilità della infrastruttura elettrica e ad un minore carico sulle centrali di generazione.

- Sistemi di Storage dell'Energia (EESS): sfruttando gli storage energetici, le Smart Grid consentono di gestire ottimamente la produzione intermittente delle fonti rinnovabile. L'integrazione di fonti rinnovabili e storage energetici nel sistema rete contribuisce al bilanciamento della rete e alla qualità della distribuzione.
- Sistemi di Gestione dell'Energia Rinnovabile (REMS): essi sono in grado di prevedere l'output della produzione da fonti rinnovabili, in questo modo intervengono gestendo i flussi di energia ed i sistemi di storage. I REMS possono distribuire su aree differenti i flussi di energia per ottimizzarne lo sfruttamento, sia in termini economici che ambientali oltre aumentando il livello di affidabilità della rete. [22]

Grazie alle sue molteplici funzionalità la Smart Grid ha un ruolo fondamentale nell'attuale processo di transizione energetica e lo avrà ancora di più in futuro con l'evoluzione delle reti elettriche e il sempre più diffuso impiego di impianti di generazione da fonte rinnovabile. Questa proiezione è confermata da uno studio del 2021 di Juniper Research, le analisi condotte mostrano come il forte sviluppo delle Smart Grid porterà ad un risparmio energetico annuale di 1.060 TWh entro il 2026, circa il triplo di quello generato nell'anno 2021. Un'altra analisi del 2022, condotta dalla stessa fonte, sostiene che entro il 2027 si otterrà un risparmio economico globale di circa 125 miliardi di dollari grazie all'impiego delle reti intelligenti nel mondo, principalmente nei paesi dell'Estremo Oriente e della Cina. [23] L'effetto benefico generato dall'incremento di efficienza nel sistema elettrico mondiale non sarà soltanto economico, grazie alla diffusione delle reti intelligenti si otterrà infatti una riduzione di circa 700 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2. Le Smart Grid quindi, si confermano come mezzo essenziale per ottenere gli obbiettivi climatici entro il 2030. [24]

2 Sistemi di ottimizzazione

2.1 Advanced Energy Management Systems

I sistemi avanzati di gestione dell'energia (A-EMS) risultano fondamentali nel funzionamento ottimale di un sistema di distribuzione chiuso. L'importanza del loro lo è data dalla capacità di coordinare dinamicamente le molteplici operazioni che avvengono all'interno di un sistema energetico di questo tipo.

I sistemi di distribuzione chiusi necessitano di EMS avanzato che permetta loro di interagire con il sistema di distribuzione di energia elettrico. Nel contesto presentato nel capitolo precedente, diventano fondamentali gli A-EMS per l'integrazione di fonti di energia rinnovabile, accumuli elettrici e veicoli elettrici, ma non solo, perché mediante la gestione avanzata di questi elementi, riescono a svolgere un ruolo cruciale per l'aumento della stabilità della rete.

Gli A-EMS sono costituiti da due livelli di funzionalità, quello inferiore è quello che comunica direttamente con gli elementi del sistema energetico da gestire e si occupa di inviare i segnali di controllo finalizzati alla gestione dei flussi energetici. Il livello superiore (o "di supervisory"), invece, è quello che si occupa della supervisione e del controllo dell'intero sistema energetico. A questo livello vengono prese le decisioni finalizzate all'ottimizzazione delle prestazioni complessive dell'insieme degli elementi controllati e al mantenimento della stabilità del sistema.

Le funzioni fondamentali del livello di supervisory sono:

- Gestione del dispacciamento: il livello di supervisione coordina il dispacciamento delle risorse energetiche disponibili, ciò implica la decisione sulle risorse da attivare e coinvolgere nel funzionamento del sistema. Questa fase è fondamentale per massimizzare lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile e dei sistemi di stoccaggio dell'energia.
- Controllo delle fasi di transizione: un sistema di distribuzione chiuso o una microgrid possono avere diverse modalità operative in base allo stato comunicativo con la rete. Questa funzione è necessaria per passare de una modalità all'altra e garantire la flessibilità richiesta dalla rete. Permette quindi di ottimizzare lo scambio di energia elettrico con il sistema di distribuzione e di assicurare coordinazione tra quest'ultimo ed il sistema energetico. [25]

Per permettere tutto questo, gli Advanced Energy Management Systems sono integrati con algoritmi avanzati in grado di potenziare il processo di gestione dei sistemi energetici. Essi si possono servire di diverse metodologie per ottimizzare che consentono all'A-EMS di prendere decisioni intelligenti e dinamiche in risposta all'evoluzione dei parametri del sistema.

2.2 Strategie di ottimizzazione di sistemi energetici

I metodi di ottimizzazione di cui si può servire un sistema avanzato di gestione energetica sono molteplici e si servono di approcci distinti ognuno con caratteristiche diverse. È importante valutare le logiche di funzionamento delle diverse strategie di ottimizzazione con il fine di sviluppare un sistema avanzato di gestione energetica il più adatto possibile al sistema energetico da controllare.

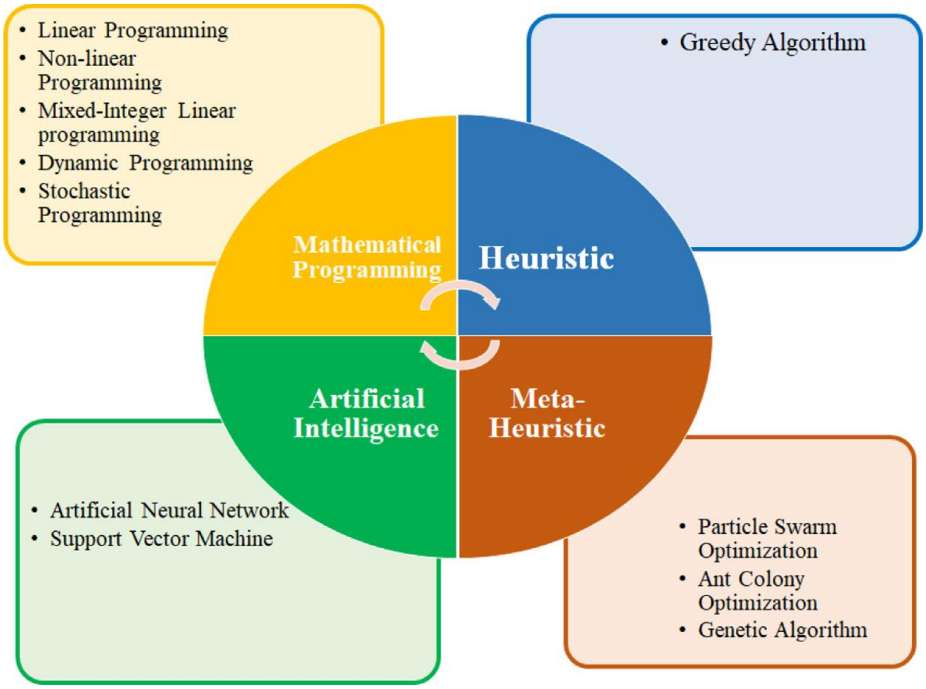

Figura 12- Metodi di ottimizzazione in un A-EMS [26]

Si possono distinguere le seguenti categorie di metodi di ottimizzazione di sistemi energetici:

- Ottimizzazione Matematica: di questa categoria fanno parte strategie come la Programmazione Lineare (LP) e Non-Lineare (NLP), la Programmazione Dinamica (DP), la Programmazione Stocastica. Queste metodologie hanno il vantaggio di portare a soluzioni di un alto grado di accuratezza, di contro però richiedono un intenso sforzo computazionale. Nell'ambito della gestione di sistemi energetici può essere complicata l'implementazione di queste tecniche in relazione alla complessità degli elementi da gestire.

- Tecniche Meta-Euristiche: questo approccio risulta più adatto a risoluzione di problemi in tempo reale rispetto al primo presentato. Sono tecniche ispirate ai processi naturali come l'Algoritmo Genetico, esso consiste nella generazione di una "popolazione" casuale dal quale si parte per l'esecuzione di numerosi test che esplorano la variabilità di tutte le possibili soluzioni fino a condurre a quella ottimale. Risultano efficaci nella risoluzione dei problemi di ottimizzazione energetica dal momento che sono in grado di affrontare problemi anche

molto complessi e caratterizzati da non linearità difficilmente trattabili con tecniche tradizionali.

- Tecniche di Machine Learning: sono un sottoinsieme dell'Intelligenza Artificiale che si occupa della progettazione di sistemi dotati di auto-apprendimento sulla base dell'esperienza. Vengono esposti ad una certa quantità di dati con il fine di imparare i legami che correlano le variabili in gioco nel sistema energetico per essere poi in grado di prendere decisioni ottimali. Trovano applicazione in ambito della gestione di sistemi energetici grazie alla possibilità di impiego nella previsione dei consumi energetici o di carichi di altra natura, grazie a queste informazioni sono in grado di efficientare l'utilizzo delle risorse energetiche. Di questa categoria fanno parte le tecniche di apprendimento Supervisionato, Non-Supervisionato e di Rinforzo.
- Tecniche di Deep-Learning: rappresentano una sottocategoria del Machine Learning e si ispirano al funzionamento dei neuroni. Il principale esempio è la rete neurale profonda (ANN), rete neurale contenente strati multipli. A differenza delle tecniche di Machine Leaning, i problemi di ottimizzazione in questo caso non vengono frammentati, ma affrontati con un approccio end-to end, apprendendo direttamente dai dati. Ciò comporta un elevato volume di dati per l'interpretazione delle dinamiche dei sistemi da gestire. [26]

In aggiunta agli approcci appena discussi riguardanti l'ambito dell'ottimizzazione e della gestione dei sistemi energetici, si vuole presentare in questo capitolo il Model Predictive Control (MPC). L'MPC è un metodo di controllo avanzato che si fonda sulla modellazione e sull'ottimizzazione matematica, di conseguenza sfrutta le tecniche appartenenti alla prima delle categorie riportate precedentemente per replicare e prevedere il comportamento del sistema energetico che gestisce per ottimizzarne le azioni di controllo. Il suo funzionamento e le sue potenzialità verranno presentate nei paragrafi che seguono.

2.3 Basi del funzionamento del Model Predictive Control

Il Model Predictive Control costituisce una strategia di controllo avanzata utilizzata in ambito di processi industriali e di building automation. Si basa sull'utilizzo di un modello matematico per rappresentare il sistema dinamico oggetto del problema di controllo. Sulla base di tale modellazione, il MPC predice il futuro comportamento del sistema ed elabora un'appropriata sequenza di azioni di controllo da implementare finalizzate a raggiungere l'obbiettivo (w).

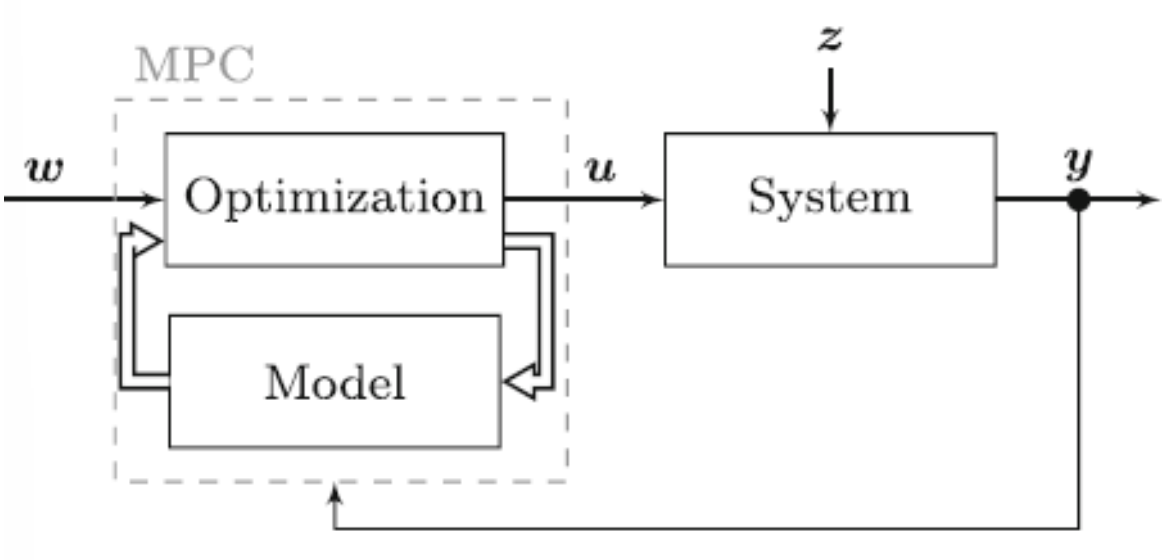

Figura 13 - Schema semplificato di funzionamento di un MPC [27]

La risposta dinamica di un sistema (y) è funzione dell'azione combinata di input manipolabili (u) e di input non manipolabili (z). Questi ultimi sono le *disturbanti* del sistema e sono variabili il cui andamento nel tempo condiziona l'evoluzione del sistema e di conseguenza anche le scelte condotte dall'algoritmo di controllo. Gli input controllabili del sistema sono quelli sui quali agisce l'*azione di controllo*, essa è l'output del problema di ottimizzazione numerica all'interno dell'algoritmo MPC.

A differenza di un sistema di controllo tradizionale di natura "reattiva", come ad esempio il controllo PID, il MPC non computa l'azione sulla variabile di controllo in funzione di un segnale di scostamento tra il valore attuale di tale grandezza ed il suo set-point. Esso è un algoritmo "predittivo", quindi, sulla base della prevista evoluzione nel tempo della variabile da controllare, computa una traiettoria ottimale di azioni di controllo delle quali implementa solo la prima. Infatti, L'MPC sfrutta il concetto di "receding horizon", una volta implementata la prima azione di controllo l'algoritmo osserva l'evoluzione effettiva della dinamica del sistema e calcola una nuova traiettoria ottimale di azioni di controllo. Questo loop si ripete ad ogni times-step del processo di controllo del sistema dinamico.

Per comprendere meglio questo meccanismo è necessario definire degli elementi temporali fondamentali nel problema di controllo con algoritmo MPC, essi sono:

- *Time-step di controllo*: è l'intervallo di tempo con cui sono campionate le variabili che caratterizzano il modello del sistema. Definisce il tempo di aggiornamento della traiettoria ottimale di azioni di controllo.
- *Orizzonte di predizione*: indica il numero di time-steps nel futuro considerati dall'MPC, attraverso le sue previsioni, per elaborare la sequenza di input di controllo ottimale.
- *Orizzonte di controllo*: periodo di tempo nel futuro sul quale vengono effettivamente calcolate le azioni di controllo da implementare a seguito della predizione e successiva risoluzione del problema di ottimizzazione.

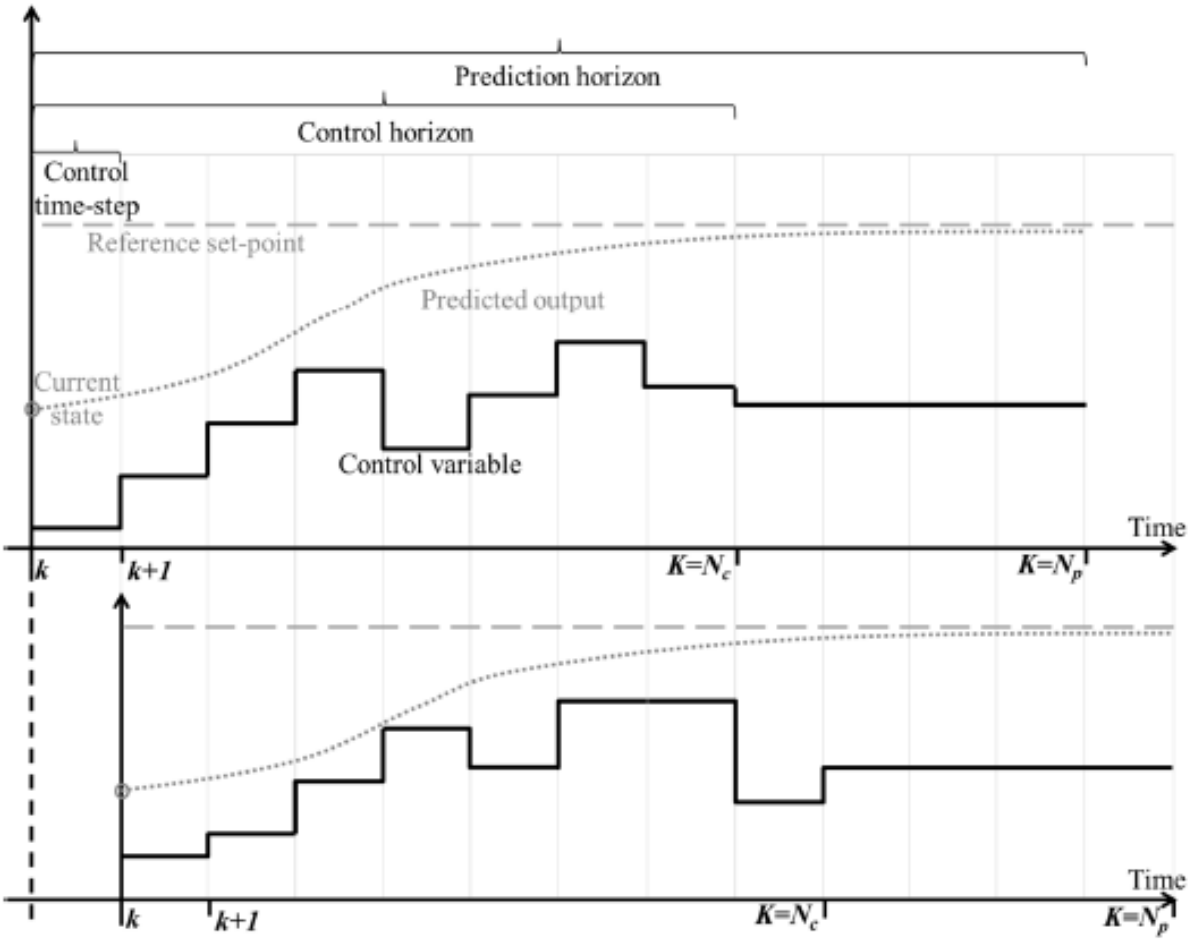

Figura 14 - Schematizzazione del principio del "receding horizon" [28]

La risoluzione del problema di ottimizzazione consiste nella minimizzazione di una *funzione di costo* (o *funzione obbiettivo*), essa nella sua formulazione, deve essere rappresentativa dell'obbiettivo desiderato nel problema di controllo.

L'algoritmo deve risolvere il problema di ottimizzazione considerando:

- Vincoli: necessari per limitare il range di ammissibilità delle variabili definite nella modello, sia per tenere conto di condizioni reali di funzionamento del sistema, sia per facilitare la risoluzione del problema di ottimizzazione
- Pesi: coefficienti assegnati a diversi termini della funzione di costo e che rappresentano la relazione che c'è tra l'importanza tra le diverse variabili di controllo o di stato all'interno della funzione obbiettivo. Sono fondamentali in caso di sistemi dinamici complessi ed influenzano l'elaborazione della traiettoria di azioni da seguire da parte del controllore.

Fondamentale per la corretta predizione del comportamento del sistema è il *modello*. Esso si compone di un sistema di equazioni differenziali, il quale dovrà essere sufficientemente semplificato in modo tale da non appesantire la computazione della soluzione da parte dell'algoritmo di ottimizzazione. Allo stesso tempo deve essere sufficientemente descrittivo delle relazioni che ci sono tra le variabili che caratterizzano il sistema dinamico da modellare, in modo di permettere all'MPC di prevedere in modo corretto la risposta di quest'ultimo agli input.

Gli elementi da definire per caratterizzare il modello del sistema sono i seguenti:

- *Variabili di Stato* (x): numero minimo di variabili necessarie a descrivere il sistema. Sono grandezze fondamentali per rappresentare la dinamica del sistema, essa è descritta mediante un'*equazione di stato* associata alla variabile.
- *Variabile di controllo* (u): input manipolabile del sistema, mediante la sua azione viene influenzata l'evoluzione nel tempo degli stati in modo tale da ottenere l'obbiettivo desiderato.
- *Disturbanti* (z): input non manipolabili che influenzano la risposta del sistema nel tempo. Non sono frutto della risoluzione del sistema di equazioni, ma sono in genere composte da dati che rappresentano l'andamento di tali variabili di disturbo nel tempo o da funzioni che ne modellano il comportamento.
- *Equazioni ausiliarie*: equazioni non fondamentali ai fini della modellazione del sistema, ma eventualmente utili per introdurre parametri la cui evoluzione è funzione dell'andamento delle variabili di stato o di controllo.

3 Presentazione scenari analizzati e metodi di ottimizzazione

Il progetto sulla base del quale è stato effettuato il presente studio è mirato all'ottimizzazione energetica di uno stabilimento esistente, in tutte le sue componenti. Il fulcro di tale progetto è lo sviluppo di un sistema avanzato in grado di efficientare la gestione dell'energia elettrica. Verrà analizzato di seguito lo stato attuale dello stabilimento e lo stato futuro oggetto dell'analisi.

3.1 Descrizione del sistema di distribuzione chiuso

L'oggetto di questa ricerca è un complesso impianto operante nel settore dei trasporti, il quale si caratterizza per la sua sofisticata rete di distribuzione energetica. Questo sistema integra una serie di componenti vitali, tra cui:

- Rete di Alimentazione Elettrica: L'impianto è connesso alla rete di alimentazione elettrica nazionale, la quale costituisce la principale fonte di approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento dell'intero complesso.
- Utenze: Lo stabilimento, data la sua vasta estensione e la varietà di attività svolte, presenta notevoli esigenze energetiche, le quali sono distribuite tra numerose utenze e comprendono elevati carichi di energia.
- Parco Fotovoltaico Integrato: Al fine di promuovere l'indipendenza energetica e garantire una maggiore flessibilità del sistema, è stato integrato un sistema fotovoltaico di dimensioni ridotte. Questo parco fotovoltaico sfrutta l'energia solare per contribuire all'alimentazione delle operazioni interne, rappresentando una potenziale risorsa per il bilancio energetico complessivo.
- Tecnologia di Cogenerazione (CHP - Combined Heat and Power): L'impianto è dotato di una tecnologia di cogenerazione che consente di contribuire al soddisfacimento simultaneo dei fabbisogni elettrici e termici presenti. Il suo obbiettivo è quello di efficientare l'uso delle risorse dello stabilimento contribuendo così a ottimizzare le prestazioni globali dell'impianto.

Il progetto in esame implica l'implementazione di una serie di modifiche all'interno dell'impianto al fine di migliorare l'efficienza energetica complessiva. Le principali trasformazioni pianificate comprendono:

- Espansione della capacità fotovoltaica: Si prevede di aumentare la capacità dell'attuale impianto fotovoltaico, trasformandolo in una Solar Farm di dimensioni più ampie. La taglia considerata è di 4,5 MW.
- Integrazione di un Sistema di Accumulo Elettrico: Sarà introdotto un sistema di accumulo elettrico avanzato, il quale fungerà da supporto al parco fotovoltaico esistente.

Questo sistema consentirà di immagazzinare l'energia prodotta durante le ore di picco di irraggiamento solare e renderla disponibile durante i periodi di bassa produzione. Il progetto prevede l'installazione di un accumulo elettrico con capacità massima pari a 2 MWh.

- Creazione di un parco di colonnine di ricarica per veicoli elettrici: è in progetto l'introduzione di un parco di colonnine di ricarica dedicato alle auto elettriche degli utenti dello stabilimento. Qui i veicoli verranno depositate per lunghi periodi e ricaricati entro la data di ritiro. Verranno installate 55 colonnine ognuna da 20 kW di potenza.

Il presente elaborato di tesi si concentra su questi ultimi sistemi ancora non presenti nello stabilimento esistente, lo studio effettuato si integra nel progetto di ottimizzazione sviluppato dall'azienda collaboratrice.

3.2 Analisi dei consumi

I dati di fabbisogno del caso studio sono relativi all'anno 2022 e mediante l'analisi di essi è possibile avere una panoramica descrittiva di come viene impiegata l'energia all'interno dell'impianto. In questa fase e per le finalità del presente elaborato, tale pratica assume lo scopo di individuare i valori che si discostano dai comportamenti tipici registrati durante l'anno 2022, con il fine di avere dati più rappresentativi del caso studio.

In questo modo, la fase di sviluppo dell'MPC e la successiva fase di test possono essere condotte impiegando delle condizioni più fedeli possibili a quelle reali. Sarà poi compito dell'algoritmo avanzato quello di individuare, in funzione dei dati in formato temporale giornaliero, i comportamenti del sistema e le condizioni da sfruttare per ottenere una gestione ottimizzata.

Si riporta di seguito l'andamento relativo all'intero anno del fabbisogno energetico campionato con un intervallo di tempo di 15 minuti.

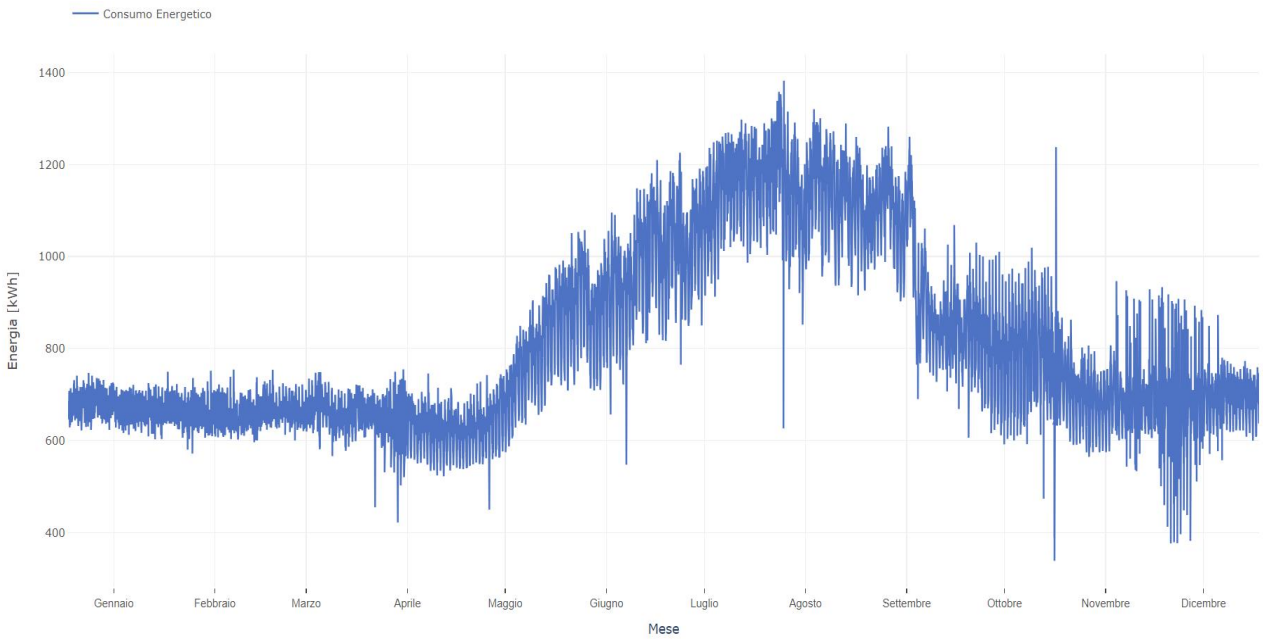

Figura 15 - Andamento del fabbisogno energetico dello stabilimento, anno 2022

Come è possibile osservare, i mesi estivi sono quelli più gravosi dal punto di vista della domanda energetica, probabilmente in relazione al maggiore impiego degli impianti di climatizzazione dello stabilimento.

Risulta evidente la presenza di alcuni valori che si discostano dall'andamento del carico, per avere dei dati più uniformi è stato deciso di rimuovere tali *outliers*, questa operazione è stata condotta utilizzando il *Metodo Interquartile (IQR)*.

I quartili di una distribuzione di dati sono i punti che dividono quest'ultima in quattro parti uguali ognuna contenente il 25% dei dati. Il primo (Q1) contiene il 25% dei dati, il secondo (Q2) è la mediana e contiene il 50% dei dati, il terzo (Q3) ne contiene il 75%. Il metodo usato consiste nel calcolare in range Interquartile (IQR) dato dalla formula:

$$IQR = Q1 - Q3$$

Successivamente si definiscono i limiti superiore e inferiore, essi individuano un intervallo di dati al di fuori del quale tutti gli altri dati sono considerati outliers:

$$Limite\ inferiore = -1.5 * IQR$$

$$Limite\ superiore = +1.5 * IQR$$

I segni positivo e negativo indicano l'intervallo di dati superiore e inferiore rispetto al range calcolato precedentemente. Nel presente caso, tale metodo è stato applicato a tutti i mesi dell'anno 2022, per una più chiara visualizzazione si riportano i *boxplots* ottenuti da tale operazione.

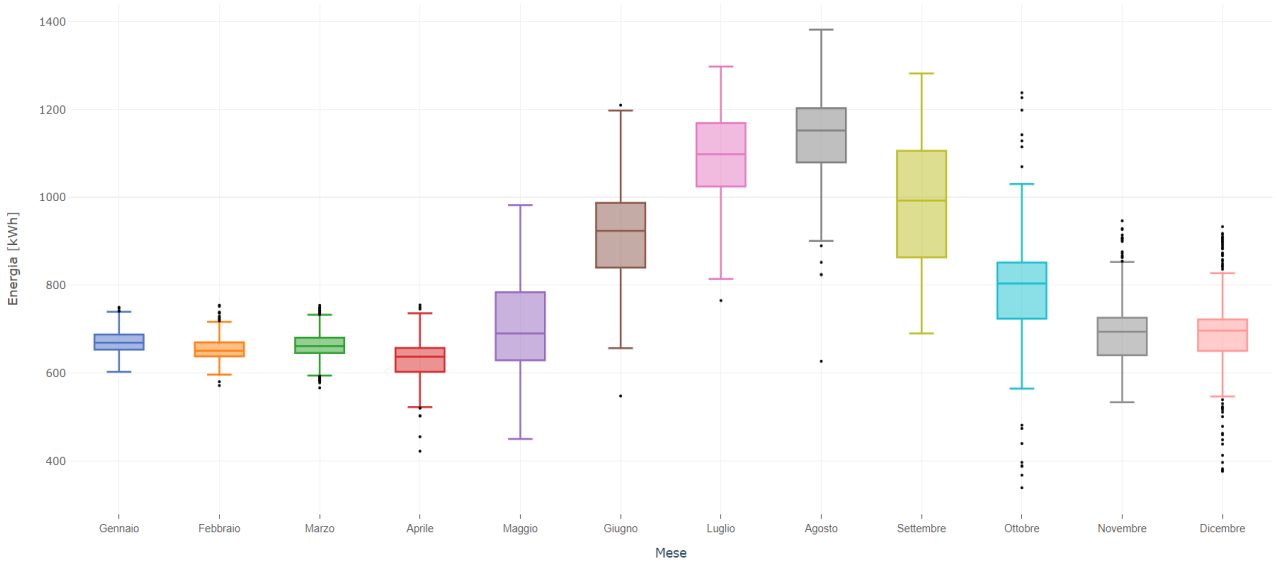

Figura 16 - Boxplots dei consumi mensili del 2022, individuazione outliers

I valori al di fuori delle box rappresentano gli outliers individuati in questo modo, una volta identificati vengono etichettati come "valori mancanti" e sostituiti.

Per la sostituzione dei valori mancanti nel set di dati analizzato si è scelto di sfruttare la *media mobile*. Questo metodo consiste nel sostituire i valori di interesse con un valore medio calcolato considerando un numero k di valori precedenti e un pari numero successivi al valore mancante presente

È stato scelto questo metodo per i seguenti motivi:

- I dati di fabbisogno sono disponibili con una frequenza di 15 minuti, questo permette di avere una descrizione del comportamento energetico molto accurata.
- L'andamento del fabbisogno giornaliero è abbastanza regolare, in particolare non si registrano quasi mai brusche variazioni di carico in un tempo inferiore ai 30 minuti.
- I valori mancanti individuati non sono mai consecutivi.

Di conseguenza, grazie ad esso, è possibile ricostruire in modo fedele il set di dati. Il parametro *k* è stato posto pari a 3 e dopo la ricostruzione, il dataset risulta come segue:

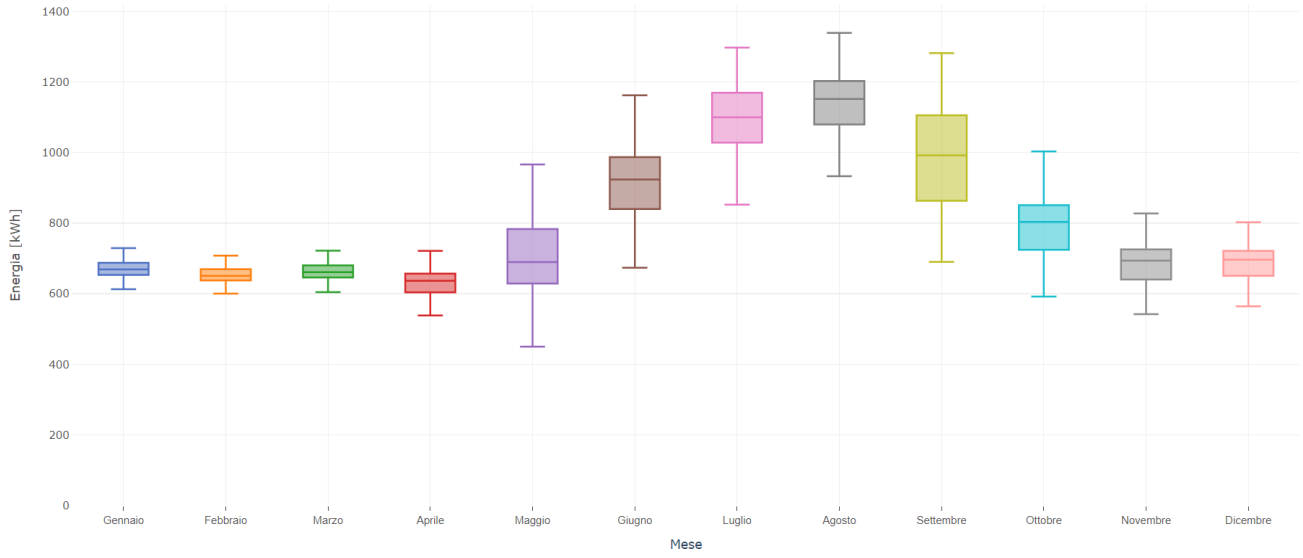

Figura 17- Boxplots dei consumi mensili del 2022, outliers eliminati

Con il set di dati di fabbisogno è possibile fare altre valutazioni sull'andamento dei consumi dello stabilimento.

Si riportano di seguito l'andamento medio giornaliero ed un grafico a barre che riporta i consumi medi mensili per tutto il 2022, per entrambi i casi sono stati differenziate le rappresentazioni per i mesi "estivi" (considerati da aprile a settembre) e "invernali".

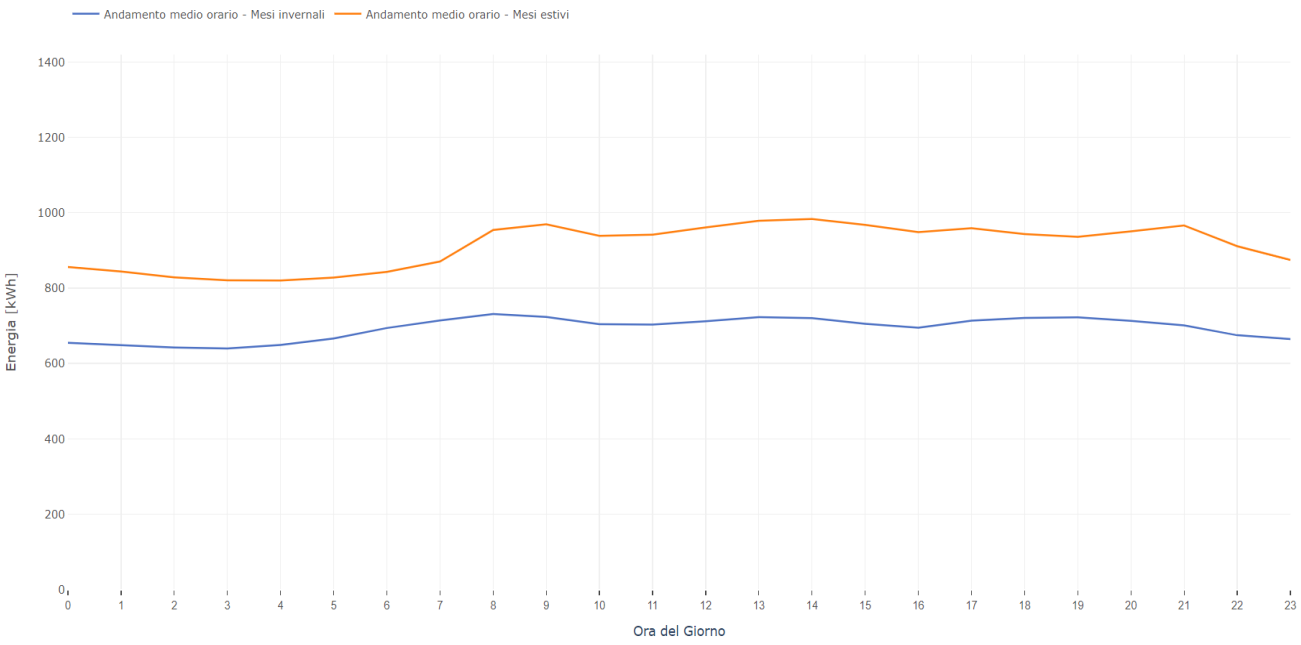

Figura 18- Andamento medio giornaliero del fabbisogno, anno 2022

Dai grafici riportati si deduce quanto esaminato in precedenza, il fabbisogno dello stabilimento ha un andamento piuttosto regolare durante le ore del giorno, si registra un incremento nel consumo medio giornaliero nel periodo successivo alle ore 8:00. Il picco viene raggiunto nella parte centrale della giornata.

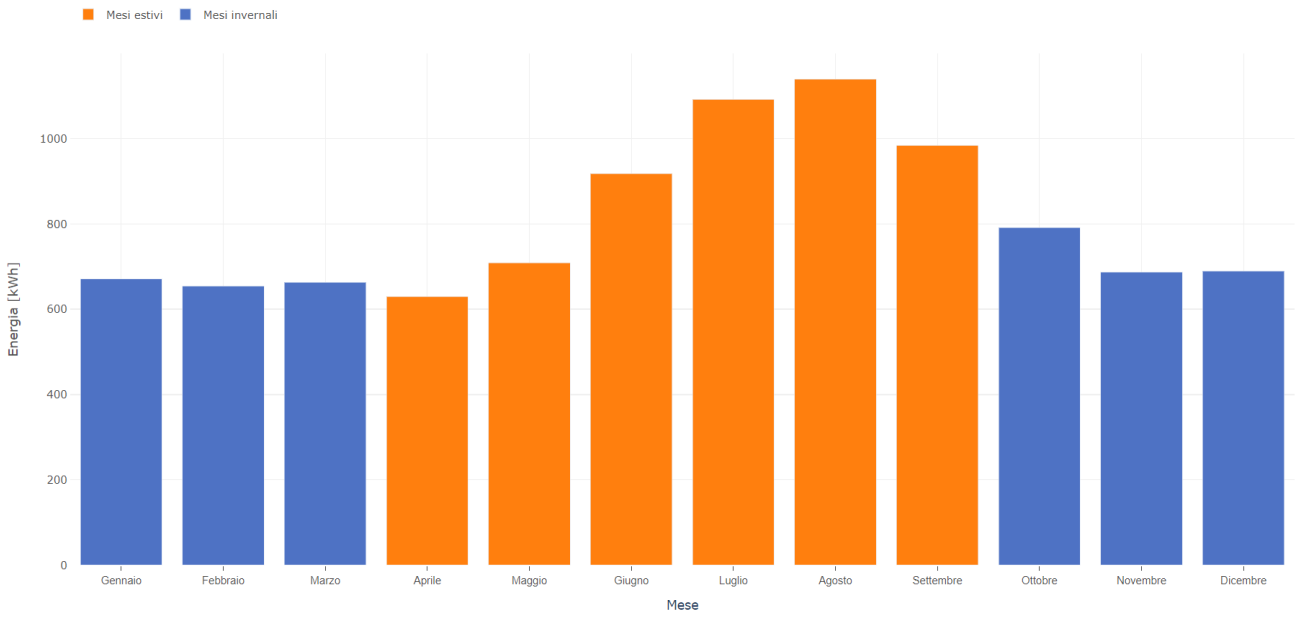

Figura 19- Consumi medi mensili, anno 2022

Per quanto riguarda i mesi estivi, è importante osservare dal grafico a barre relativo ai consumi medi mensili, in tale periodo i valori di assorbimento raggiunti sono molto superiori alla taglia della Solar Farm studiata nel caso in esame.

Risulta però interessante, in questi periodi l'impiego dell'accumulo con il fine di ottimizzare l'energia prodotta e sfruttare le leve di flessibilità offerte dall'andamento giornaliero delle tariffe di acquisto dell'energia elettrica.

Nella stessa categoria sono presenti i mesi di aprile e maggio, caratterizzati da assorbimenti medi mensili inferiori rispetto a quelli associati ai mesi propriamente della stagione estiva. Nonostante ciò, in questi mesi si denota un livello di produzione di energia fotovoltaica molto importante e che può generare condizioni di esubero rispetto al fabbisogno dello stabilimento, condizione di interesse rilevante ai fini dell'analisi del comportamento dell'algoritmo avanzato sviluppato.

3.3 Modello energetico del sistema

Con il fine di analizzare il comportamento dell'algoritmo applicato al caso studio è stato necessario modellare il sistema energetico, al fine di definire in modo rappresentativo gli elementi che lo compongono.

Come anticipato, ai fini del presente elaborato vengono considerati la Solar Farm, l'accumulo elettrico e il parco di colonnine di ricarica per veicoli elettrici. A questi elementi sono associati dei flussi energetici e sono messi in comunicazione mediante il sistema di distribuzione chiuso (S.D.C.) dello stabilimento. Di seguito viene riportato uno schema della modellizzazione adottata.

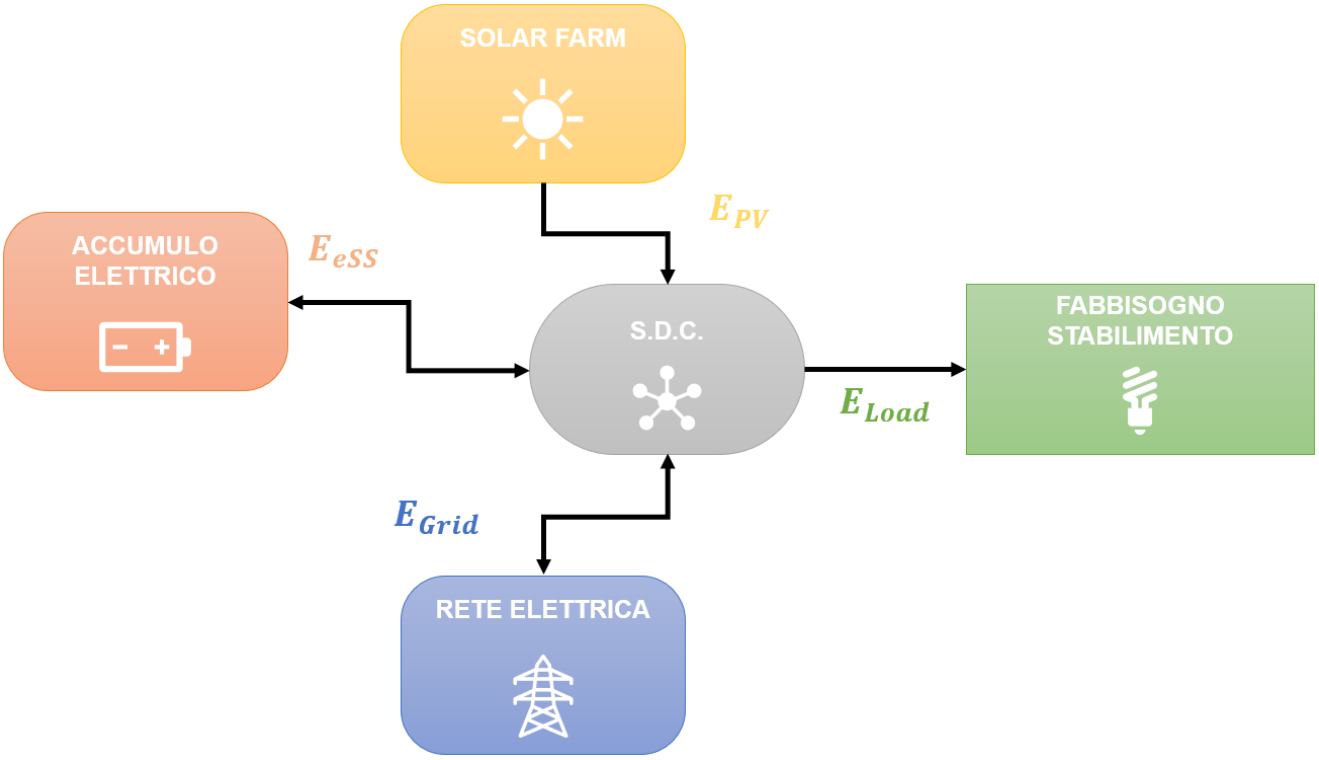

Figura 20- Modello energetico del sistema

Le frecce riportate in figura rappresentano le direzioni dei flussi associati ad ognuno degli elementi del sistema energetico. La Solar Farm immette energia (E_{PV}) nel sistema, questa può avere tre impieghi:

- Autoconsumata, utilizzata per soddisfare il fabbisogno dello stabilimento.
- Accumulata nella fase di carica dello storage elettrico.
- Venduta tramite immissione nella rete elettrica.

Il flusso di energia associato all'accumulo elettrico (E_{eSS}) può essere entrante ed uscente da esso, è entrante qualora una quota di produzione fotovoltaica venisse destinata alla carica di questo elemento

del sistema, è uscente nel momento in cui tale energia concorre al soddisfacimento del carico dello stabilimento.

Anche la rete elettrica partecipa al sistema di distribuzione chiuso con un flusso bidirezionale (E_{GRID}), tale energia, a causa di vincoli tecnici, non può essere utilizzata direttamente per caricare l'accumulo elettrico. L'energia da rete elettrica concorre al soddisfacimento del fabbisogno elettrico dell'impianto e può essere utilizzata come mezzo per vendere parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Il flusso associato al fabbisogno dello stabilimento (E_{LOAD}) può essere composto da diverse quote dei flussi precedentemente analizzati in base alle azioni di controllo del sistema di ottimizzazione applicato al sistema energetico.

Figura 21- Modello energetico del fabbisogno dello stabilimento

Il fabbisogno dello stabilimento contiene il contributo di diverse utenze che vanno a comporre l'impianto, in particolare il parco delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici. Quest'ultimo elemento è oggetto dell'ottimizzazione da parte dell'algoritmo sviluppato e viene modellato come un carico variabile da aggiungere al fabbisogno delle altre utenze.

La variazione dell'andamento di tale carico è l'output dell'algoritmo di gestione dell'energia che si occuperà di soddisfare il fabbisogno dei veicoli elettrici in modo da rispettare l'obbiettivo dell'ottimizzazione.

3.4 Metodologia utilizzata

In questo paragrafo viene presentato l'approccio con il quale è stato affrontato lo sviluppo del sistema di controllo avanzato finalizzato all'ottimizzazione dei consumi energetici dello stabilimento in esame.

Il problema e il caso studio verranno analizzati mediante la considerazione di due scenari:

- Scenario 1: Ottimizzazione del parco fotovoltaico e dell'accumulo elettrico
- Scenario 2: Ottimizzazione delle colonnine di ricarica

Nel primo dei due scenari non verrà considerato il carico relativo alle colonnine di ricarica dei veicoli elettrici ma si procederà all'ottimizzazione unicamente della Solar Farm e dell'accumulo elettrico associato.

Tale scelta mira a separare in due fasi più semplici l'intero problema, in modo tale da poter osservare ed analizzare più chiaramente il comportamento del Model Predictive Control in relazione ad obbiettivi diversi. Per entrambi gli scenari si procederà confrontando i risultati grafici e numerici relativi alle azioni di controllo applicate sul sistema in caso di:

- Controllo non ottimizzato
- Controllo con logica deterministica, baseline di riferimento
- Controllo con logica predittiva, MPC

Tutte le logiche di controllo implementate nelle simulazioni saranno ampiamente discusse nei capitoli dedicati all'ottimizzazione dei due scenari.

Nel caso del secondo scenario, il modello di baseline utilizzato sarà creato dall'unione dell'MPC sviluppato per lo Scenario 1 con aggiunta di una logica di controllo deterministica che interviene sulla gestione dei flussi energetici destinati alle colonnine di ricarica.

L'MPC formulato per lo Scenario 2 sarà quindi confrontato con questo algoritmo ibrido in modo da considerare, nella comparazione dei risultati, solo l'azione relativa alla gestione del fabbisogno del parco di colonnine.

I modelli implementati saranno valutati sulla base dei risultati ottenuti in simulazioni su intervalli temporali giornalieri. Verranno quindi considerate diverse giornate dell'anno di cui si dispongono i dati in modo tale da simulare diverse condizioni al contorno con il fine di osservarne l'effetto sulle azioni di controllo elaborate dagli algoritmi studiati.

Le prestazioni dei due MPC verranno confrontate con quelle dei rispettivi modelli di riferimento sulla base della valutazione di:

- **Spesa giornaliera [€]**: sommatoria sull'intera giornata dei costi dovuti al prelievo di energia elettrica da rete.
- **Parametro di risparmio *R* [%]**: parametro che mette in relazione i risparmi energetici conseguiti dalle metodologie paragonate (baseline e MPC) rispetto al caso non ottimizzato. Viene calcolato come segue.

$$\Delta_1 = Spesa\ giornaliera\ con\ MPC\ - Spesa\ giornaliera\ nel\ caso\ Non\ Ottimizzato\ \ [€]$$

$$\Delta_2 = Spesa\ giornaliera\ \ mod.\ deterministico\ - Spesa\ giornaliera\ nel\ caso\ Non\ Ottimizzato\ \ [€]$$

$$\boldsymbol{R = \frac{\Delta_1 - \Delta_2}{\Delta_2}}$$

- **Parametro di efficacia *K* [€/kWh]**: questo parametro ha lo scopo di evidenziare l'efficienza con cui viene sfruttata la capacità dell'accumulo elettrico dal sistema di gestione energetico. Per calcolarlo di deve considerare il costo associato all'accumulo dell'energia prodotta dal parco fotovoltaico e il beneficio ottenuto dall'utilizzo dell'energia accumulata. La prima quantità è rappresentata dall'energia che deve essere acquistata da rete per rimpiazzare la quota di produzione fotovoltaica non autoconsumata, la seconda invece rappresenta il guadagno che si ottiene evitando di acquistare energia da rete grazie all'utilizzo di quella accumulata. Di seguito viene riassunto il calcolo di questo parametro

$$Costo\ fase\ di\ Carica = \sum_{i=1}^{ore\ della\ giornata} (En.accumulata_i * Costo\ orario\ energia_i)\ \ [€]$$

$$Beneficio\ fase\ di\ Scarica = \sum_{i=1}^{ore\ della\ giornata} (En.scaricata_i * Costo\ orario\ energia_i)\ \ [€]$$

$$\boldsymbol{K = \frac{Beneficio\ fase\ di\ Scarica - Costo\ fase\ di\ Carica}{Energia\ massima\ accumulabile}}\ \ \left[{}^{€}/_{\boldsymbol{kWh}}\right]$$

Per ogni giornata verranno calcolati questi guadagni per unità di accumulo generati da entrambe le logiche di controllo e poi a fini della valutazione dell'efficacia dell'MPC, sarà considerato il loro rapporto percentuale.

- **Guadagno economico associato all'autoconsumo per le colonnine [€]**: nello Scenario 2 l'analisi è focalizzata sull'efficacia dei modelli implementati nel gestire i flussi energetici con il fine di ottimizzare la spesa associata alle colonnine di ricarica. Di conseguenza questo parametro risulterà utile a rappresentare il beneficio ottenuto dal mancato acquisto di energia per la ricarica dei veicoli elettrici, viene calcolato analogamente a quanto fatto per il costo di carica e per il beneficio di scarica.

In ognuno dei capitoli dedicati agli scenari ottimizzati saranno descritti gli obbiettivi e le logiche degli algoritmi messi a confronto. Per ognuno di questi ultimi verranno analizzati i comportamenti attesi da riscontrare mediante l'analisi di alcune giornate significative di cui saranno riportati in dettagli gli andamenti giornalieri. La valutazione finale avverrà mediante il confronto, su tutte le giornate simulate, dei parametri presentati precedentemente.

4 Ottimizzazione Scenario 1: Solar Farm e accumulo elettrico

Il primo dei due algoritmi di controllo avanzati sviluppati ha come finalità quello di massimizzare lo sfruttamento dei flussi energetici provenienti dal parco fotovoltaico dello stabilimento. L'obiettivo principale è ridurre al minimo la spesa giornaliera dello stabilimento associata all'acquisto di energia elettrica dalla rete elettrica.

Per fare ciò, l'MPC agisce direttamente sull'accumulo elettrico presente e ne ottimizza le fasi di "carica" e "scarica". La prima consiste nell'immagazzinare parte dell'energia proveniente della Solar Farm, la seconda consiste nell'impiego di quest'ultima per sopperire al fabbisogno dell'impianto e ridurre la quantità di energia prelevata da rete.

Questo processo viene svolto grazie all'integrazione di alcuni dati che forniscono all'algoritmo informazioni sull'evoluzione nel tempo delle variabili "disturbanti" del problema di ottimizzazione, queste verranno ampiamente discusse nei paragrafi successivi.

I fattori che vengono considerati dal sistema di gestione dell'energia sono:

- Produzione di energia da pannelli solari
- Fluttuazioni dei prezzi di acquisto e di vendita in rete di energia elettrica
- Limiti tecnici dovuti alla tecnologia utilizzata

Con queste informazioni e i con gli andamenti giornalieri delle variabili influenzanti è possibile elaborare una sequenza di azioni di controllo finalizzata al soddisfacimento delle richieste di carico del sistema e allo stesso tempo al conseguimento dell'obbiettivo.

Come precedentemente evidenziato, il Model Predictive Control si basa su una previsione a breve termine del comportamento del sistema per computare la traiettoria ottimale di azioni di controllo da implementare.

Durante la fase di sviluppo del presente algoritmo di controllo sono stati utilizzati diverse tipologie di dati:

- dati del fabbisogno energetico effettivo di stabilimento campionati al quarto d'ora e relativi all'intero anno 2022
- andamento del PUN orario registrato nell'anno 2022
- dati di previsione di produzione fotovoltaica ottenuti con un modello predittivo al quale sono stati forniti in input le condizioni meteorologiche effettive dell'anno 2022

La disponibilità di dati effettivi relativi al fabbisogno dell'impianto, registrati in un intero anno, è stata fondamentale per le varie fasi di testing del modello. Non solo per la corretta comprensione della logica dietro alle azioni di controllo implementate dall'algoritmo in diverse condizioni reali, ma soprattutto per la valutazione delle prestazioni ottenute in relazione al confronto con la baseline di riferimento. Grazie ad essi è stato quindi possibile calibrare correttamente i parametri dell'algoritmo.

Durante la fase di implementazione effettiva, tuttavia, tali dati devono essere sostituiti da previsioni a breve termine che siano in grado di fornire stime adeguate dell'andamento del fabbisogno. Sarà quindi necessaria l'integrazione di algoritmi predittivi a supporto del sistema di controllo MPC.

Per quanto riguarda la produzione fotovoltaica invece, è stato utilizzato un algoritmo di questa tipologia, esso fa parte del progetto aziendale relativo all'analisi energetica del sistema in esame ed è risultato necessario dal momento in cui il parco fotovoltaico considerato ancora non è presente nello stabilimento reale, come precedentemente accennato.

L'andamento del PUN è fornito dal mercato dell'energia elettrica gestito dal GME. Per simulare i Prezzi di Acquisto e Vendita dell'energia elettrica si è scelto di fare riferimento a questo indice, le due tariffe sono state calcolate in modo semplificativo come segue:

$$Prezzo\ di\ acquisto = PUN + 0.08 \qquad [€/kWh]$$

$$Prezzo\ di\ vendita = PUN + 0.02 \qquad [€/kWh]$$

La scelta di questa semplificazione è dovuta all'ipotesi di tariffe variabili, questo perché, ai fini della presenta analisi, l'obbiettivo è quello di sviluppare una metodologia in grado di sfruttare tutte le possibili flessibilità di un sistema energetico, un sistema di tariffe fisse non avrebbe permesso di mostrare a pieno le potenzialità di un algoritmo di controllo avanzato di questo tipo. Come nel caso della produzione fotovoltaica, anche questo dato è frutto di un'analisi previsionale, svolta nel mercato dell'energia elettrica; dunque, si addice alla logica di funzionamento dell'MPC e alla sua possibile implementazione nel caso reale.

4.1 Modello di baseline: logica di funzionamento

Nel progetto di cui fa parte questo elaborato di tesi è stato utilizzato un modello deterministico con la funzione di sintetizzare la logica di riferimento di gestione ottimizzata dei flussi energetici. Questo è stato assunto come baseline di confronto per l'algoritmo MPC sviluppato successivamente.

Il modello deterministico è impostato con un timestep orario e si compone di una serie di regole di tipo "if-else-than" che vanno a definire le azioni di controllo sulla base degli input inseriti. Questi ultimi sono il fabbisogno orario giornaliero del sistema, la produzione di energia associata alla Solar Farm anch'essa espressa con lo stesso timestep e l'andamento orario del PUN.

Per poter utilizzare tale modello è stato necessario manipolare i dati disponibili per poterli esprimere con un timestep orario, sono stati quindi ricampionati i dataset mediante delle aggregazioni dei valori espressi al quarto d'ora. Tale operazione, come sarà possibile vedere nei successivi confronti, porta ad una perdita di dettaglio nei risultati in output dal modello.

La logica di funzionamento del modello deterministico usato prevede che, sulla base dell'andamento del PUN, venga associato ad ogni ora considerata un costo medio di acquisto dell'energia elettrica riferito alle 20 ore successive. Questo viene calcolato mediante una finestra temporale mobile che comprende 20 timestep orari e che calcola una media dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica da rete, calcolati secondo la logica precedentemente illustrata. Oltre a questo valore, viene individuato, con una finestra temporale maggiore il valore massima e minimo di prezzi di acquisto di energia elettrica da rete.

Sulla base dei prezzi medi individuati dalla finestra temporale, vengono evidenziati con un'ulteriore logica le ore interessanti per l'utilizzo dell'accumulo. Quelle che presentano un prezzo di acquisto maggiore del valore medio rappresentano dei potenziali intervalli per l'utilizzo dell'energia accumulata nello storage energetico.

Per confermare questa valutazione si procede come segue:

- Calcolo del Delta di fabbisogno e del Surplus disponibile: dai dati di input relativi alla produzione fotovoltaica e al fabbisogno energetico vengono calcolate, per ogni ora, la quota di fabbisogno non coperta dalla produzione fotovoltaica e la quota extra di produzione fotovoltaica. La prima quantità sarà diversa da zero nel caso in cui la produzione della Solar Farm non riuscisse a soddisfare il fabbisogno di energia dello stabilimento, la seconda viceversa, rappresenta la quantità di energia ancora disponibile nei casi in cui la produzione da pannelli solari superi il fabbisogno energetico dello stabilimento.

- Individuazione del fabbisogno da coprire associato alle ore in cui il prezzo di acquisto di energia è maggiore del prezzo medio precedentemente associato.
- Calcolo Valori economici dell'energia accumulabile in relazione al costo medio e al costo massimo giornaliero. In base alla quantità di energia accumulabile, data dalla capacità massima dell'accumulo al netto della quantità presente allo stato precedente e alla quantità di energia prodotta dalla Solar Farm, viene definita la quota di produzione fotovoltaica che può essere immessa nello storage (al netto del rendimento di accumulo). Questa quantità, calcolata per ogni ora della giornata da ottimizzare, moltiplicata per il costo medio delle ore successive o per il costo dell'ora in cui il prezzo è massimo, rappresenta il valore economico associato a questa energia qualora fosse accumulata.
- Individuazione ore in cui c'è convenienza nell'utilizzo dell'accumulo. Questa operazione viene eseguita mediante il calcolo del costo di acquisto associato alla quota di energia accumulata. Questo è associato alla quantità di energia che deve essere acquistata da rete in una certa ora nel caso in cui si decidesse di accumulare, piuttosto che autoconsumare, l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici. Dal confronto con questo costo con il valore economico positivo calcolato precedentemente si individuano le ore in cui conviene accumulare l'energia elettrica per utilizzarla successivamente.
- Calcolo quota Accumulata nella fase di Carica. Vengono valutate anche in questo caso le ore in cui c'è convenienza sul prezzo di acquisto dell'energia rispetto al valore medio delle ore successive. In caso positivo parte dell'energia prodotto dalla Solar Farm viene accumulata, valutando anche la capacità residua dello storage nello stesso intervallo temporale. Nel caso negativo viene accumulata energia solo se essa è in surpluss rispetto al fabbisogno dello stabilimento.
- Calcolo quota Autoconsumata. Allo stesso modo viene valutata la frazione di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene destinato al soddisfacimento del fabbisogno dell'impianto. Il criterio di valutazione si basa sul medesimo valore orario considerato precedentemente per stimare il costo medio di acquisto dell'energia nelle ore successive. Nelle ore in cui si registra un prezzo di acquisto maggiore della media della giornata, l'energia prodotta da fonte fotovoltaica viene autoconsumata.
- Definizione degli intervalli di tempo nei quali usare l'accumulo. Il primo criterio di valutazione si basa sul prezzo di acquisto massimo giornaliero. In quell'ora verrà impiegata l'energia accumulata nello storage. Successivamente, se presente ulteriore carica nell'accumulo si valutano le ore in cui il prezzo è superiore a quello medio delle ore

successive. Il procedimento viene ripetuto per ogni ora della giornata in base alla presenza o meno di energia nello storage energetico

- Calcolo quota venduta in rete. Infine, viene valutata la quota di energia destinata all'immissione nella rete elettrica, essa si otterrà come differenza tra la produzione della Solar Farm e le quote di energia accumulate e autoconsumate, questo per ognuna delle ore della giornata di cui si vogliono ottimizzare i consumi.

I parametri tecnici ed i valori iniziali relativi agli elementi del sistema di distribuzione chiuso da ottimizzare che sono stati considerati in questa analisi e nei successivi confronti sono riassunti nella seguente tabella.

Variabile	Unità di misura	Valore
Capacità massima dell'accumulo	MWh	1,2
Carica iniziale dell'accumulo	%	50,0%
Carica massima dell'accumulo	%	80,0%
Carica minima dell'accumulo	%	20,0%
Rendimento di Carica dell'Accumulo	%	0,9
Rendimento di Scarica dell'Accumulo	%	0,9
Parametro C della batteria	-	1,1

Tabella 1-Parametri dell'accumulo elettrico

4.2 MPC per Scenario 1

Lo sviluppo di un MPC richiede diverse fasi preliminari che verranno successivamente analizzate. In primo luogo, la scelta dell'ambiente in cui svilupparlo. Il presente algoritmo è stato realizzato mediante l'utilizzo della libreria python "do-mpc", essa permette di definire:

- tutte le variabili necessarie per la creazione del modello del problema mediante un sistema di equazioni differenziali lineari
- i parametri per la simulazione del comportamento del sistema e per l'ottimizzazione della traiettoria di azioni di controllo mediante l'integrazione dell'algoritmo di ottimizzazione IPOPT (Interior Point Optimizer)

Di seguito vengono esaminate tutte le fasi del processo di creazione dell'algoritmo MPC per l'ottimizzazione e la gestione del sistema parco fotovoltaico e accumulo elettrico. Lo scopo è quello di analizzare la formulazione scelta in base agli input necessari a questa tecnologia avanzata di controllo per individuare la traiettoria di azioni ottimali. Esse vengono computate con l'obbiettivo di minimizzare la spesa giornaliera relativa all'acquisto di energia elettrica da rete per il soddisfacimento del fabbisogno dello stabilimento oggetto dello studio.

Una delle ipotesi sotto le quali verranno condotte le simulazioni, oltre a quelle di natura tecnica che verranno ampiamente trattate successivamente, riguarda l'utilizzo della carica contenuta all'interno dello storage. Dal momento che l'obbiettivo è valutare l'effetto del Model Predictive Control nella minimizzazione della spesa giornaliera, le simulazioni sono condotte in modo tale che l'intera carica dell'accumulo elettrico venga utilizzata interamente nelle singole giornate considerate, di conseguenza in ogni giornata essa raggiungerà sempre il minimo consentito.

I risultati giornalieri ottenuti verranno confrontati con la baseline di riferimento precedentemente illustrata.

4.2.1 Formulazione adottata nell'MPC

Per prima cosa è necessario modellare il sistema da sottoporre all'azione di controllo da parte dell'algoritmo. Per questo tipo di problema si è scelto di adottare un *modello discreto*. Questo approccio è giustificato dalla natura discreta delle grandezze in gioco (flussi di energia elettica), campionati con intervalli discreti nel tempo, oltre che alla convenienza nell'implementazione pratica

Il sistema sarà caratterizzato da un *time-step di controllo* di 15 minuti, la stessa frequenza con la quale sono disponibili i dati di fabbisogno e produzione fotovoltaica utilizzati.

Il sistema di controllo agisce sull'accumulo elettrico del sistema manipolando la quantità di energia elettrica in ingresso e in uscita da esso. La *variabile di stato* del presente problema di controllo, quindi, è lo stato di carica dell'accumulo (State of Charge - S.O.C.), essa caratterizza la flessibilità disponibile nel sistema in ogni istante. A tale variabile è associata un'*equazione di stato* la cui espressione è la seguente:

$$\boldsymbol{S.O.C_t = S.O.C_{t-1} - E_{ESS}} \qquad [kWh]$$

Tale espressione indica che lo stato di carica dell'accumulo elettrico al tempo "t" dipende dallo stesso al timestep precedente e dall'energia (E_{ESS}) in ingresso (<0) o in uscita (>0) dall'accumulo elettrico.

Quest'ultima è la *variabile di controllo* del problema, ovvero il flusso energetico (E) che attraversa lo storage elettrico (Energy Storage System - ESS). All'interno della formulazione in python, tale variabile è stata espressa come ausiliaria e in funzione delle effettive variabili di controllo:

$$\boldsymbol{E_{ESS} = -\left(\alpha * \eta_{Carica}\right) + (\beta)} \quad [\text{kWh}]$$

Dove:

- α è il parametro di controllo che regola il flusso in ingresso nell'accumulo. Rappresenta la fase di "Carica" dello storage elettrico.
- β è la variabile di controllo che rappresenta la quantità di energia in uscita, in ogni timestep, dall'accumulo. Regola quindi la fase di "Scarica"
- η_{Carica} è il rendimento che tiene conto della quota di energia persa in fase di carica dell'accumulo elettrico

La scelta di questa formulazione per esprimere il flusso energetico correlato all'accumulo elettrico è dovuta a diversi fattori, primo su tutti alla necessità di separare le due fasi che coinvolgono l'ingresso e l'uscita di energia elettrica accumulata (*Carica* e *Scarica*). Lo scopo di ciò, come sarà evidenziato dai bilanci energetici che governano il sistema, è quello di impedire che l'algoritmo utilizzi

direttamente l'energia elettrica prelevata da rete per caricare l'accumulo elettrico. La fase di Carica dell'accumulo, infatti, è espressa come funzione della produzione fotovoltaica, in modo tale che l'MPC utilizzi unicamente quest'ultima nel ricaricare l'accumulo elettrico e rispetti questo vincolo tecnologico.

Date le considerazioni appena fatte, la scelta di utilizzare una variabile di controllo esclusivamente per la fase di Carica (α) ha forzato l'impiego di un'altra variabile di controllo con lo stesso ordine di grandezza per la fase di Scarica (β). L'adozione di variabili libere con lo stesso ordine di grandezza agevola l'algoritmo di controllo nella computazione della traiettoria ottimale di azioni di controllo.

Le *disturbanti* del problema di ottimizzazione, ossia quelle variabili la cui evoluzione nel tempo influenza la scelta delle azioni di controllo da implementare, sono rappresentate da:

- Prezzo di Acquisto e di Vendita dell'energia elettrica ($P_{Acquisto}$ e $P_{Vendita}$), entrambi funzione del PUN
- Fabbisogno dello stabilimento (E_{Load})
- Produzione parco fotovoltaico (E_{PV})

Esse partecipano alla formulazione della *variabile ausiliaria* presente e della funzione da minimizzare. La prima delle due è un parametro che varia in funzione delle azioni di controllo; quindi, è influenzato da ciò che coinvolge lo stato del sistema. Tale variabile è l'energia elettrica prelevata o immessa in rete (E_{Grid}), la cui espressione è riportata di seguito.

$$\boldsymbol{E_{Grid} = E_{Load} \; - \; [E_{PV} - \alpha \,] \; - \; [\eta_{Scarica} * \beta \,]} \quad \text{[kWh]}$$

Questa grandezza è calcolata dall'algoritmo mediante un bilancio energetico che coinvolge il fabbisogno al netto della quota di produzione fotovoltaica autoconsumata (ottenuta dalla quota complementare a quella accumulata e definita dalla variabile α) e della quota di energia prelevata dall'accumulo (comprensiva del rendimento associato alla fase di Scarica).

Su questo sistema di equazioni che modellano il sistema andrà ad agire il sistema di controllo, quest'ultimo deve essere caratterizzato da un *orizzonte di predizione*, che, nel presente caso è pari a 12 ore (se si considera il tempo di campionamento: 48 quarti d'ora).

A questo punto è necessario definire la *funzione obbiettivo*, l'MPC ha come scopo quello di elaborare una traiettoria di azioni di controllo che coinvolgano l'accumulo elettrico con il fine di minimizzare la seguente espressione:

$$\boldsymbol{Spesa = (P_{Acquisto} * E_{Grid_IN}) - (P_{Vendita} * E_{Grid_OUT})} \quad \text{[€]}$$

Dove vengono considerate le quote di energia rispettivamente prelevata da rete e immessa in rete e le relative tariffe di acquisto e vendita.

L'ultima fase della definizione dell'MPC richiede la caratterizzazione dei *vincoli* entro cui l'algoritmo può muoversi per ottimizzare il problema, nel presente studio, essi sono stati definiti con diverse modalità a seconda delle necessità di formulazione:

- **Bilancio energetico**: il primo è stato definito in modo indiretto nell'espressione della variabile ausiliaria E_{Grid} e rappresenta il bilancio energetico che deve essere rispettato da tutti i flussi di energia presenti nel sistema.

- **Stato di carica dell'accumulo**: l'accumulo presente nello stabilimento ha una capacità massima di 2 MWh, con il fine di caratterizzare il comportamento della variabile di stato $S.O.C_t$ in modo più realistico evitando la piena carica e la completa scarica, è stato imposto:

$$\mathbf{20\%} * \boldsymbol{Capacità\ max} \leq \boldsymbol{S.O.C_t} \leq \mathbf{80\%} * \boldsymbol{Capacità\ max} \quad \text{[kWh]}$$

- **Fase di Carica**: per la variabile α, rappresentante la fase di "Carica" dell'accumulo, è stato imposta la condizione che impedisce a tale variabile di superare il valore, nello stesso intervallo di tempo, della quantità di energia prodotta dalla solar farm, essendo esso il flusso energetico sfruttato per caricare lo storage. Tale vincolo è espresso come:

$$\boldsymbol{\alpha \leq E_{PV}} \quad \text{[kWh]}$$

- **Limiti di Carica e di Scarica**: un ulteriore vincolo riguarda la variabile E_{eSS}, essa ha un limite superiore e inferiore dovuto alla quantità di energia erogabile o accumulabile in un quarto d'ora. La batteria che costituisce l'accumulo elettrico è caratterizzata da un indice C di 1.1, con questo valore e con la capacità massima dell'accumulo è possibile ricavare l'energia massima erogabile in un'ora e successivamente rapportarla alla quantità relativa al timestep di 15 minuti. Il vincolo su E_{eSS} è calcolato come segue

$$Energia\ erogabile\ in\ un'ora = \frac{10.000}{C} \quad \text{[kWh]}$$

$$Energia\ erogabile\ in\ un\ timestep = \frac{Energia\ erogabile\ in\ un'ora}{4} \approx 2.273 \quad \text{[kWh]}$$

$$\mathbf{2.273 \leq E_{eSS} \leq 2.273} \quad \text{[kWh]}$$

Ci sono due ultimi parametri che sono stati considerati nella caratterizzazione dell'MPC. Questi si riferiscono al solver IPOPT e influenzano il criterio con il quale l'algoritmo di ottimizzazione non lineare individua una soluzione accettabile al problema proposto.

- **Tolleranza di convergenza**: valore numerico che definisce la distanza minima che deve avere la soluzione trovata da quella ottimale affinché l'algoritmo non proceda con ulteriori iterazioni.
- **Numero massimo di iterazioni**: valore che indica i tentativi massimi che può eseguire il solver prima di terminare la computazione della soluzione ottimale

Di seguito vengono riportati i parametri adottati nella formulazione del presente algoritmo di controllo MPC.

Parametro	Valore
Numero di variabili di stato	1
Numero di variabili di controllo	2
Tempo di campionamento	15 min.
Orizzonte di predizione	12 ore
Tolleranza dell'algoritmo di ottimizzazione	$1*10^{-7}$
Numero massimo di iterazioni	50.000

Tabella 2- Parametri dell'MPC

4.2.2 Analisi e confronto risultati

In questo paragrafo vengono esposti i risultati ottenuti dall'algoritmo di controllo MPC in relazione ai test effettuati su alcune giornate dell'anno 2022. Esse sono state scelte con l'obbiettivo di analizzare il comportamento del controllore in funzione di diverse condizioni al contorno. Per entrambi gli algoritmi di ottimizzazione l'obbiettivo è la minimizzazione della spesa giornaliera mediante la gestione ottimizzata dell'accumulo. In ogni giornata esaminata la carica dell'accumulo verrà esaurita fino al valore minimo consentito.

Lo scopo è quello di osservare la traiettoria di azioni implementate dall'algoritmo predittivo. I risultati, in forma numerica e grafica vengono di seguito confrontati con quelli relativi all'applicazione dell'algoritmo deterministico precedentemente descritto e con la logica base di controllo non ottimizzata.

Quest'ultima prevede che l'energia accumulata nello storage venga utilizzata appena possibile per soddisfare il fabbisogno energetico dello stabilimento, essa quindi, viene esaurita nei primi intervalli di tempo delle giornate esaminate. Questa logica prevede inoltre che l'energia prodotta dalla Solar Farm venga interamente autoconsumata, solo qualora ci fosse un esubero in relazione al fabbisogno dell'impianto, in un certo intervallo di tempo, si verificherebbe una fase di carica dell'accumulo elettrico proporzionale alla differenza tra queste due grandezze e al netto del rendimento dello storage.

Vengono di seguito presentati i risultati grafici per le giornate scelte relativi rispettivamente al caso non ottimizzato, al caso ottimizzato con logica deterministica e al caso ottimizzato con logica MPC. Essi riassumono l'insieme di azioni di controllo prese durante le giornate esaminate, si compongono di barre che riportano le quote di energia prelevata da rete, accumulata, prelevata da accumulo o autoconsumata.

La somma di tali barre, riportate con granularità quartoraria, coincide con l'andamento del Fabbisogno giornaliero riportato mediante linea di colore blu. Nello stesso grafico si riporta l'andamento giornaliero del PUN, in modo da comprendere la natura delle decisioni effettuate dagli algoritmi di controllo esaminati

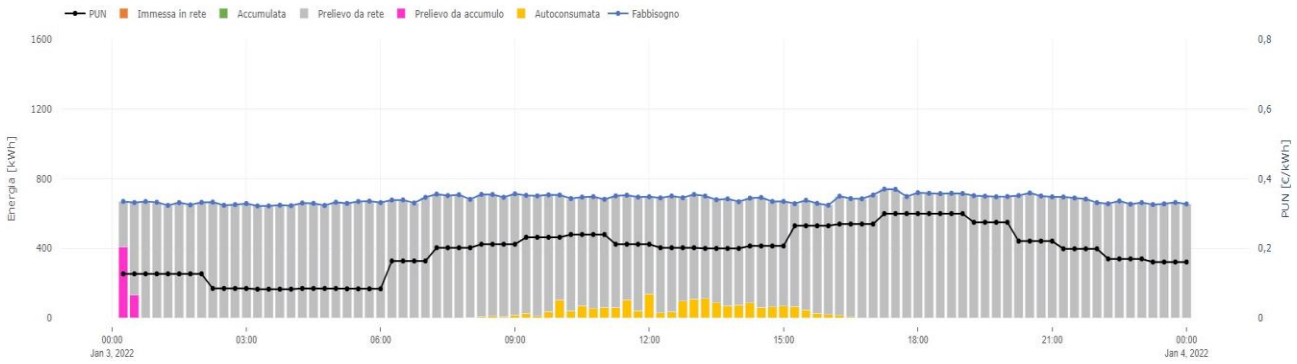

Figura 22 - Risultati 03-01-2022, caso non ottimizzato

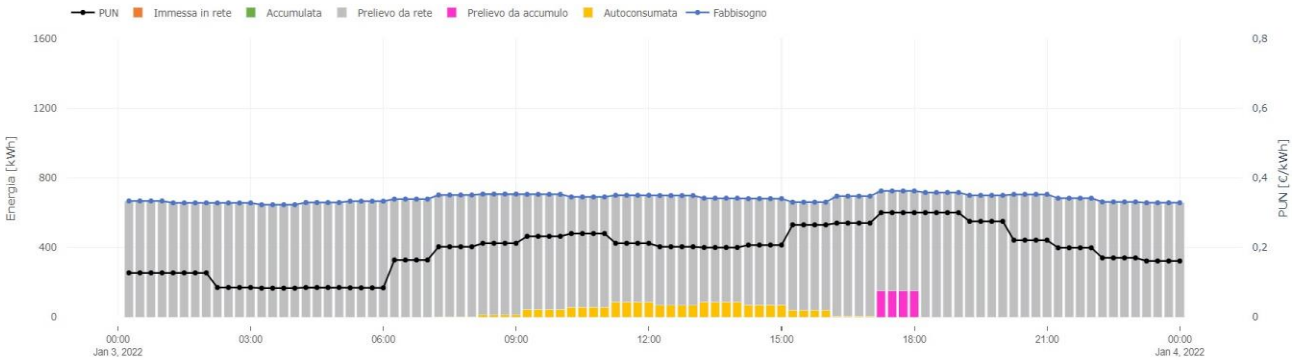

Figura 23- Risultati 03-01-2022, caso con modello deterministico

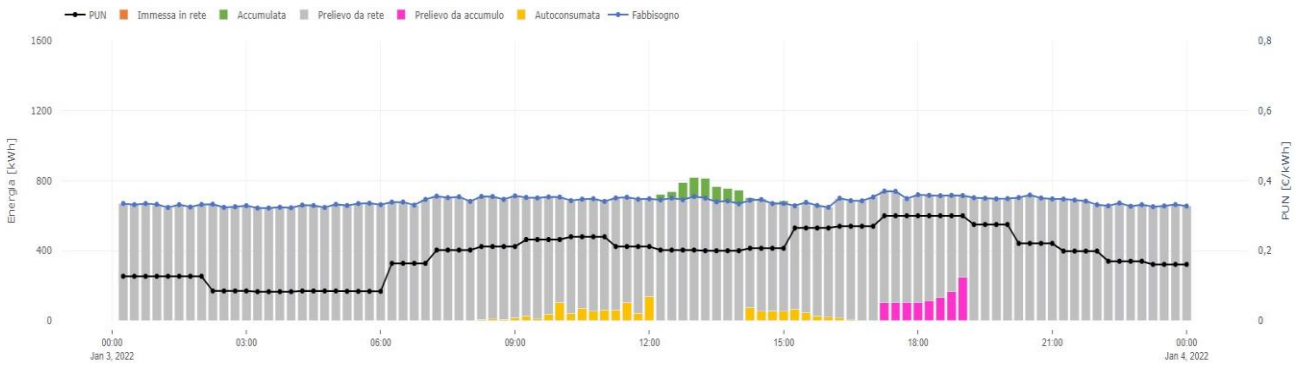

Figura 24-Risultati 03-01-2022, caso con MPC

Come si può osservare nel primo dei tre grafici riportati, la logica non ottimizzata ignora l'andamento del PUN e utilizza l'energia accumulata nella prima mezz'ora della giornata, allo stesso modo si nota come la totale produzione fotovoltaica venga destinata all'autoconsumo (in giallo nel grafico).

Le due logiche ottimizzate, come previsto, mostrano un comportamento guidato dall'andamento del prezzo di acquisto dell'energia. In entrambi i casi viene individuata la fascia oraria caratterizzata da un PUN più elevato e successivamente viene impiegata l'energia prelevata da accumulo elettrico nel

medesimo intervallo temporale per soddisfare parte del fabbisogno energetico dello stabilimento, riducendo in questo modo la quantità di energia acquistata da rete elettrica.

In particolare, l'algoritmo di controllo MPC decide di non autoconsumare l'intera produzione fotovoltaica, al contrario, l'energia prodotta nelle fasce orarie con un PUN inferiore viene accumulata nello storage elettrico per poi essere utilizzata tra le ore 17:00 e le 19:00, caratterizzate da un prezzo di acquisto maggiore.

L'MPC ha individuato quindi una convenienza superiore nell'accumulare dell'energia prodotta dalla Solar Farm, questo perché sono state valutate la tariffa oraria associata all'acquisto di energia elettrica da rete nello stesso periodo e la quantità di energia necessaria a soddisfare il fabbisogno energetico in relazione alle stesse grandezze del periodo successivo caratterizzato da un PUN maggiore.

L'algoritmo avanzato, in definitiva, dopo aver valutato tutte le possibili traiettorie di azioni di controllo, sceglie quella che porta ad una spesa energetica inferiore, come testimoniato dai risultati numerici riportati di seguito.

Spesa giornaliera del 3 gennaio 2022	
Controllo non ottimizzato	**17.312 €**
Controllo con logica deterministica	**17.241 €**
Controllo con MPC	**17.201 €**

Tabella 3 - Confronto spese giornaliere, 03-01-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 3 gennaio 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0	124,2	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	228,0	0,190
Controllo con MPC	600,0	1200,0	167,7	456,1	0,239

Tabella 4- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 03-01-2022

Parametri di confronto del 3 gennaio 2022	
R [%]	56,3 %
K [%]	26,0 %

Tabella 5- Parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022

Grazie all'impiego dell'algoritmo predittivo è possibile sfruttare la piena potenzialità dell'accumulo elettrico anche in una giornata, come quella di cui si sono riportati i risultati, caratterizzata da una scarsa produzione di energia fotovoltaica. In particolare, l'MPC riesce a sfruttare l'accumulo più efficacemente del 2.28% rispetto al modello deterministico generando un beneficio economico maggiore.

Vengono ora riportati gli andamenti per la giornata del 30 aprile 2022, in questo caso, è di particolare interesse osservare la gestione dei flussi energetici in presenza di una produzione fotovoltaica maggiore rispetto al precedente caso.

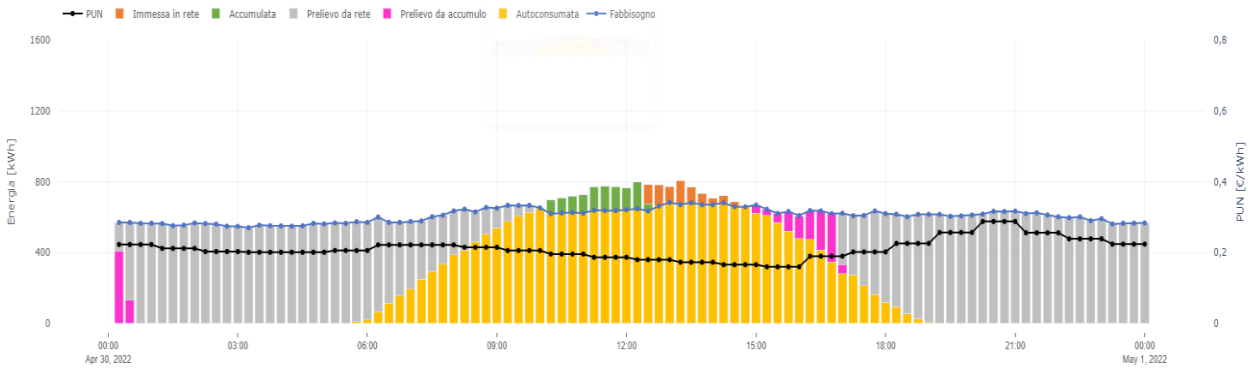

Figura 25- Risultati 30-04-2022, caso non ottimizzato

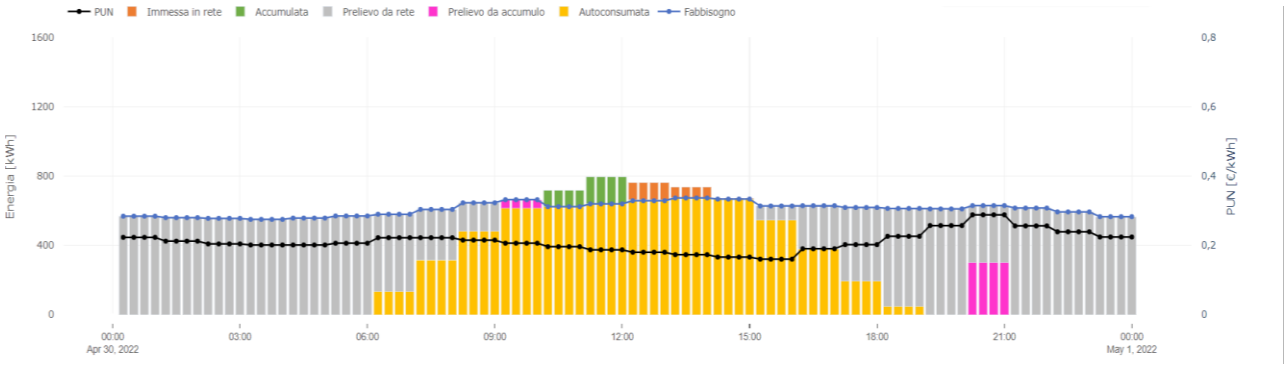

Figura 26- Risultati 30-04-2022, caso con modello deterministico

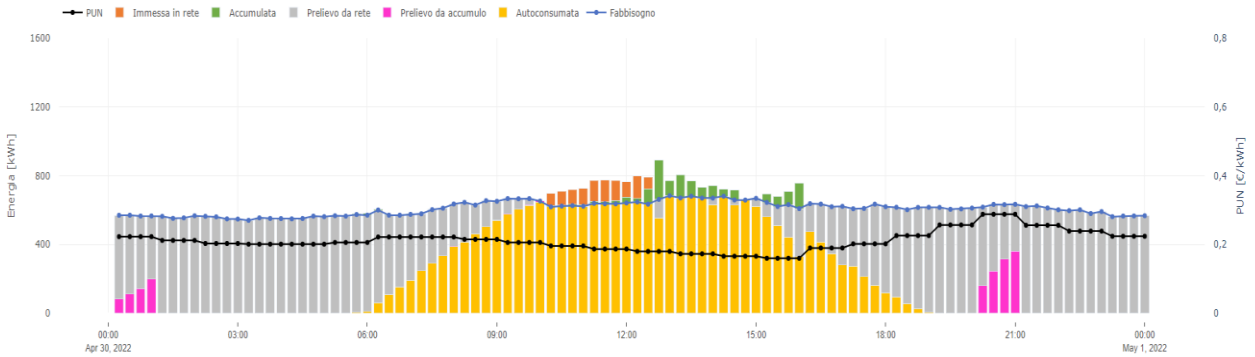

Figura 27- Risultati 30-04-2022, caso con MPC

In questa giornata è possibile osservare pienamente come le tre logiche decidono di gestire il flusso di energia prodotta dalla Solar Farm. Nel caso non ottimizzato, dopo che l'accumulo viene scaricato completamente nei primi intervalli di tempo utili della giornata, viene immagazzinato nello storage energetico tutto l'esubero di energia prodotta dal parco fotovoltaico. Di conseguenza, dopo aver impiegato questa energia elettrica per soddisfare il fabbisogno dello stabilimento, viene caricato il più possibile l'accumulo elettrico.

Si può notare il momento in cui il livello di carica raggiunge il valore massimo; infatti, da quel momento in poi l'energia prodotta in esubero viene venduta in rete (in arancione sul grafico). Intorno alle ore 15:00 della stessa giornata, l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici registra dei valori inferiori a quelli del fabbisogno energetico nella stessa ora, di conseguenza, questo gap viene colmato mediante l'energia prelevata dall'accumulo elettrico, precedentemente caricato. Si procede allo stesso modo fino alla completa scarica di quest'ultimo.

Nei risultati dei due casi ottimizzati invece, si osserva anche in questo caso la corretta individuazione delle fasce orarie più convenienti per l'utilizzo dell'energia prelevata da accumulo con il fine di evitare un a spese energetica da rete caratterizzata da un prezzo di acquisto elevato.

A differenza della logica deterministica, l'MPC identifica correttamente gli intervalli temporali in cui la vendita in rete dell'energia prodotta in esubero porta maggiore beneficio. Inoltre, grazie alla possibilità di analizzare il sistema con un tempo di campionamento di 15 minuti, elabora delle azioni di controllo sull'accumulo elettrico in modo da minimizzare la spesa energetica nelle fasce orarie serali.

In particolare, l'MPC, riesce a valorizzare ancora di più l'energia prodotta nella fascia temporale che va dalle ore 16:00 alle ore 17:00 caratterizzata dal valore di PUN minimo della giornata, in quest'ora infatti, l'algoritmo di controllo avanzato decide di acquistare dell'energia da rete per colmare la differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica.

Allo stesso tempo quest'ultima viene accumulata in maggiore quantità rispetto a quanto fatto dal modello deterministico e sfruttata nella fascia oraria caratterizzata da un prezzo di acquisto di energia da rete molto più elevato.

Dai risultati riportati successivamente si ottiene una conferma numerica di quanto analizzato sull'efficacia del controllo predittivo sull'accumulo elettrico in questa giornata comparato con la baseline.

Spesa giornaliera del 30 aprile 2022	
Controllo non ottimizzato	**9.954 €**
Controllo con logica deterministica	**9.934 €**
Controllo con MPC	**9.923 €**

Tabella 6- Confronto spese giornaliere, 30-04-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 30 aprile 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	1200,0	1800,0	322,3	494,2	/
Controllo con logica deterministica	797,0	1397,0	215,1	498,3	0,182
Controllo con MPC	1200,0	1800,0	309,4	629.7	0,266

Tabella 7- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 30-04-2022

Parametri di confronto del 30 aprile 2022	
R [%]	55,0 %
K [%]	13,1 %

Tabella 8- Parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022

Si procede ora con l'analisi di una giornata estiva caratterizzata da un fabbisogno energetico più elevato rispetto ad i casi esaminati fino ad ora.

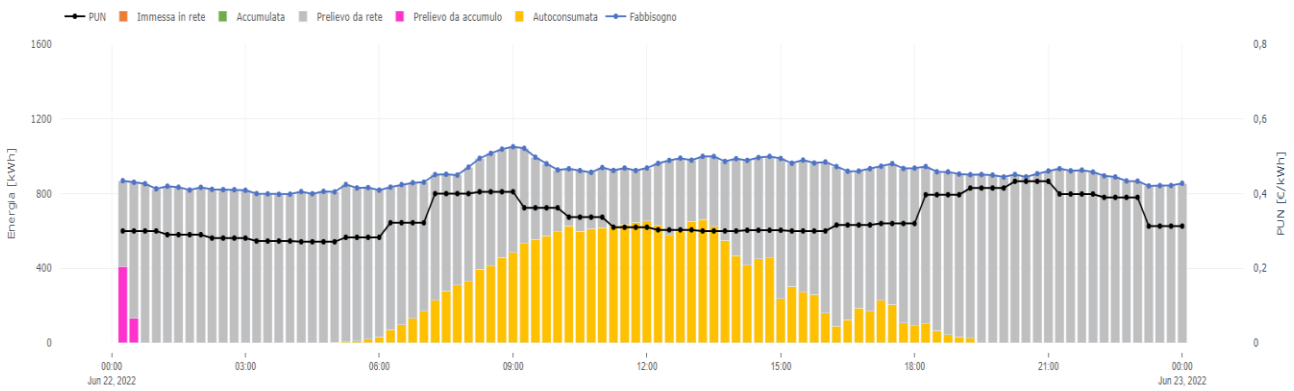

Figura 28- Risultati 22-06-2022, caso non ottimizzato

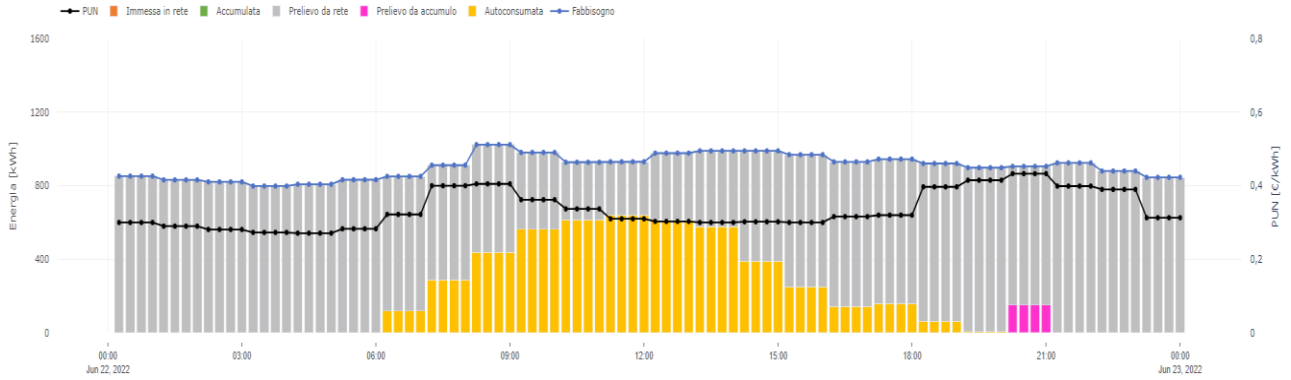

Figura 29- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico

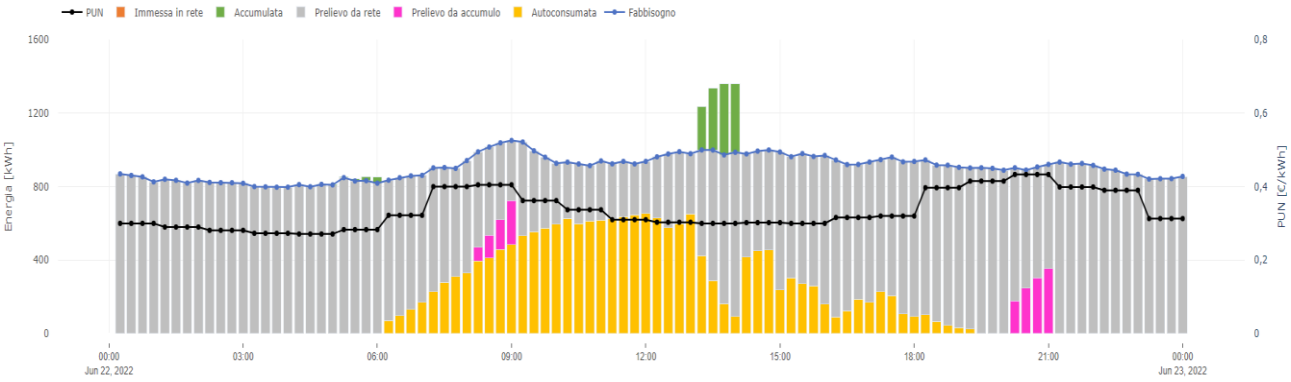

Figura 30- Risultati 22-06-2022, caso con MPC

Il modello deterministico in questa giornata caratterizzata da una intensa produzione di energia da fonte fotovoltaica ed elevato fabbisogno procede in modo diretto all'autoconsumo dell'intera produzione della Solar Farm.

Al contrario, il sistema di controllo avanzato predilige l'accumulo nei quarti d'ora che vanno dalle ore 13:00 alle ore 14:00. Questi sono caratterizzati da un prezzo di acquisto dell'energia elettrica inferiore, come testimonia l'andamento giornaliero del PUN; quindi, l'MPC valuta come azione di controllo di maggiore efficacia l'acquisto di una quota di energia da rete per soddisfare il fabbisogno energetico.

In questo modo l'energia accumulata viene sfruttata durante la fascia oraria tra le 20:00 e le 21:00 in cui si registra il picco dell'andamento del PUN della giornata esaminata. Dal momento che l'algoritmo avanzato pianifica di ricaricare l'accumulo nella parte centrale della giornata, viene prelevata l'intera quota dell'energia presente ad inizio giornata nello storage per utilizzarla alle ore 8:00.

Questa azione di controllo è frutto della capacità dell'MPC di prevedere l'andamento futuro delle variabili disturbanti e di aggiornare la traiettoria di azioni di controllo elaborata in funzione del raggiungimento dell'obbiettivo.

In questo caso è in grado di sfruttare in modo più efficace l'accumulo rispetto all'algoritmo di natura deterministica (come è possibile vedere dai risultati riportati di seguito), il quale si limita ad individuare l'ora di picco del PUN.

Viene così ridotta drasticamente la spesa relativa all'acquisto di energia oraria nella fascia temporale che va dalle 8:00 alle 9:00 caratterizzata da un valore del PUN elevato e da un picco dell'andamento del fabbisogno energetico dello stabilimento.

Spesa giornaliera del 22 giugno 2022	
Controllo non ottimizzato	**27.893 €**
Controllo con logica deterministica	**27.847€**
Controllo con MPC	**27.787 €**

Tabella 9- Confronto spese giornaliere, 22-06-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 22 giugno 2022

	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0,0	228,0	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	309,2	0,257
Controllo con MPC	1200,0	1800,0	480,2	939,3	0,382

Tabella 10- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 22-06-2022

Parametri di confronto del 22 giugno 2022	
R [%]	130,4 %
K [%]	48,5 %

Tabella 11- Parametri di confronto per i due modelli, 22-06-2022

Si analizzano di seguito i risultati per la giornata del 29 ottobre 2022

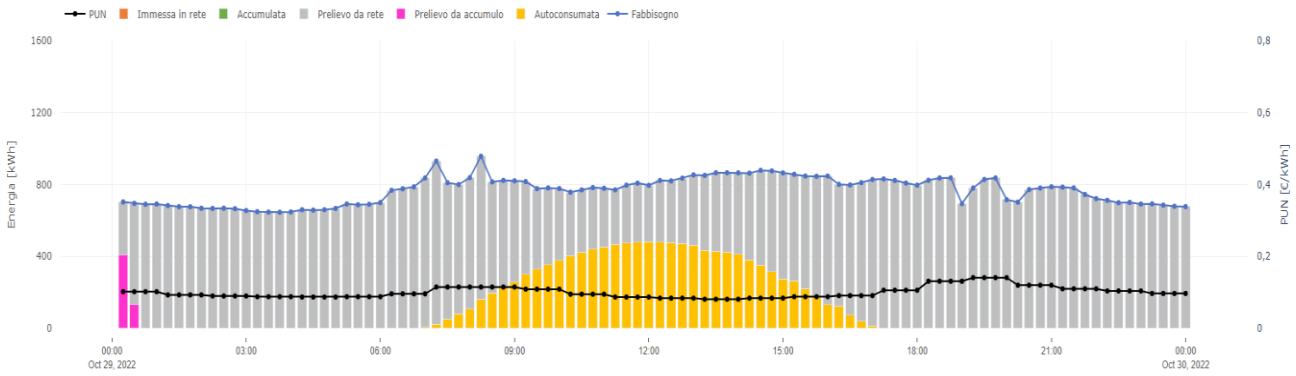

Figura 31- Risultati del 29-10-2022, caso non ottimizzato

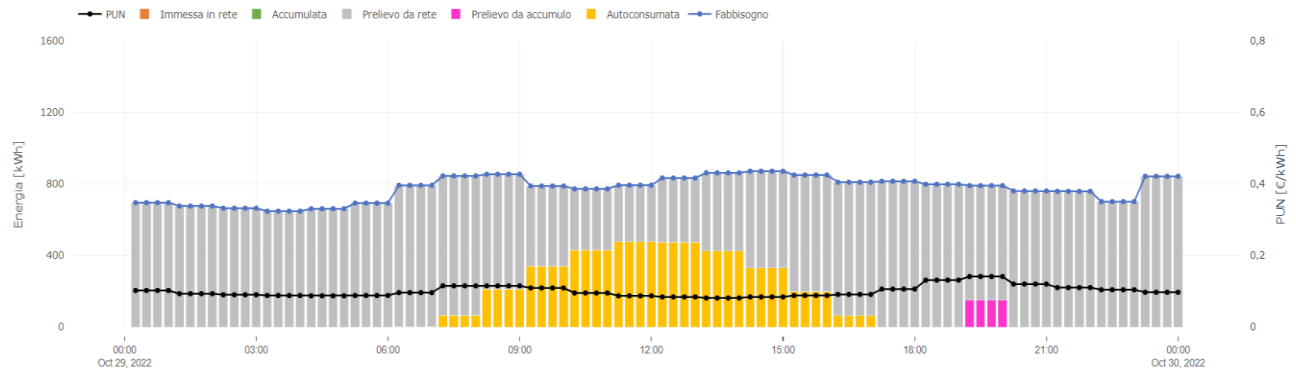

Figura 32- Risultati del 29-10-2022, caso con modello deterministico

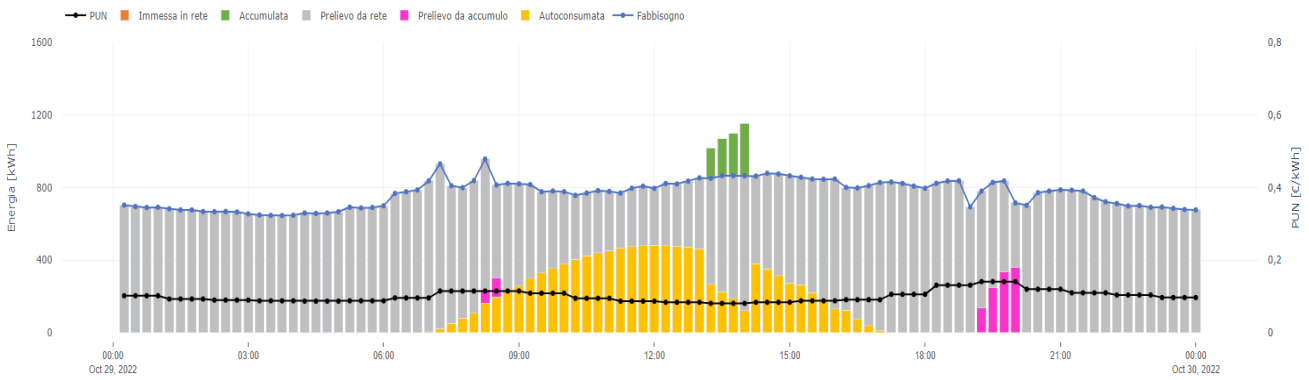

Figura 33- Risultati del 29-10-2022, caso con MPC

Dai risultati ottenuti per la giornata esaminata si possono individuare i differenti comportamenti delle due logiche di controllo. L'MPC, come osservato in precedenza, sfrutta l'accumulo elettrico nelle fasce temporali caratterizzate da un prezzo di acquisto dell'energia elettrica maggiore. Allo stesso modo individua gli intervalli temporali durante i quali è più conveniente accumulare l'energia proveniente dalla produzione dei pannelli solari con il fine di sfruttarla durante le ore nelle parti serali della giornata in cui il valore del PUN risulta maggiore.

La logica deterministica riesce in parte nell'implementare delle azioni di controllo ottimali. L'andamento di questa giornata evidenzia il limite di questo modello, in primo luogo dovuto all'impiego di un tempo di campionamento orario, questo porta ad una perdita di informazioni, come i picchi del fabbisogno nella prima parte della giornata.

In aggiunta, l'insieme delle regole "if-else-than" che compongono tale modello non permettono di individuare la fascia temporale ottimale per lo sfruttamento della fase di carica dell'accumulo elettrico.

La sequenza di azioni ottimale si dimostra simile a quelle riscontrate nelle precedenti giornate esaminate date le condizioni verificatesi. Anche in questo caso essa porta ad uno sfruttamento più efficace dello storage energetico.

Spesa giornaliera del 29 ottobre 2022	
Controllo non ottimizzato	**11.107 €**
Controllo con logica deterministica	**11.098 €**
Controllo con MPC	**11.075 €**

Tabella 12- Confronto spese giornaliere, 29-10-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 29 ottobre 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0,0	109,4	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	132,8	0,111
Controllo con MPC	803,0	1403,7	129,3	305,4	0,147

Tabella 13- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 29-10-2022

Parametri di confronto del 29 ottobre 2022	
R [%]	255,5 %
K [%]	32,5 %

Tabella 14- Parametri di confronto per i due modelli, 29-10-2022

Di seguito sono riportati i risultati per tutte e 12 le giornate testate.

Giorno	Spesa giornaliera			Parametri di confronto	
	Non Ottimizzato	**Deterministico**	**MPC**	**R [%]**	**K [%]**
03-gen	17.312 €	17.241 €	17.201 €	56,3%	26,0%
01-feb	16.550 €	16.515 €	16.496 €	54,3%	20,8%
09-mar	25.030 €	24.800 €	24.691 €	47,4%	9,2%
30-apr	9.954 €	9.934 €	9.923 €	55,0%	13,1%
12-mag	11.284 €	11.249 €	11.216 €	94,3%	32,6%
22-giu	27.893 €	27.847 €	27.787 €	130,4%	48,5%
22-lug	47.034 €	46.901 €	46.799 €	76,7%	12,1%
12-ago	49.663 €	49.648 €	49.632 €	106,7%	37,9%
09-set	48.437 €	48.399 €	48.322 €	202,6%	47,0%
29-ott	11.107 €	11.098 €	11.075 €	255,6%	32,5%
05-nov	12.948 €	12.937 €	12.933 €	36,4%	39,5%
11-dic	19.932 €	19.806 €	19.718 €	69,8%	16,5%

Tabella 15- Riassunto dei risultati, scenario 1

In tutte le giornate esaminate si ottengono dei risultati positivi in termini di beneficio economico generato per unità di capacità di accumulo elettrico, oltre che in termini di spesa giornaliera, come ampiamente discusso.

Come testimoniamo i risultati, l'algoritmo MPC si dimostra più efficace in presenza di maggiori flessibilità sfruttabili.

Ma non soltanto in tali occasioni, infatti, in molte alcune delle giornate esaminate in cui si registrava una scarsa produzione fotovoltaica (come quella del 3 gennaio), l'algoritmo avanzato è riuscito ad

individuare delle soluzioni ottimali per la gestione dell'energia che non sono state considerate dal modello di baseline.

Diventa quindi interessante il suo impiego nel momento in cui è presente una possibilità di spostare nel tempo le quantità di energia derivante da una fonte di energia non programmabile in modo da valorizzarne ancora di più l'effetto in funzione dell'evoluzione nel tempo delle variabili influenzanti.

4.2.3 Analisi sensitività

In questo paragrafo si intende valutare le prestazioni del Model Predictive Control in presenza di una maggiore flessibilità sfruttabile ai fini del conseguimento dell'obbiettivo.

In particolare, vengono si seguito considerati due scenari che prevedono una maggiore capacità dell'accumulo elettrico installato nello stabilimento:

- Capacità dell'accumulo raddoppiata
- Capacità dell'accumulo quintuplicata

Ai fini della valutazione dell'efficacia dell'algoritmo avanzato nel gestire i flussi energetici che coinvolgono l'accumulo elettrico, verrà mantenuta la quantità di energia presente nello stato iniziale della simulazione invariato nei casi confrontati.

Per semplicità sono state considerate solamente due giornate, quella del 3 gennaio 2022 e del 30 aprile dello stesso anno. La scelta di questi giorni di simulazione è giustificata dalla volontà di osservare le scelte e le prestazioni del Model Predictive Control sia in presenza di poche flessibilità sfruttabili, sia in relazione a condizioni al contorno più interessanti ai fini dell'ottimizzazione.

Infatti, la prima delle due giornate è caratterizzata da una scarsa produzione fotovoltaica e da un andamento del PUN relativamente piatto, mentre la seconda è stata scelta appositamente grazie alla presenza di condizioni molto favorevoli allo scopo di questa analisi data la presenza di un'elevata quantità di energia prodotta da fonte fotovoltaica e notevoli fluttuazioni negli andamenti delle tariffe orarie di prelievo di energia e del fabbisogno dell'impianto.

Si procede ora con l'analisi della prima giornata considerata

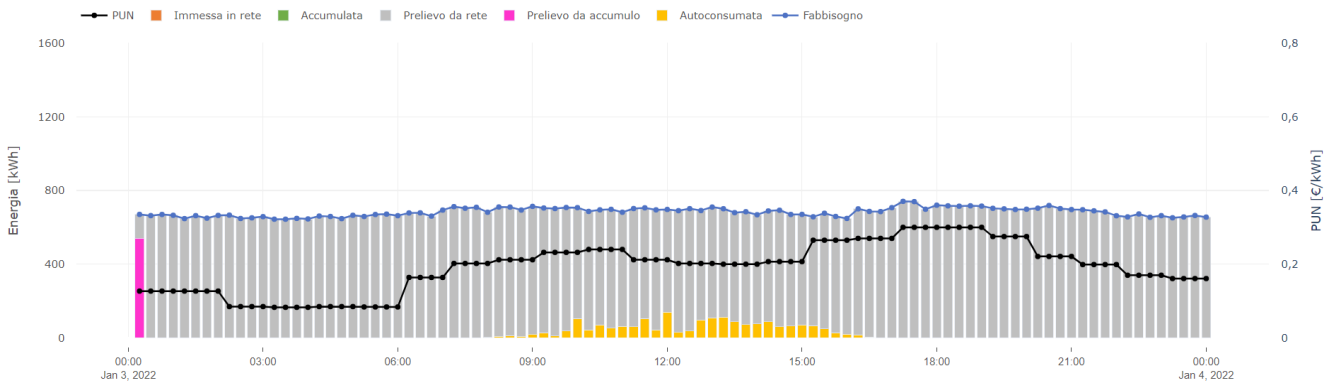

Figura 34- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso non ottimizzato

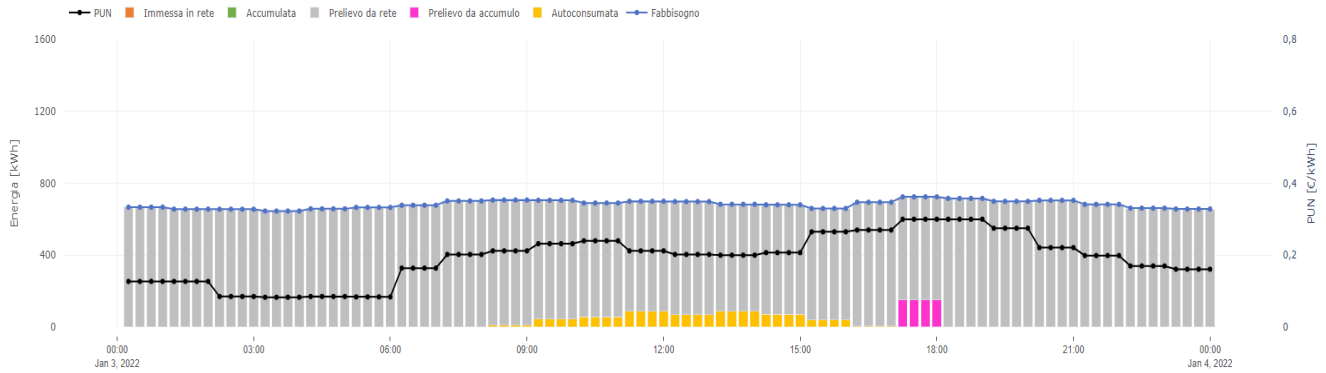

Figura 35- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con modello deterministico

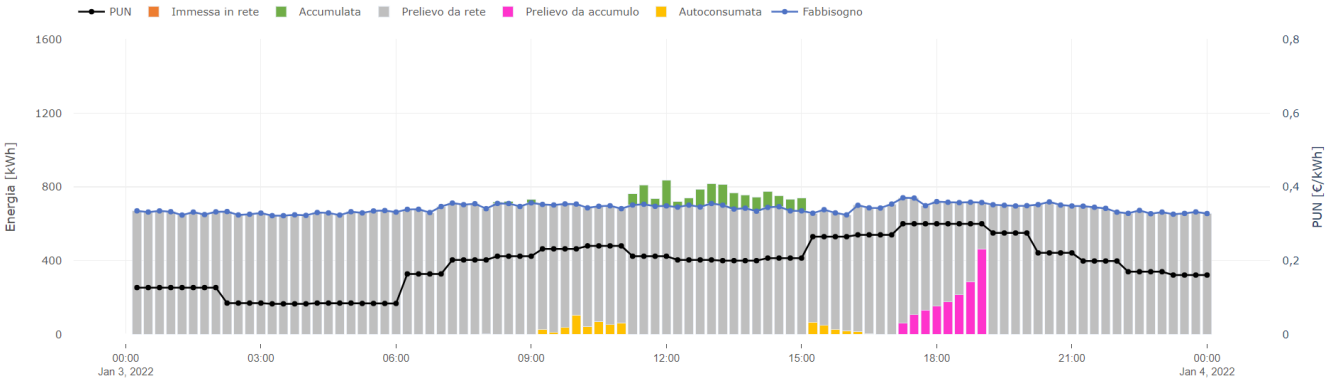

Figura 36-Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con MPC

In questo primo caso esaminato è possibile osservare l'influenza dell'inserimento di un accumulo di taglia maggiore all'interno dello stabilimento. Una prima considerazione va fatta sui vincoli considerati da tutti i modelli confrontati, i limiti sulla carica e sulla scarica dell'accumulo sono calcolati in base alla sua capacità massima, di conseguenza è possibile notare come sia incrementata la quantità di energia erogabile o accumulabile all'interno di un singolo intervallo di tempo.

La taglia maggiore dell'accumulo viene sfruttata molto bene dall'MPC sia in termini di energia accumulata, sia in termini di potenza. Si può osservare come, anche in presenza di una scarsa produzione di energia da parte della Solar Farm, il Model Predictive Control sia in grado di ottimizzare l'uso dello storage accumulando la maggior parte di questa energia nella parte centrale della giornata.

La strategia seguita dai due modelli è la stessa rispetto al caso base, l'MPC incrementa le quote di energia accumulata e prelevata da accumulo rispetto al primo caso visto nel paragrafo precedente, mentre la logica deterministica non mostra differenze rispetto al caso con un accumulo di taglia inferiore. Emergono i limiti di questa soluzione che si limita a valutare il prezzo medio orario dell'acquisto di energia da rete e ad assegnare la carica contenuta nello storage nell'ora più

conveniente, l'energia derivante da fonte fotovoltaica viene indirizzata all'autoconsumo dal modello di baseline dal momento che rappresenta una piccola percentuale se confrontata con i valori di fabbisogno giornaliero raggiunti nella medesima fascia temporale.

Vengono ora presentati i risultati grafici per la medesima giornata simulata in caso di installazione di un accumulo di taglia cinque volte maggiore rispetto alla condizione base valutata precedentemente.

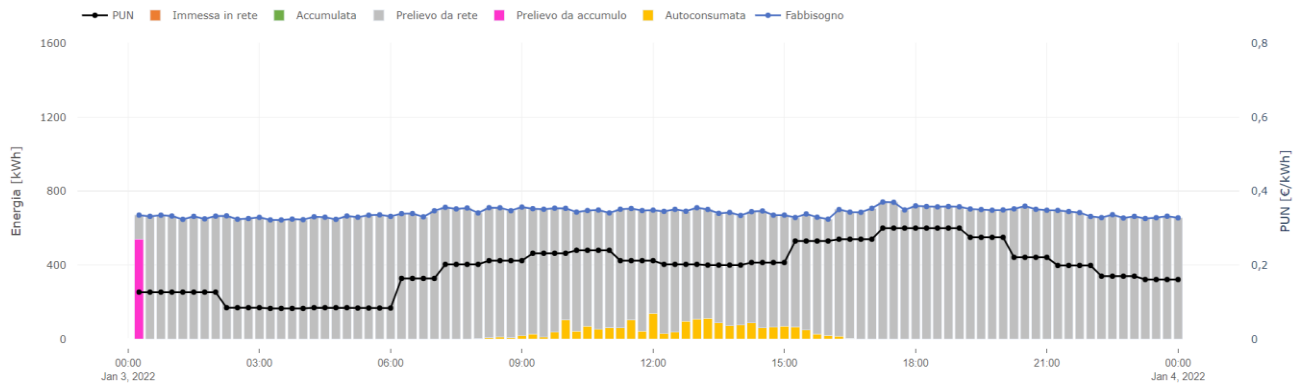

Figura 37- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso non ottimizzato

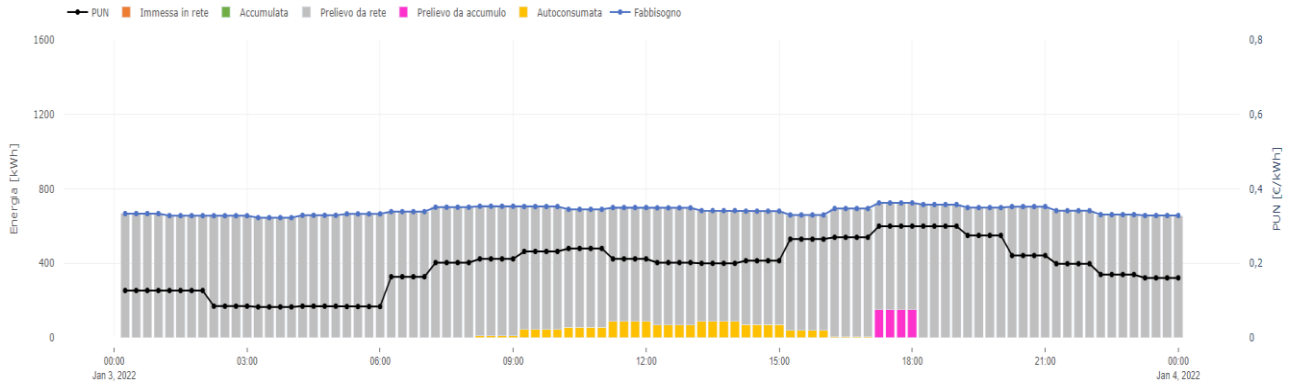

Figura 38- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso con modello deterministico

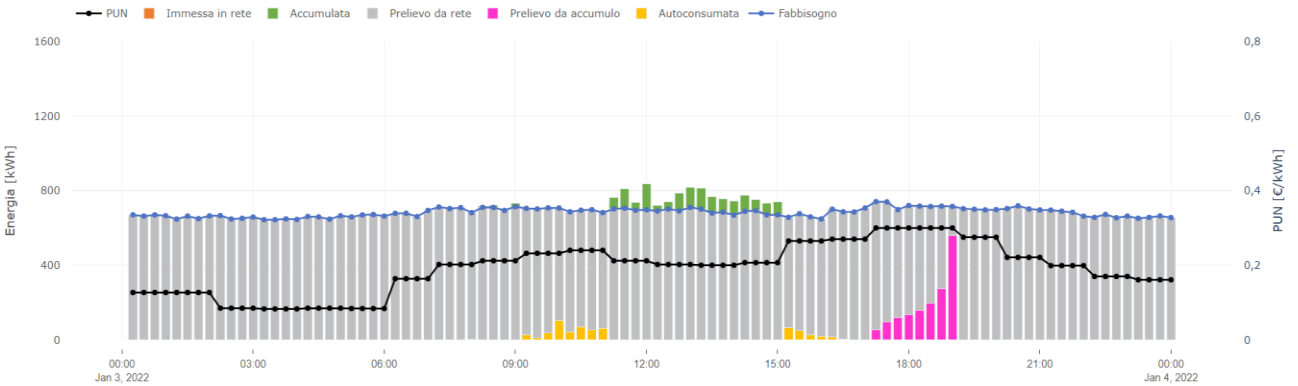

Figura 39- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 03-01-2022, caso con MPC

Anche per il presente caso è possibile fare considerazioni analoghe sulle differenze delle traiettorie di azioni di controllo elaborate dai modelli confrontati. Il caso non ottimizzato e quello che sfrutta il modello deterministico non subiscono variazioni rispetto a quanto osservato precedentemente per la medesima giornata.

L'algoritmo di controllo avanzato propone di nuovo la soluzione vista precedentemente con delle differenze in alcuni quarti d'ora interessati dall' intervento dell'accumulo elettrico. In particolare, nella distribuzione dell'energia prelevata dallo storage in cui l'MPC sfrutta i vincoli meno stringenti sulla fase di scarica con il fine di ridurre la quantità di energia prelevata da rete nei singoli quarti d'ora.

Si riportano di seguito le tabelle riassuntive dei risultati numerici ottenuti nella presente analisi di sensitività.

Spesa giornaliera del 3 gennaio 2022			
	Caso base	**Accumulo x2**	**Accumulo x5**
Non ottimizzato	17.312 €	**17.312 €**	**17.312 €**
Logica deterministica	17.241 €	**17.195 €**	**17.195 €**
MPC	17.201 €	**17.190 €**	**17.188 €**

Tabella 16- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 03-01-2022

Parametri di confronto del 3 gennaio 2022			
	Caso base	**Accumulo x2**	**Accumulo x5**
R [%]	56,3 %	**71,8 %**	**74,6 %**
K [%]	26,0 %	**48,4%**	**48,8%**

Tabella 17- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 3 gennaio 2022

Caso base					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0	124,2	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	228,0	0,190
Controllo con MPC	600,0	1200,0	167,7	456,1	0,239
Accumulo x2					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0	124,2	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	228,0	0,088
Controllo con MPC	1170,4	1770,4	334,4	672,7	0,130
Accumulo x5					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0	124,2	/
Controllo con logica deterministica	0,0	600,0	0,0	228,0	0,038
Controllo con MPC	1174,8	1774,8	335,4	674,7	0,057

Tabella 18- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 03-01-2022

Come testimoniano anche i risultati numerici, i benefici portati dall'applicazione del Model Predictive Control diventano più intensi in presenza di flessibilità maggiori; la differenza tra i due casi con accumulo aumentato non è così marcata dal momento che le condizioni al contorno della giornata scelta sono limitate da questo punto di vista.

Si procede ora con l'analisi di sensitività relativa alla giornata del 30 aprile 2022.

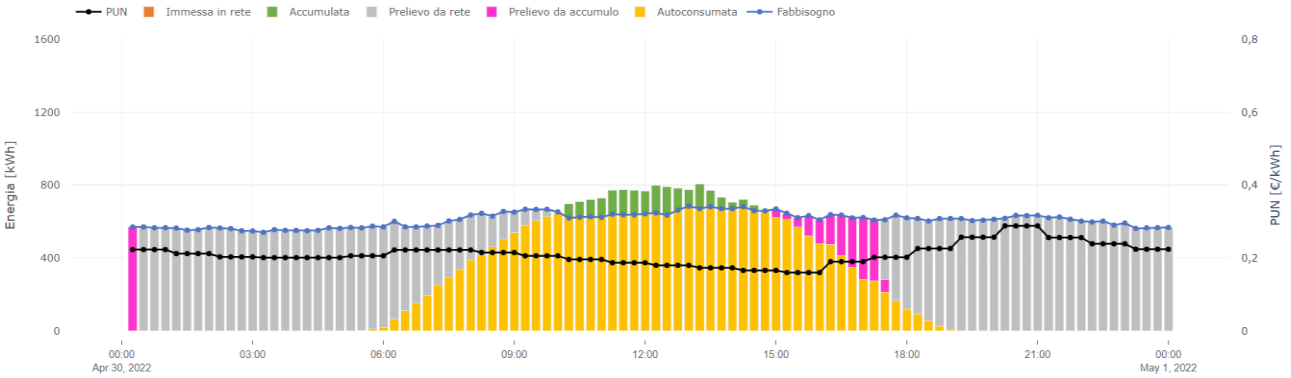

Figura 40- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso non ottimizzato

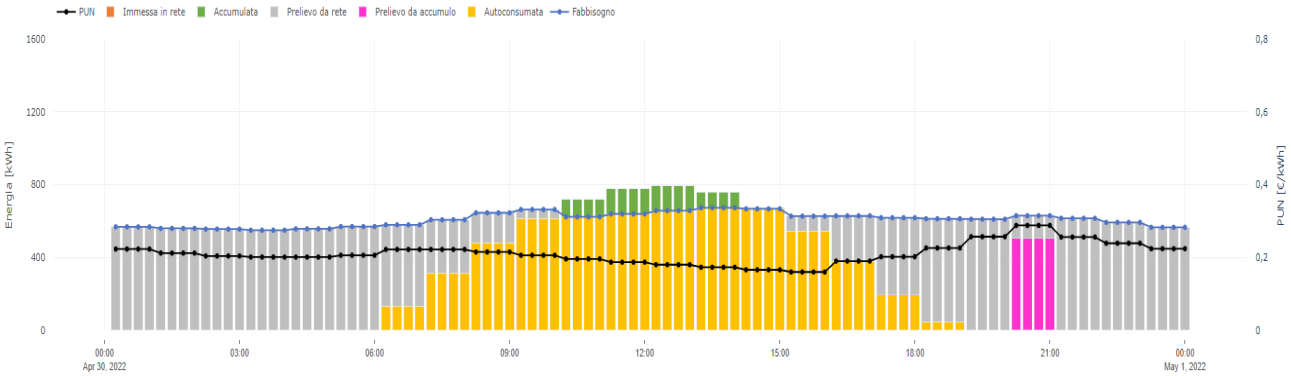

Figura 41- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con modello deterministico

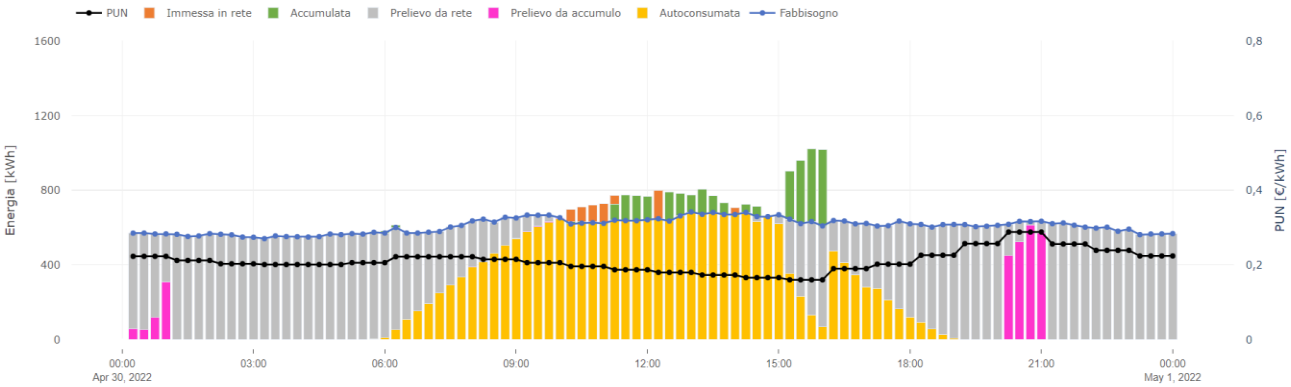

Figura 42- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con MPC

La giornata presa in esame presenta delle condizioni particolarmente favorevoli per l'impiego del Model Predictive Control, una su tutte è la quantità di energia prodotta dalla Solar Farm, che in questa giornata raggiunge valori paragonabili al fabbisogno dello stabilimento nella pate centrale della giornata, questo aspetto offre molteplici possibilità per l'impiego di quest'energia.

I risultati grafici riportati mostrano gli effetti dell'aumento della capacità dello storage energetico sulle decisioni effettuate dai modelli impiegati, in primo luogo si nota l'aumento della quantità di energia erogabile nel modello non modello non ottimizzato, questo permette di avere un miglioramento anche in questo caso osservato.

In entrambi i casi ottimizzati aumenta la quota di energia accumulata e diminuisce quella destinata alla vendita in rete, quest'ultima scelta viene valutata come meno conveniente nelle condizioni che caratterizzano questa giornata, di conseguenza in presenza di un accumulo più grande vengono prolungate le fasi di carica dello storage.

Per quanto riguarda il modello deterministico, la traiettoria di azioni elaborate non prevede più, come nel caso base, una piccola fase di scarica alle ore 10:00 per liberare l'accumulo in vista dell'arrivo della produzione da fotovoltaico. In questo caso la logica della baseline preferisce autoconsumare e accumulare il più possibile in vista del picco dell'andamento del PUN delle ore 20:00.

Anche l'MPC prevede di impiegare tutta l'energia accumulata in questa fascia oraria, ma a differenza del modello di baseline impiega differentemente l'accumulo di taglia maggiore. Come nel caso base utilizza subito l'energia già presente nello storage nella prima ora, dal momento che è caratterizzata da un PUN elevato e soprattutto perché prevede l'andamento della produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata. Proprio quest'energia viene in maggior parte accumulata nello storage elettrico nelle fasce orarie caratterizzate da un prezzo di acquisto dell'energia da rete inferiore, mentre una quota minore viene venduta in rete negli intervalli di tempo valutati come più convenienti ai fini dell'abbattimento della spesa giornaliera.

Questa soluzione porta ad un risparmio ancora più grande rispetto al caso base, ma prima di quantificarne i benefici vengono presentati successivamente i risultati relativi al caso con accumulo cinque volte più grande.

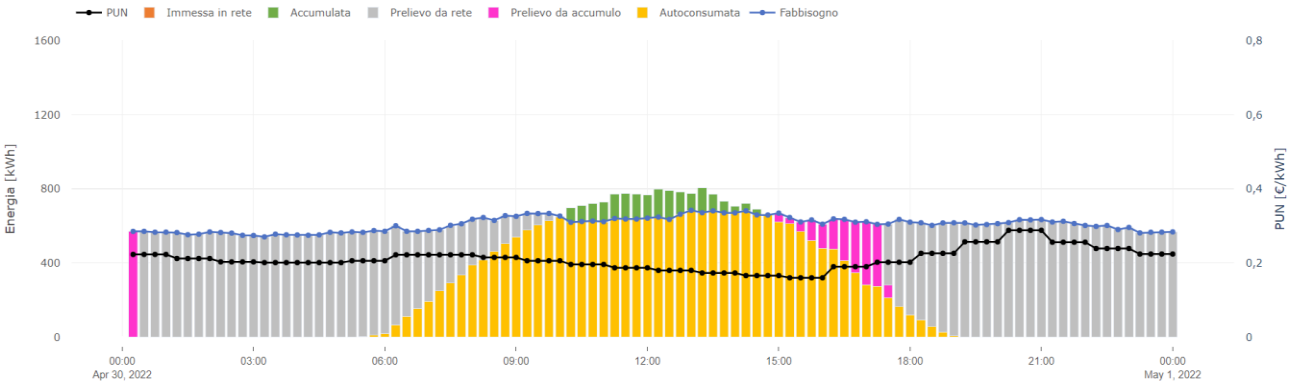

Figura 43- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso non ottimizzato

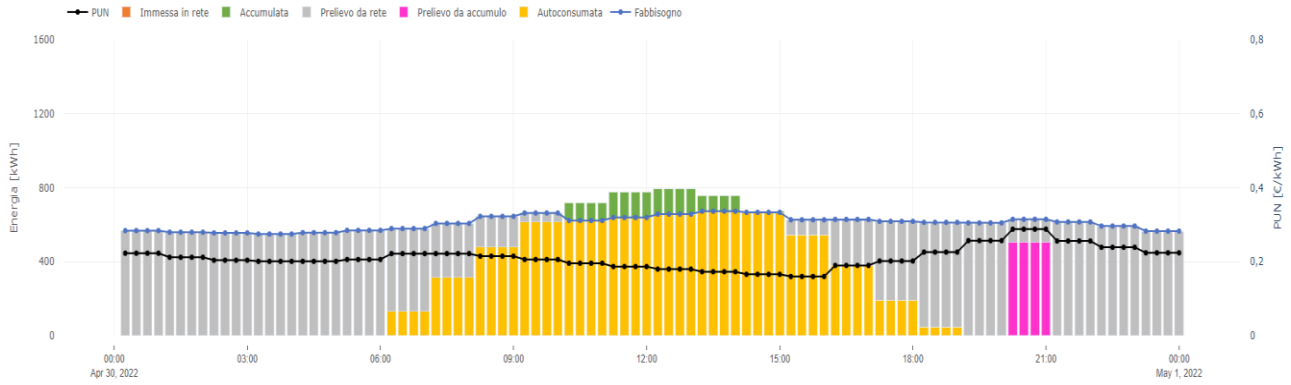

Figura 44- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con modello deterministico

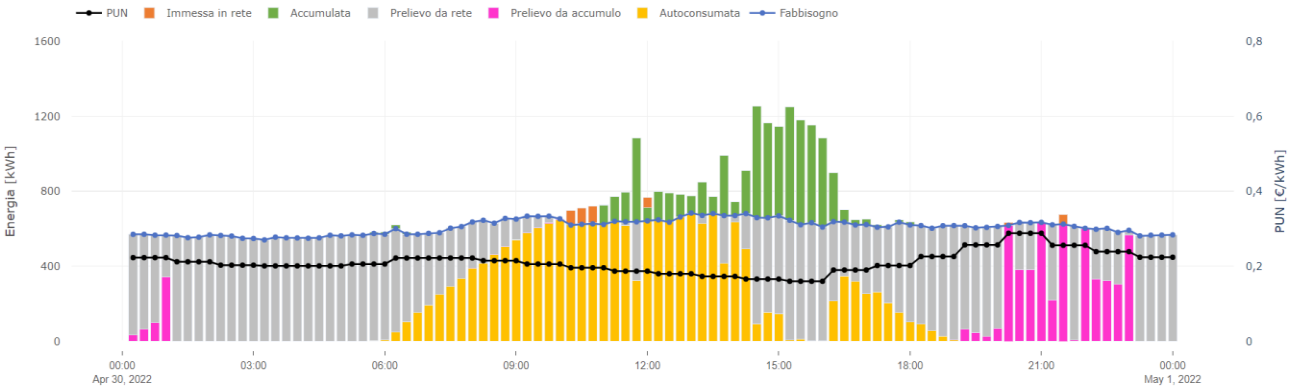

Figura 45- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso MPC

La giornata del 30 aprile si dimostra particolarmente interessante ai fini della presente analisi in quanto caratterizzata da una notevole flessibilità. Questa viene sfruttata pienamente nel caso che considera un accumulo di taglia 5 volte superiore.

Come è possibile osservare, mentre la logica deterministica si limita a proporre la medesima soluzione vista precedentemente (ovviamente con una quantità di energia scaricata superiore), nel caso gestito

dall'MPC si nota come l'accumulo venga ampiamente utilizzato per massimizzare lo sfruttamento dell'energia prodotta dalla Solar Farm.

Sulla base della valutazione del fabbisogno e dell'andamento del PUN orario, l'algoritmo avanzato individua le fasce orarie in cui autoconsumare la produzione fotovoltaica e soprattutto quelle in cui si dimostra più conveniente accumulare tale energia, tali intervalli temporali sono i medesimi osservati nel caso precedente, ma ovviamente caratterizzati da quantità di energia superiori.

In particolare, si nota intorno alle ore 14:00 e 15:00 che circa l'intera produzione fotovoltaica di queste fasce orarie viene inviata all'accumulo elettrico piuttosto che allo stabilimento per l'autoconsumo, sempre la stessa energia verrà impiegata in diversi intervalli di tempo della sera in funzione dell'andamento del fabbisogno giornaliero.

La quota di energia venduta in rete rappresenta una piccola percentuale dell'intera produzione fotovoltaica, l'MPC predilige l'accumulo in presenza di uno storage energetico di taglia così grande piuttosto che l'immissione in rete.

Vengono di seguito le tabelle riassuntive dei risultati ottenuti nella presente analisi di sensitività.

Spesa giornaliera del 30 aprile 2022

	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
Non ottimizzato	9.954 €	9.912 €	9.912 €
Logica deterministica	9.934 €	9.850 €	9.831 €
MPC	9.923 €	9.830 €	9.771 €

Tabella 19- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022

Parametri di confronto del 30 aprile 2022

	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
R [%]	55,0 %	**32,3 %**	**74,1 %**
K [%]	13,1 %	**26,3%**	**96,5%**

Tabella 20- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 30 aprile 2022

Caso base					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	1200,0	1800,0	322,3	494,2	/
Controllo con logica deterministica	797,0	1397,0	215,1	498,3	0,182
Controllo con MPC	1200,0	1800,0	309,4	629.7	0,266
Accumulo x2					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	2000,0	2600,0	526,9	716,9	/
Controllo con logica deterministica	1420,0	2020,0	374,8	744,2	0,142
Controllo con MPC	2424,5	3024,5	606.4	1072.9	0,179
Accumulo x5					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	2000,0	2600,0	526,9	716,9	/
Controllo con logica deterministica	1420,0	2020,0	374,8	744,2	0,062
Controllo con MPC	5884,4	6484,4	1476,8	2202,9	0,121

Tabella 21- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 30-04-2022

Nel secondo caso presentato (30 aprile) si ottengono dei benefici notevoli all'aumentare della taglia dell'accumulo, essi non sono evidenti nel caso di una capacità doppia installata, ma diventano molto significativi nel momento in cui esse è cinque volte più grande.

Come per la giornata precedente, si può osservare una tendenza del parametro K a diminuire molto in presenza di un accumulo di taglia superiore, questo è dovuto al denominatore della relazione con cui viene calcolato, tale formulazione risulta molto punitiva per le prestazioni dei modelli esaminati nelle giornate in cui c'è una limitata produzione fotovoltaica comparata alla taglia dell'accumulo.

In presenza di un accumulo di taglia cinque volte superiore, l'MPC mostra tutto il suo potenziale nel generare beneficio sfruttando le flessibilità disponibili, soprattutto la produzione fotovoltaica, mentre la logica deterministica in tutti i casi esaminati rivela i suoi limiti.

Infatti, quest'ultima spesso propone risultati analoghi tra i casi con accumulo due volte più grande o cinque volte più grande e questo è un grosso spreco di capacità installata la quale non viene sfruttata adeguatamente, come dimostra il coefficiente K messo a confronto con quello ben superiore dell'algoritmo avanzato.

5 Ottimizzazione Scenario 2: parco colonnine di ricarica

In questa fase dello studio applicativo del Model Predictive Control si esamina il suo comportamento in relazione all'ottimizzazione dello Scenario 2.

Come anticipato, nello Scenario 2 si considera l'ottimizzazione di un parco di colonnine di ricarica per veicoli elettrici, quest'ulteriore elemento del sistema energetico si va ad aggiungere a quelli già esaminati nel primo scenario.

Data la modalità in cui verranno impiegate le colonnine di ricarica, in questa fase il carico associato a questo elemento del sistema viene modellato come se fosse un fabbisogno energetico da soddisfare unico, esso è il risultato di una serie di assunzioni sul numero di auto presenti all'interno del parcheggio in una giornata media dell'anno e sulla carica residua delle stesse.

In particolare, dal momento che la sosta prevista per i veicoli in tale parcheggio è di periodi lunghi, si è ipotizzato un obbiettivo di ricarica di tutte le auto entro le 48 ore dal loro arrivo nella struttura. Per semplicità, per ogni giornata la stessa situazione di partenza per quanto riguarda la natura di questo carico.

In questo modo, tale fabbisogno va ad aggiungersi a quello dello stabilimento, di cui si dispongono i dati, ma differisce da quest'ultimo per il fatto che il flusso di energia destinato alla ricarica dei veicoli elettrici è gestito nel tempo dal sistema di controllo.

L'MPC dovrà ottimizzare la gestione del sistema energetico con l'aggiunta di questa ulteriore variabile, valutando l'andamento orario del PUN, la produzione fotovoltaica, il fabbisogno delle altre utenze, il carico associato alle colonnine di ricarica delle auto elettriche verrà posizionato e soddisfatto all'interno della giornata in modo tale da raggiungere l'obbiettivo della ricarica dei veicoli con la minore spesa di energia elettrica possibile.

Il fabbisogno giornaliero iniziale delle auto elettriche, uguale in tutte le giornate simulate in questo scenario, è stato calcolato utilizzando i dati dell'effettivo progetto del parco delle colonnine uniti ad alcuni parametri ipotizzati riportati di seguito.

Variabile	Unità di misura	Valore
N°colonnine	-	55
N°auto elettriche	-	48
Capacità media batteria auto	kWh	50,0%
Carica residua media	%	10,0%

Tabella 22- Parametri del parco di colonnine di ricarica

Il carico complessivo richiesto dai veicoli elettrici ipotizzati nel parcheggio è stato calcolato come:

$$Fabbisogno\ auto = \frac{N°colonnine * N°auto * Capacità\ media * (1 - Carica\ residua)}{2}\ [kWh]$$

Dal momento che l'analisi del comportamento dell'MPC avviene mediante simulazioni di un giorno, si è deciso di considerare per la singola giornata metà del fabbisogno che andrebbe soddisfatto nelle 48 ore ipotizzate come obbiettivo per la ricarica dei veicoli elettrici.

Alla ricarica delle auto elettriche è associato un ricavo economico, corrispondente al costo pagato dai clienti che beneficiano del servizio. Questo ricavo è calcolato mediante un'ulteriore assunzione mirata all'adozione di un prezzo realistico dell'energia venduta per la ricarica dei veicoli.

Il ricavo della vendita dell'energia mediante il parco di colonnine è calcolato come segue:

$$Ricavo\ auto = Energia\ totale\ erogata\ dalle\ colonnine * Prezzo\ di\ acquisto_{Max}\ [€]$$

L'energia viene venduta ai clienti del parco di ricarica ad una tariffa pari al valore massimo del prezzo di acquisto dell'energia da rete elettrica registrato nella giornata che si sta esaminando.

Questo ricavo verrà considerato nella spesa giornaliera relativa ad ognuna delle giornate analizzate e valutato nel confronto dei modelli che viene presentato nei successivi paragrafi.

5.1 Modello di baseline: logica di funzionamento

Nel presente paragrafo si va ad esaminare l'algoritmo, utilizzato in fase di sviluppo del progetto a cui fa riferimento questo elaborato di tesi, utilizzato come riferimento per la valutazione delle prestazioni dell'algoritmo MPC implementato nell'ottimizzazione dello Scenario 2.

Come anticipato, questo modello è di natura ibrida, infatti si basa sull'MPC sviluppato nel contesto del primo scenario e aggiunge una logica ulteriore di matrice deterministica finalizzata alla gestione dei nuovi flussi energetici considerati nel presente scenario.

Lo scopo di tale soluzione è di focalizzare l'analisi del comportamento del Model Predictive Control in relazione alle azioni di controllo implementate nella gestione del parco di colonnine di ricarica, di conseguenza il modello ibrido sfrutta il primo MPC per ottimizzare la Solar Farm e l'accumulo elettrico, la logica deterministica fornisce la baseline di riferimento per valutare l'efficacia del nuovo algoritmo avanzato.

Tale logica parte dall'output prodotto dall'MPC, ovvero dall'andamento di tutti i flussi energetici in seguito all'ottimizzazione dello Scenario 1, in particolare, viene valutata l'energia che secondo il primo controllore avanzato deve essere prelevata da rete nella giornata in ogni timestep e sulla base di essa calcola l'energia elettrica ancora erogabile all'interno dello stabilimento.

Per effettuare questo calcolo è stata fatta un'assunzione semplificativa con il fine di individuare un valore massimo verosimile per l'energia che può essere contemporaneamente erogata alle utenze dell'impianto. Tale ipotesi, che verrà successivamente adottata anche nell'MPC per lo Scenario 2, prevede che ci sia un'unica grande cabina elettrica che include tutte le utenze.

Definendo un valore di potenza massima ammissibile per tale cabina, pari a 5,5 MW, è stato possibile ottenere una relazione che fornisce per ogni intervallo di tempo considerato dal primo MPC, quanta ulteriore energia (oltre a quella già considerata mediante la variabile E_{Grid}) è possibile erogare. Partendo dal valore di potenza massima ammissibile e dividendo per 4 per ottenere l'energia in kWh associata a tale valore e per ogni quarto d'ora si definisce:

$$Prelievo\ da\ rete\ restante = \frac{Potenza\ massima\ cabina}{4} - E_{grid} \quad [kWh]$$

Questa variabile è necessaria per valutare in ogni timestep il margine di manovra che si ha sull'energia erogata alle auto elettriche.

Allo stesso identico modo viene calcolata un'altra variabile che rappresenta un vincolo tecnico relativo alla taglia delle colonnine. Considerata la taglia, di 20 kW ed il numero delle colonnine presenti, pari a 20, viene calcolata come segue l'energia massima teorica inviabile al parco di ricarica:

$$Energia\ massima\ colonnine\ per\ timestep = \frac{Potenza\ erogabile\ dalle\ colonnine}{4}\ [kWh]$$

La logica di gestione dei flussi energetici relativi al parco delle colonnine può essere riassunta mediante alcuni step decisionali riportati di seguito.

- Individuazione dei timestep in cui c'è energia venduta in rete: Il primo step prevede che venga considerata la quantità di energia da fonte fotovoltaica che l'MPC per l'ottimizzazione dello Scenario 1 decide di vendere in rete.
- Valutazione della quantità di energia venduta in rete: Se questo esubero di produzione fotovoltaica è inferiore all'energia massima calcolata per le colonnine, allora è possibile utilizzare questo flusso energetico (o parte di esso) per la ricarica dei veicoli in quell'intervallo di tempo. Di conseguenza il fabbisogno delle auto verrà ridotto di questa quota di produzione fotovoltaica, al netto del rendimento di ricarica delle auto elettriche.
- Valutazione dei casi in cui l'energia venduta in rete supera il valore massimo: Nel caso tale quantità di energia fosse superiore al valore massimo tollerabile dalle colonnine di ricarica ne verrebbe utilizzata solo una quota pari appunto al massimo consentito. Quale tale valore fosse più che sufficiente ad estinguere il fabbisogno residuo delle colonnine in un determinato intervallo di tempo, ne verrebbe impiegata una parte ed il resto venduto in rete come stabilito dalla parte predittiva del presente modello.
- Calcolo del fabbisogno residuo dopo l'utilizzo di esubero: Dopo aver utilizzato tutta la quota di energia che in precedenza era destinata alla vendita in rete, si procede a valutare il valore del fabbisogno residuo delle auto elettriche dopo questa operazione. Non è detto che in ogni giornata ci sia una quota di energia derivante dalla produzione fotovoltaica impiegabile secondo questa logica, ma la definizione di questa metodologia ha lo scopo di dare priorità, nel caso ci fosse, a questo flusso gratuito di energia.
- Calcolo dell'energia prelevata da rete per le colonnine: In questo step viene impiegata la variabile relativo al prelievo da rete restante. Si valuta quindi il limite tecnico posto dalla cabina elettrica dello stabilimento in relazione all'energia già prelevata (secondo l'ottimizzazione con MPC) per il soddisfacimento del fabbisogno delle altre utenze. In ogni

timestep verrà confrontato questo valore con il vincolo di energia imposto dalla taglia delle colonnine. Dal minore dei due dipenderà la quantità di energia prelevata da rete per soddisfare il fabbisogno dei veicoli elettrici residuo.

- Valutazione delle ore più convenienti: dopo aver individuato le fasce temporali in cui è possibile erogare energia alle auto elettriche in relazione ai vincoli tecnici del parco di colonnine, vengono stabiliti gli intervalli di tempo con la priorità assoluti per implementare questa azione. Tale valutazione viene fatta in modo molto simile a quanto esaminato per il modello deterministico dello Scenario 1, quindi sulla base dell'analisi dell'andamento giornaliero del PUN

Quindi, la logica deterministica per la gestione dei flussi per le colonnine fornisce priorità all'utilizzo di energia derivante da produzione fotovoltaica, successivamente, dopo aver sfruttato a pieno la risorsa rinnovabile, procede all'impiego dell'energia da rete elettrica, valutando gli intervalli di tempo utili. Questi sono definiti sulla base dei vincoli tecnici dello stabilimento e delle colonnine e soprattutto in base all'andamento del prezzo di acquisto dell'energia da rete.

L'obbiettivo di questa logica è quindi quello di annullare il fabbisogno residuo delle auto elettriche in carica entro la fine della giornata esaminata, minimizzano la spesa associata all'utilizzo di energia elettrica per questo scopo.

Viene di seguito riportata una tabella contenente i parametri tecnici utilizzati in questa fase.

Variabile	Unità di misura	Valore
Rendimento di carica delle auto	%	0,95
Potenza massima della cabina	MW	5,5
Potenza massima colonnine	kW	20

Tabella 23- Parametri del parco di colonnine

5.2 MPC per Scenario 2

Analogamente a quanto fatto per lo Scenario 1 viene sviluppato in questa fase l'MPC per l'ottimizzazione dello Scenario 2. Questa versione si basa su quella formulata nel primo scenario, dal momento che la disposizione degli elementi del sistema energetico risulta invariata a meno della presenza del parco delle colonnine di ricarica.

Per l'inserimento del sistema di controllo delle funzionalità del parco di colonnine di ricarica sarà introdotta una complicazione del modello precedentemente formulato, con un ulteriore grado di libertà aggiunto e un altro set di vincoli.

5.2.1 Formulazione adottata nell'MPC

Sulla base del modello discreto creato nel capitolo precedente per l'ottimizzazione della solar farm e dell'accumulo elettrico, viene creato una successiva formulazione che permette al sistema avanzato di controllo di considerare nel suo processo di ottimizzazione anche i flussi energetici relativi alle colonnine di ricarica per veicoli elettrici.

L'obbiettivo giornaliero prefissato è quello di soddisfare il fabbisogno precedentemente calcolato, per ottenere questo scopo è stata implementata una soluzione che permette all'MPC di computare una traiettoria di azioni ottimale multi-obbiettivo.

Per prima cosa è stata aggiunta una *variabile di stato* che rappresenta il fabbisogno residuo delle colonnine di ricarica, ad essa ovviamente è associata un'equazione di stato la cui espressione è riportata di seguito.

$$\boldsymbol{Z_t = Z_{t-1} - (E_{Col} * \eta_{Col})} \qquad [kWh]$$

Queta espressione è analoga a quella utilizzata per l'accumulo elettrico, il valore del fabbisogno residuo all'istante *t* dipende dal suo stesso valore all'istante precedente e dall'andamento della *variabile di controllo* E_{Col} che rappresenta la quota di energia destinata alle colonnine di ricarica per i veicoli elettrici.

Nella stessa espressione è presente un rendimento, il cui valore è 0,95 e che rappresenta la frazione di energia dissipata durante il processo di carica delle auto collegate alle colonnine. Il valore della variabile di controllo nell'istante iniziale è pari al fabbisogno residuo totale delle auto presenti nel parcheggio, calcolato precedentemente

Con l'aggiunta di questo nuovo flusso energetico è necessario modificare l'espressione del fabbisogno energetico dell'impianto, prima era espresso mediante la variabile E_{Load} il cui valore

dipende dai dati di fabbisogno disponibili. Per lo Scenario 2 si è deciso di impiegare una variabile ausiliaria che rappresenti il fabbisogno totale di stabilimento:

$$\boldsymbol{E_{Load_tot} = E_{Load} + E_{Col}} \quad [\text{kWh}]$$

Essa andrà a rimpiazzare la precedente variabile nell'espressione della variabile ausiliaria associata all'energia elettrica prelevata o immessa in rete, la cui formulazione aggiornata è riportata di seguito.

$$\boldsymbol{E_{Grid} = E_{Load_tot} - [E_{PV} - \alpha] - [\eta_{Scarica} * \beta]} \quad [\text{kWh}]$$

Grazie a questo bilancio di energia elettrica si va ad includere nel modello del sistema energetico elaborato dall'MPC la parte di energia destinata alle colonnine di ricarica, questa influenzerà anche la computazione delle azioni di controllo che coinvolgono la produzione fotovoltaica e l'impiego dell'accumulo elettrico (rappresentati dalle variabili di controllo α e β).

Per fare in modo che l'obbiettivo di carica venga raggiunto entro la fine delle 24 ore della giornata è stato creato un profilo di carico che rappresenta il valore massimo assumibile dalla variabile di stato Z durante le ore della giornata.

Figura 46- Andamento del limite superiore della variabile Z

Tale andamento indica che il fabbisogno residuo può assumere qualsiasi valore durante la fascia temporale che va da inizio giornata fino alle ore 23:00, ma entro le 24:00 il suo valore deve essere pari a 0, condizione che corrisponde al soddisfacimento del carico giornaliero richiesto dalle auto.

La variabile di stato Z può quindi assumere tutti i valori compresi tra 0 ed il limite superiore rappresentato in figura, anche se, data l'impostazione dell'equazione di stato e il modello energetico del parco di ricarica che non prevede l'arrivo di nuovi veicoli durante le giornate simulate, non avrebbe senso che tale variabile assumesse valori maggiori di quello iniziale.

$$\mathbf{0} \leq \boldsymbol{Z_t} \leq \boldsymbol{Z_{max}} \quad [\text{kWh}]$$

La funzione obbiettivo per lo Scenario 2 risulta invariata, ovvero viene richiesta la minimizzazione della spesa giornaliera associata all'acquisto di energia elettrica da rete, cambiano però i fattori da considerare con l'aggiunta delle colonnine di ricarica.

Di fondamentale importanza per la costruzione di questo scenario sono i vincoli imposti sulle nuove variabili di stato e di controllo, essi sono frutto della modellazione energetica del parco delle colonnine e sono stati formulati mediante alcune assunzioni semplificative.

In primo luogo, la variabile di controllo E_{Col} rappresenta l'energia che fluisce dal sistema di distribuzione chiuso alle auto elettriche in carica, quindi ha una sola direzione possibile ed il primo vincolo che viene posto su di essa è:

$$\boldsymbol{E_{Col}} \geq \mathbf{0} \quad [\text{kWh}]$$

Le assunzioni fatte sono rappresentate da una variabile ausiliaria (E_{max}) che rappresenta il valore massimo assumibile dalla variabile di controllo. Per il suo calcolo è stata ipotizzata la presenza di un'unica grande cabina elettrica a cui sono allacciate tutte le utenze dello stabilimento, tra cui anche il parco di colonnine.

Assumendo un valore massimo di potenza gestibile da tale cabina, pari a 5,5 MW, è stato formulato il primo dei vincoli per la variabile di controllo E_{Col}; infatti, essa dovrà assumere un valore tale per cui il carico delle colonnine unito quello delle altre utenze dello stabilimento non assuma dei valori incompatibili con questo valore di potenza ipotizzato.

In particolare, dal momento che il *tempo di campionamento* del problema di ottimizzazione è di 15 minuti, è necessario che ad ogni timestep simulato sia valutato il valore del fabbisogno dello stabilimento in quell'istante prima di decidere se erogare energia elettrica alle colonnine di ricarica, in modo da non superare il valore massimo tollerabile. Quest'ultimo è stato calcolato a partire dal valore di potenza massima gestibile dalla cabina, in modo semplificativo è stato considerato il corrispondente di energia erogabile in 15 minuti:

$$\boldsymbol{Potenza\ erogabile} = \boldsymbol{Pot.cabina_{max} - Pot._{load,t}} \quad [\text{kW}]$$

$$\boldsymbol{E_{Col} \leq \frac{Potenza\ erogabile}{4}} \quad [\text{kWh}]$$

Questo deve valere in ogni timestep di simulazione, in aggiunta a questo limite superiore, ce n'è un altro da imporre e che tiene conto della potenza erogabile dalle singole colonnine. è un limite di ricarica per ogni quarto d'ora ed il suo calcolo segue una logica analoga a quella del vincolo precedente.

$$\boldsymbol{E_{Col} \leq \frac{Potenza\ erogabile\ dalle\ colonnine * n°di\ colonnine}{4}} \quad [\text{kWh}]$$

Questo secondo vincolo ha un valore fisso per tutta la giornata, l'MPC dovrà in ogni quarto d'ora confrontare questo valore con quello calcolato per tenere conto del limite di cabina e farli rispettar entrambi dalla variabile di controllo E_{Col}. Nello stesso tempo dovrà essere in grado di inviare sufficiente energia elettrica ai veicoli in carica in modo da portare a zero entro fine giornata il fabbisogno residuo.

Per lo Scenario 2 è stato deciso di utilizzare un *orizzonte di predizione* pari a 24 ore, questo permette all'MPC di visualizzare già dal primo istante della giornata il valore posto a 0 del limite superiore sulla variabile di stato *Z* ottimizzando la scelta delle azioni di controllo implementate durante le ore della giornata.

5.2.2 Analisi e confronto risultati

Nel presente paragrafo vengono ora presentati i risultati ottenuti con l'implementazione dell'MPC nello Scenario 2. Analogamente a quanto visto per il capitolo dedicato al primo scenario, si riportano risultati grafici e numerici delle giornate testate (le stesse considerate precedentemente) e verranno confrontati con quelli ottenuti dai sistemi di controllo senza ottimizzazione e con ottimizzazione del modello di baseline.

Il caso senza ottimizzazione prevede una logica di gestione dell'accumulo elettrico e della solar farm analoga a quella già vista nel primo scenario, mentre per la gestione del parco di colonnine di ricarica per veicoli elettrici viene prevista una distribuzione uniforme del fabbisogno da soddisfare lungo tutti i quarti d'ora che compongono la giornata, esso verrà soddisfatto unicamente mediante energia prelevata dalla rete elettrica.

Vengono di seguito riportati gli andamenti grafici delle giornate di interesse con relativi valori numerici, in questo scenario nei grafici è presente un andamento di colore più chiaro rispetto a quello del fabbisogno dello stabilimento (altre utenze senza parco di colonnine) che rappresenta il fabbisogno totale con inclusa la quota destinata alle auto elettriche.

Per quanto riguarda i risultati ottenuti in termini di risparmi economici giornalieri registrano in questa fase, si registrano differenze sensibilmente inferiori se confrontate con quelle ottenute nel capitolo precedente. Ciò è dovuto al fatto che in questo caso si sta mettendo a confronto due modelli MPC la cui differenza risiede nella logica di ottimizzazione di un terzo elemento di un sistema (il parco di colonnine), ma allo stesso tempo l'accumulo e il parco fotovoltaico risultano gestiti con una logica ottimizzata che si è dimostrata efficace nello Scenario 1.

Viene quindi valutata principalmente la scelta delle azioni di controllo dell'MPC e del modello di baseline in base alle fasce temporali in cui viene assegnata questa quota aggiuntiva e al flusso energetico impiegato per soddisfarlo. Per fare ciò, nei grafici riportati viene posta attenzione alla linea in azzurro rappresentante il fabbisogno totale dello stabilimento, la differenza tra questo e il fabbisogno totale indica l'assorbimento energetico delle colonnine.

La prima delle giornate esaminate è quella del 3 gennaio 2022.

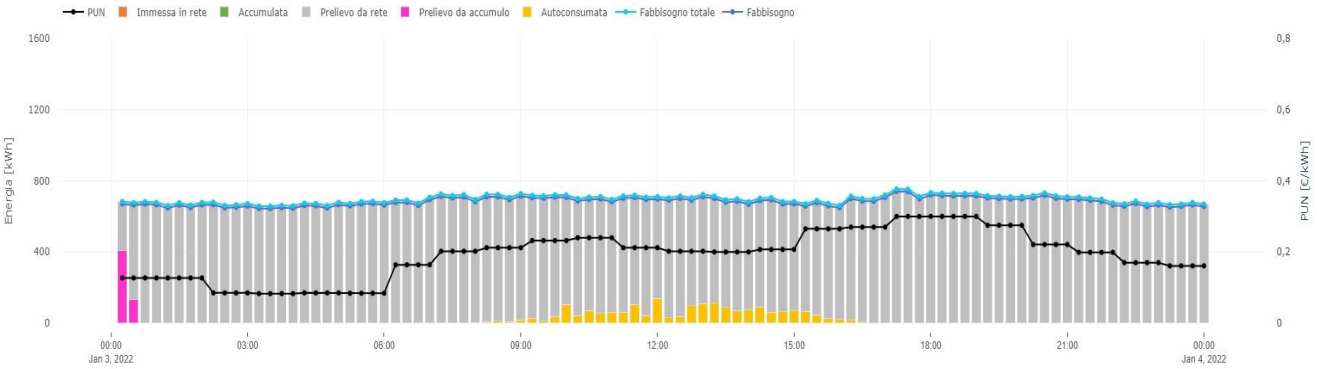

Figura 47- Risultati 03-01-2022, caso non ottimizzato

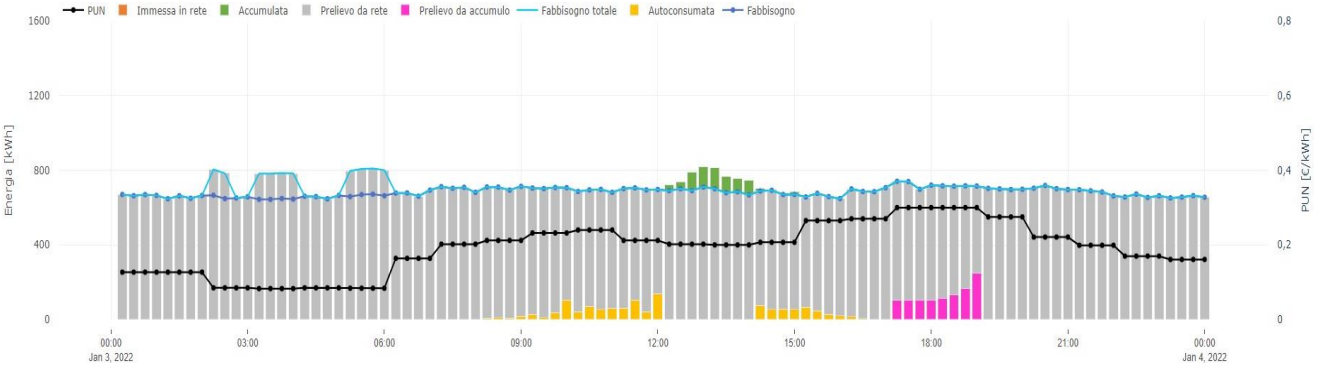

Figura 48- Risultati 03-01-2022, caso con modello deterministico

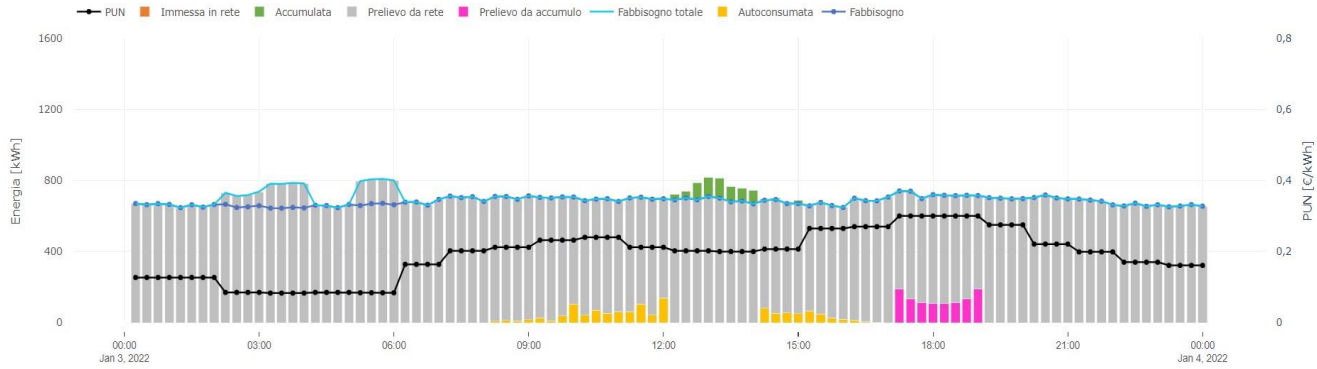

Figura 49- Risultati 03-01-2022, caso con MPC

Per quanto riguarda questo scenario, il confronto dei comportamenti dei modelli esaminati risulta più immediato. Il caso non ottimizzato ovviamente procede a soddisfare il fabbisogno dello stabilimento con tutta la carica accumulata esaurendola nei primi intervalli di tempo della giornata. Per quanto riguarda le differenze di comportamento tra baseline e MPC, in questa giornata non sono molto

marcate dal momento che tutti e due i modelli sfruttano la produzione fotovoltaica e l'energia accumulata in modo analogo, differendo nella scelta della modalità di distribuzione dell'energia prelevata dall'accumulo. I due algoritmi di controllo gestiscono in modo diverso l'energia destinata a soddisfare il fabbisogno delle colonnine di ricarica, le quali vengono caricate interamente mediante prelievo da rete elettrica.

Entrambi individuano la fascia temporale più conveniente, ovvero quella compresa tra le 2:00 e le 6:00 del mattino, ma l'algoritmo MPC fornisce energia alle colonnine di ricarica in modo più distribuito rispetto alla logica deterministica, anche se fondamentalmente l'intero carico delle auto elettriche viene soddisfatto all'interno di queste ore.

Dal confronto dei risultati di MPC e baseline testati in questa giornata non si ottengono sostanziali differenze nei comportamenti mostrati, come testimoniano i risultati riportati di seguito.

Spesa giornaliera del 3 gennaio 2022	
Controllo non ottimizzato	**17.146 €**
Controllo con logica deterministica	**16.904 €**
Controllo con MPC	**16.902 €**

Tabella 24- Confronto spese giornaliere, 03-01-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 3 gennaio 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0	124,2	/
Controllo con logica deterministica	600,0	1200,0	167,7	456,1	0,239
Controllo con MPC	600,0	1200,0	167,7	456,1	0,239

Tabella 25- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 03-01-2022

Parametri di confronto del 3 gennaio 2022	
R [%]	0,9%
K [%]	0,0%

Tabella 26- Parametri di confronto per i due modelli, 03-01-2022

Vengono riportati ora i risultati per la giornata del 30 aprile 2022.

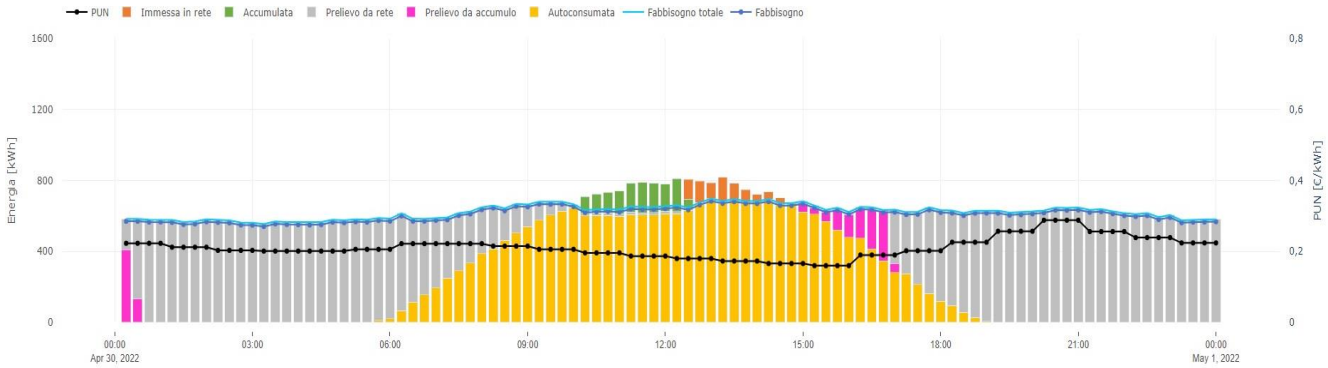

Figura 50- Risultati 30-04-2022, caso non ottimizzato

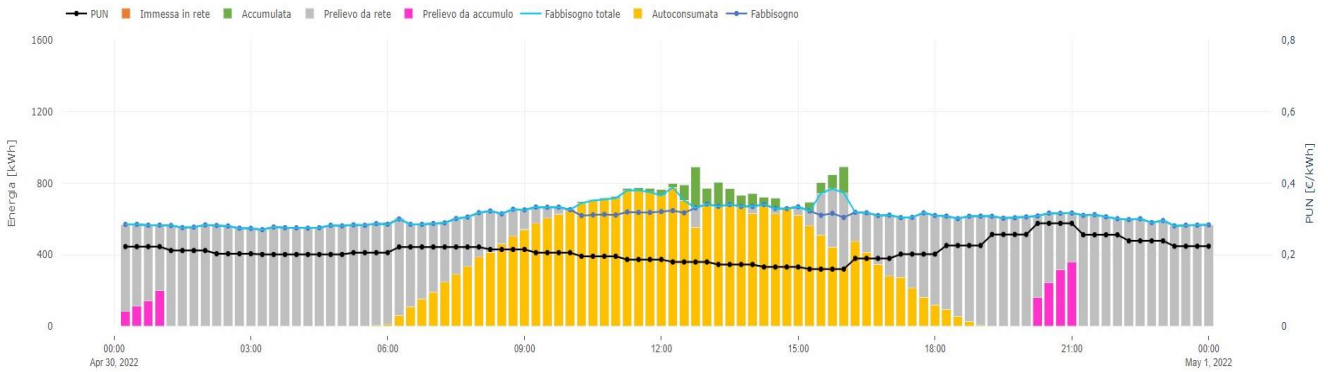

Figura 51- Risultati 30-04-2022, caso con modello deterministico

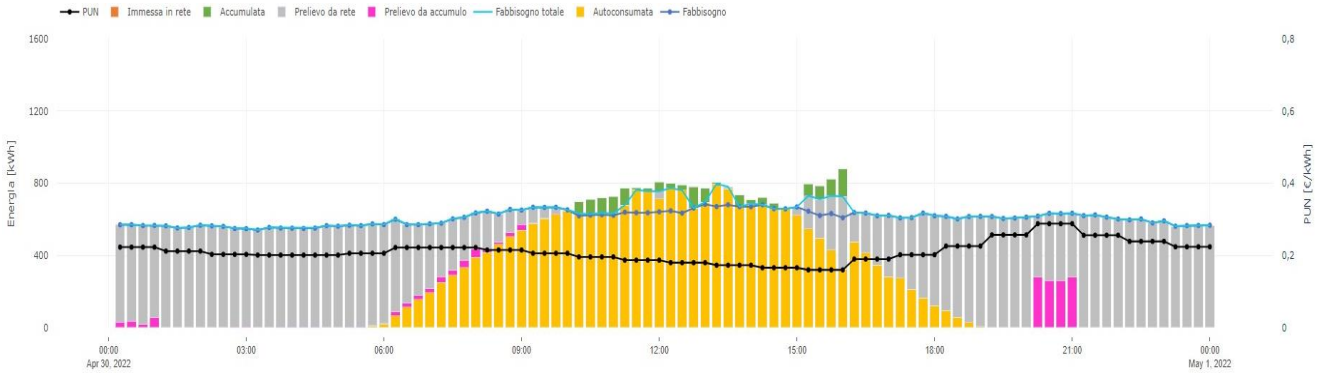

Figura 52- Risultati 30-04-2022, caso con MPC

In questa giornata è possibile apprezzare qualche differenza nelle traiettorie di azioni individuate dai due algoritmi messi a confronto. Per prima cosa si osserva che, a differenza di quanto accadeva nella medesima giornata dello Scenario 1, non viene venduta nessuna quota di energia in rete, questo è dovuto al fatto che la produzione fotovoltaica in eccesso viene correttamente autoconsumata.

Tale soluzione viene impiegata per il soddisfacimento del fabbisogno dei veicoli elettrici, infatti, il carico relativo al parco di colonnine viene assegnato in entrambi i casi alle ore centrali della giornata, in presenza del picco di produzione fotovoltaica.

Ancora una volta si evince la differenza nelle due logiche di gestione dei flussi energetici relativi alle colonnine elettriche, quella di natura deterministica invia alle colonnine la quota di energia che precedentemente era stata assegnata alla vendita in rete dall'MPC che ottimizza il primo scenario.

Questa soluzione di dimostra efficace ma non rappresenta quella ottimale per la minimizzazione della spesa, infatti, in presenza di una nuova variabile di stato e successivamente ad una modifica del modello alla base del controllore avanzato, cambia la logica di gestione dei flussi anche in relazione agli elementi accumulo e Solar Farm.

A differenza del modello di baseline, nel quale viene dato più peso all'ottimizzazione del parco fotovoltaico e dell'accumulo elettrico, quest'ultimo elemento viene impiegato diversamente, infatti l'MPC per lo Scenario 2 tende ad accumulare di meno e ad autoconsumare di più con il fine di soddisfare il fabbisogno delle auto elettriche.

L'MPC dilaziona nel tempo la fase di scarica tra le ore 6:00 e le ore 9:00 in corrispondenza di un alto assorbimento e di un valore di PUN elevato rispetto alla giornata considerata. Come nelle modalità di impiego della produzione fotovoltaica per soddisfare il fabbisogno delle auto elettriche e nella successiva fase di carica dell'accumulo, il modello di baseline si dimostra meno efficace scegliendo, per gli stessi intervalli di tempo, azioni di controllo diverse. Stesso discorso per la fase di scarica nella fase serale della giornata.

Queste piccole variazioni nelle quote di energia distribuite nei quarti d'ora portano a dei risultati leggermente migliori per il sistema di controllo basato interamente su MPC.

Spesa giornaliera del 30 aprile 2022	
Controllo non ottimizzato	**9.827 €**
Controllo con logica deterministica	**9.716 €**
Controllo con MPC	**9.713 €**

Tabella 27- Confronto spese giornaliere, 30-04-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 30 aprile 2022

	Tot. Energia in Carica [kWh]	Tot. Energia in Scarica [kWh]	Costo fase di Carica [€]	Beneficio fase di Scarica [€]	K [€/kWh]
Controllo non ottimizzato	1200,0	1800,0	322,3	494,2	/
Controllo con logica deterministica	1200,0	1800,0	309,4	629.7	0,266
Controllo con MPC	1171,6	1771,6	299,1	610.2	0,259

Tabella 28- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 30-04-2022

Parametri di confronto del 30 aprile 2022	
R [%]	2,8%
K [%]	-2,9%

Tabella 29- Parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022

Come si nota dal parametro *K*, l'MPC tende ad avere uno sfruttamento minore dell'accumulo elettrico. Infatti, esso accumula una quantità inferiore di energia nel periodo centrale della giornata considerata e di conseguenza ne impiega una quantità minore nella fase di scarica, ottenendo così un beneficio inferiore.

Questo comportamento è giustificato dal fatto che l'algoritmo predittivo basato sul modello dell'intero sistema energetico considera l'insieme degli assorbimenti che concorrono al fabbisogno dello stabilimento, il quale determina la spesa economica da minimizzare.

Utilizzo delle colonnine di ricarica del 30 aprile 2022

	Tot. Energia autoconsumata per le colonnine [kWh]	**Beneficio dell'autoconsumo per le colonnine [€]**	**Guadagno economico dalla ricarica dei veicoli [€]**
Controllo non ottimizzato	0	0	126,5
Controllo con logica deterministica	976,1	258,2	410,5
Controllo con MPC	986,2	262,2	417,3

Tabella 30- Confronto utilizzi delle colonnine di ricarica, 30-04-2022

Rispetto al modello di baseline, come anticipato, l'MPC elabora una sequenza di azioni controllo che portano ad ottenere una maggiore quota di autoconsumo da inviare alle colonnine di ricarica. Tale soluzione si dimostra più conveniente ai fini del risparmio giornaliero.

Successivamente si analizzano i risultati per la giornata del 22 giugno 2022.

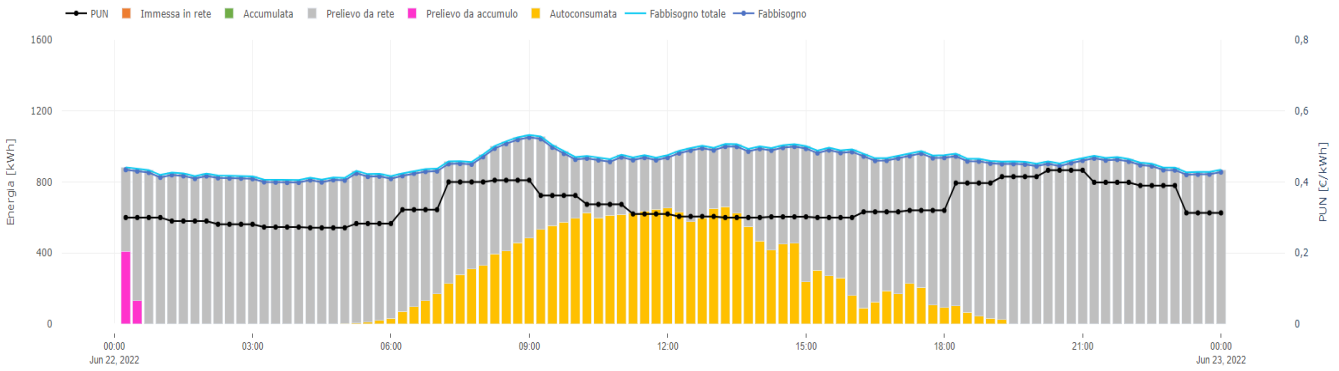

Figura 53- Risultati 22-06-2022, caso non ottimizzato

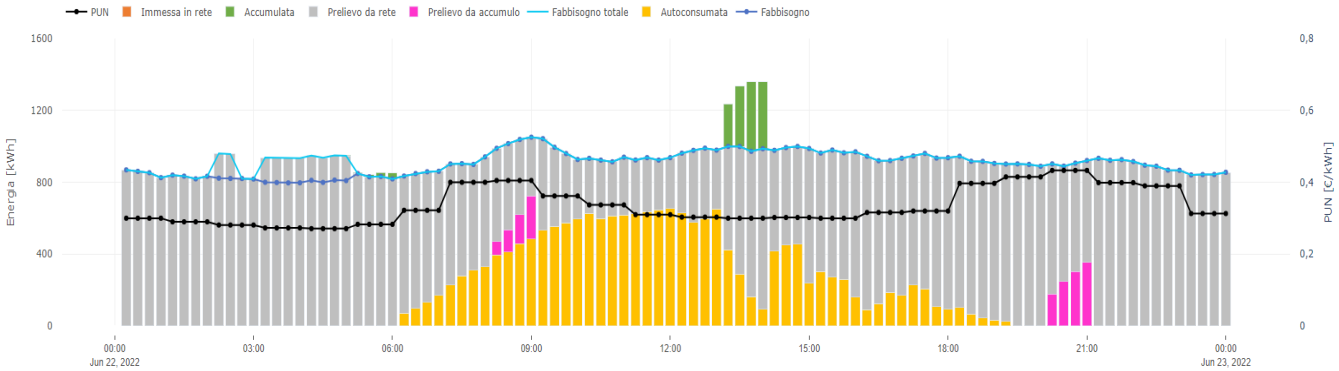

Figura 54- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico

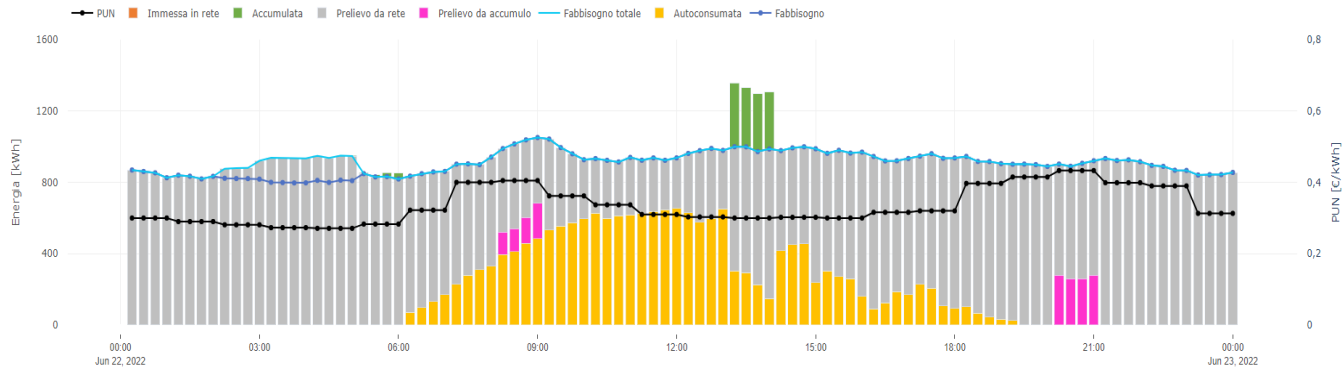

Figura 55- Risultati 22-06-2022, caso con MPC

La giornata esaminata è caratterizzata da valori di assorbimento da parte delle utenze dello stabilimento maggiori rispetto al caso precedentemente analizzato.

Nonostante ciò, non presenta notevoli leve di flessibilità sfruttabili dall'algoritmo avanzato sviluppato per questo scenario. Infatti, ci si aspetterebbe un maggiore impiego della quota di produzione da fonte fotovoltaica con il fine di ricaricare i veicoli elettrici, ciò non avviene e in ambedue gli algoritmi di ottimizzazione si osservano sequenze di azioni di controllo simili.

L'MPC sviluppato per lo Scenario 2, quindi contenente nel suo modello anche la formulazione della dinamica del parco di colonnine di ricarica delle auto elettriche mostra una serie di lievi variazioni nei singoli quarti d'ora esaminati, in particolare nella modalità con cui accumula e successivamente scarica l'energia derivante dalla Solar Farm nella seconda metà della giornata.

Per il resto invece, i due algoritmi individuano come soluzione più conveniente per la ricarica dei veicoli elettrici l'impiego di energia prelevata da rete nella fascia temporale che va dalle 2:00 alle 5:00.

Questa quantità di energia viene distribuita diversamente dai due algoritmi a causa della minore flessibilità della logica deterministica, questo permette un leggero risparmio economico in termini di energia elettrica acquistata da parte dell'MPC.

Spesa giornaliera del 22 giugno 2022	
Controllo non ottimizzato	**27.729 €**
Controllo con logica deterministica	**27.568 €**
Controllo con MPC	**27.565 €**

Tabella 31- Confronto spese giornaliere, 22-06-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 22 giugno 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0,0	228,0	/
Controllo con logica deterministica	1200,0	1800,0	480,2	939,3	0,382
Controllo con MPC	1200,0	1800,0	480,2	939,3	0,382

Tabella 32- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 22-06-2022

Parametri di confronto del 22 giugno 2022	
R [%]	1,8%
K [%]	0,0%

Tabella 33- Parametri di confronto per i due modelli, 22-06-2022

Si riportano infine i risultati grafici e numerici ottenuti dalla simulazione della giornata del 29 ottobre 2022.

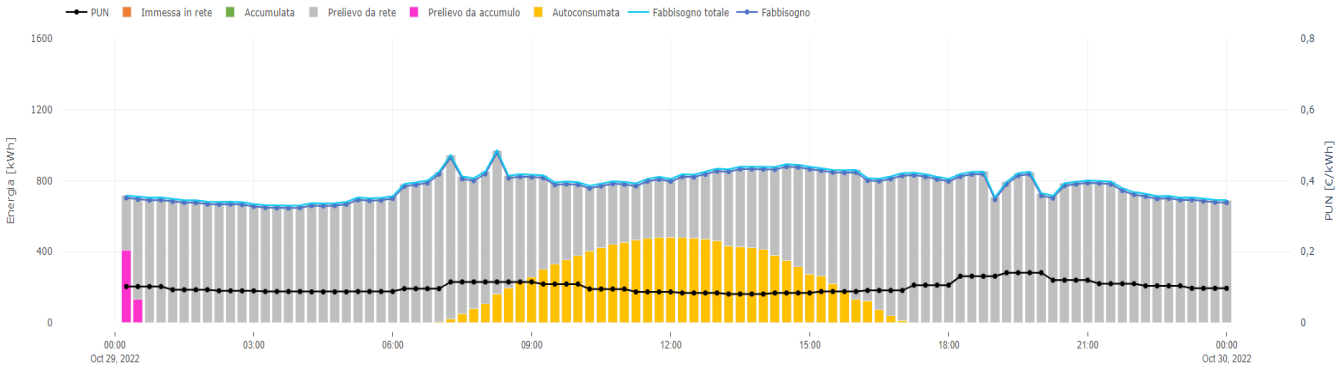

Figura 56- Risultati del 29-10-2022, caso non ottimizzato

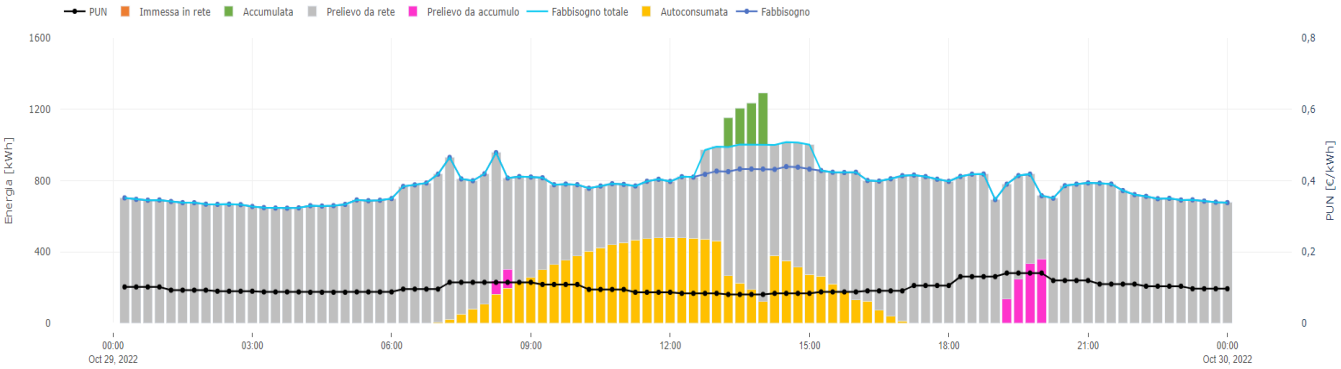

Figura 57- Risultati del 29-10-2022, caso con modello deterministico

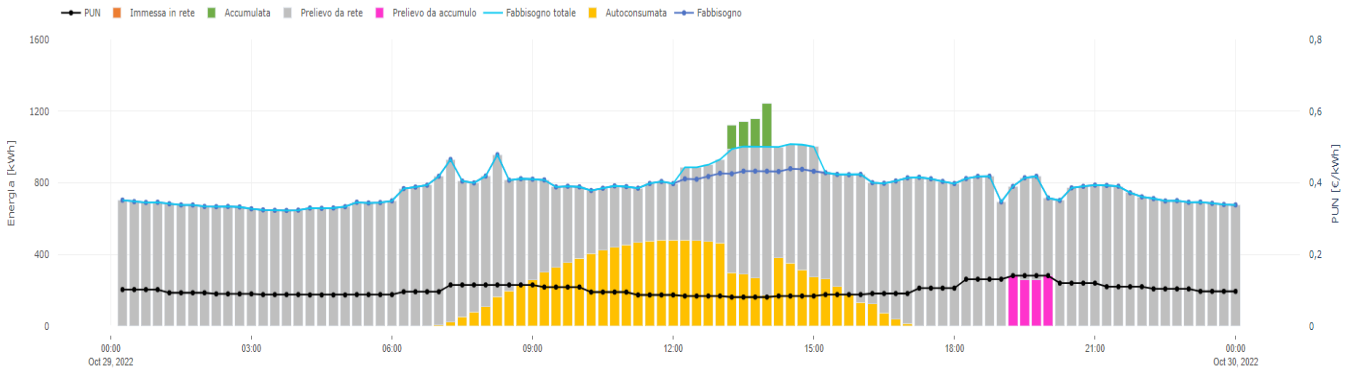

Figura 58- Risultati del 29-10-2022, caso con MPC

Nell'ultima delle giornate analizzate si riscontrano di nuovo le differenze tra le due logiche messe a confronto.

Infatti, come osservato in alcuni dei casi precedenti, grazie al modello del sistema energetico sviluppato per lo Scenario 2, l'MPC è in grado di gestire i flussi tenendo in considerazione tutte gli elementi, di conseguenza l'output della sua ottimizzazione non si focalizza solo sugli elementi accumulo e Solar Farm come nel caso di baseline.

A conferma di ciò, si può notare come nel caso gestito dall'MPC, l'accumulo venga impiegato di meno rispetto al modello di baseline, in particolare viene accumulata meno energia da fonte fotovoltaica con il fine di avere una quota di autoconsumo maggiore alle ore 13:00.

La spiegazione di questa scelta risiede nell'individuazione degli intervalli temporali utili per la ricarica delle colonnine. Entrambe le logiche decidono di caricare le auto elettriche nella parte centrale della giornata che va da circa le 12:00 alle 15:00. Questa parte di giornata è caratterizzata da un PUN relativamente basso rispetto al valore medio della giornata considerata, ma allo stesso tempo, nella stessa fascia oraria il fabbisogno di stabilimento registra livelli molto elevati.

Di conseguenza la logica avanzata per la gestione delle colonnine di ricarica per le auto elettriche decide di assegnare il fabbisogno aggiuntivo relativo al parco di ricarica in questa fascia oraria, allo stesso modo della logica deterministica, ma a differenza della baseline, impiega una quota maggiore di energia da fonte fotovoltaica per l'autoconsumo.

In questo modo riduce la spesa giornaliera associata all'energia elettrica, la cui quota più elevata proviene proprio da questi intervalli di tempo centrali nella giornata.

Si riportano di seguito i risultati numerici.

Spesa giornaliera del 29 ottobre 2022	
Controllo non ottimizzato	**11.038 €**
Controllo con logica deterministica	**11.994 €**
Controllo con MPC	**11.992 €**

Tabella 34- Confronto spese giornaliere, 29-10-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 29 ottobre 2022					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	0,0	600,0	0,0	109,4	/
Controllo con logica deterministica	803,7	1403,7	129,3	305,4	0,147
Controllo con MPC	600,0	1200,0	96,5	256,6	0,141

Tabella 35- Confronto utilizzi dell'accumulo elettrico, 29-10-2022

Parametri di confronto del 29 ottobre 2022	
R [%]	5,1%
K [%]	-4,0%

Tabella 36- Parametri di confronto per i due modelli, 29-10-2022

Si riporta di seguito la tabella con i risultati dell'analisi delle colonnine di ricarica.

Utilizzo delle colonnine di ricarica del 29 ottobre 2022			
	Tot. Energia autoconsumata per le colonnine [kWh]	**Beneficio dell'autoconsumo per le colonnine [€]**	**Guadagno economico dalla ricarica dei veicoli [€]**
Controllo non ottimizzato	0	0	69,1
Controllo con logica deterministica	0	0	80,7
Controllo con MPC	223,1	37,6	118,4

Tabella 37- Confronto utilizzi delle colonnine di ricarica, 29-10-2022

Come anticipato nell'analisi dei risultati grafici, anche nella presente giornata si verifica una situazione analoga a quanto osservato per il 30 aprile. Infatti, l'MPC preferisce impiegare di meno la capacità dell'accumulo con il fine di prediligere l'autoconsumo per soddisfare il fabbisogno dei veicoli elettrici.

Nel modello di baseline non viene considerato l'autoconsumo per la ricarica delle auto elettriche dal momento che quella quota di produzione fotovoltaica è già stata assegnata all'accumulo elettrico dall'MPC che ottimizza lo Scenario 1. La logica deterministica può assegnare una quota di energia da fonte fotovoltaica all'autoconsumo per il fabbisogno del parco di colonnine solamente se essa è destinata alla vendita in rete. Di conseguenza le colonnine, nel modello di baseline, vengono approvvigionate interamente con energia elettrica prelevata da rete, mentre l'energia proveniente dalla Solar Farm viene immagazzinata nello storage.

Questo porta un'apparente perdita se si osservano i risultati relativi all'accumulo elettrico, ma se si valuta il risparmio ottenuto sulla gestione delle colonnine si ottiene un risparmio dal momento che la spesa economica associata alla ricarica delle auto elettriche ne beneficia grazie alla quota superiore di autoconsumo.

Di seguito sono riportati i risultati per tutte e 12 le giornate testate.

Giorno	Spesa giornaliera			Parametri di confronto	
	Non Ottimizzato	**Deterministico**	**MPC**	**R [%]**	**K [%]**
03-gen	17.146 €	16.904 €	16.902 €	0,9%	0,0%
01-feb	16.442 €	16.321 €	16.318 €	2,5%	0,0%
09-mar	24.769 €	24.261 €	24.258 €	0,6%	0,0%
30-apr	9.827 €	9.716 €	9.713 €	2,8%	-2,9%
12-mag	11.151 €	11.057 €	11.051 €	6,4%	-7,8%
22-giu	27.729 €	27.568 €	27.565 €	1,8%	0,0%
22-lug	46.719 €	46.387 €	46.386 €	0,4%	0,0%
12-ago	49.514 €	49.463 €	49.460 €	5,3%	-7,0%
09-set	48.254 €	48.109 €	48.107 €	1,5%	0,0%
29-ott	11.038 €	10.994 €	10.992 €	5,1%	- 4,0%
05-nov	12.894 €	12.855 €	12.855 €	0,0%	0,0%
11-dic	19.805 €	19.396 €	19.392 €	1,0%	0,0%

Tabella 38- Riassunto dei risultati, scenario 2

Dalla tabella riassuntiva dei risultati ottenuti nei test sulle giornate del 2022 per l'ottimizzazione dello Scenario 2, si evince che nella maggior parte dei casi la differenza tra le spese giornaliera è di lieve entità o trascurabile.

Questo avviene per diversi motivi, in primo luogo, il modello di baseline è anch'esso basato su MPC, di conseguenza nelle giornate he presentato possibilità limitate di sfruttamento delle condizioni al contorno, le prestazioni ottenute differiscono di molto poco. Inoltre, il carico associato alle colonnine di ricarica rappresenta una piccola percentuale del fabbisogno totale giornaliero della maggior parte delle giornate. Per questo motivo il beneficio ottenuto nella gestione ottimizzata di quest'ultime non

emerge dai risultati complessivi giornalieri, ma è necessario focalizzare l'attenzione sulla spesa correlata con questo tipo di carico.

Allo stesso modo è opportuno considerare la gestione dell'autoconsumo da parte dei due algoritmi messi a confronto e di come questa soluzione sia quella ritenuta più efficace in molte delle giornate esaminate (come testimoniano gli indici *K* negativi) per il soddisfacimento del fabbisogno dei veicoli elettrici.

Nella totalità dei test l'MPC sviluppato con un modello energetico del sistema comprensivo di tutti gli elementi, si dimostra sempre superiore a quello che integra una logica deterministica. Rispetto a quest'ultimo, come è emerso dall'analisi delle singole giornate, ha una visione di insieme delle relazioni che intercorrono trai flussi energetici degli elementi del sistema ed è più efficace nell'ottimizzarne la gestione.

5.2.3 Analisi di sensitività

Analogamente a quanto fatto per il capitolo precedente, si procede ora con un'analisi di sensitività mirata a testare le prestazioni del Model Predictive Control in condizioni di lavoro che presentano più flessibilità sfruttabili ai fini del raggiungimento dell'obbiettivo.

Anche in questo paragrafo si considerano i due casi con taglie di accumulo superiori e le simulazioni sono svolte nelle medesime giornate considerate nella precedente analisi. A differenza dello Scenario 1, ci si aspetta miglioramenti meno significativi dal momento che i modelli confrontati sfruttano entrambi il Model Predictive Control e quindi acquisiscono efficacia in presenza di maggiori leve di flessibilità.

L'obbiettivo principale resta la valutazione delle differenze nelle logiche implementate con il fine di gestire i flussi energetici che coinvolgono le colonnine di ricarica.

Si procede ora con l'analisi dei risultati ottenuti nella giornata del 3 gennaio.

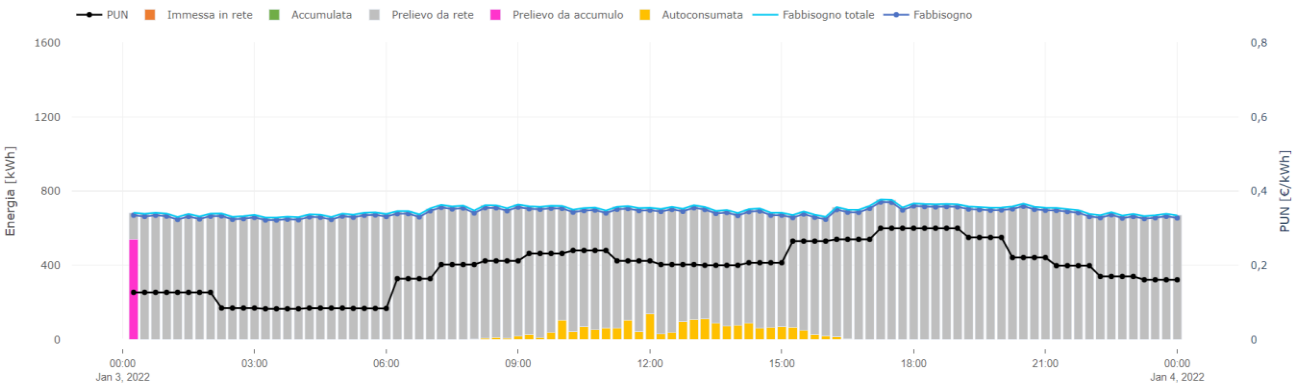

Figura 59- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso non ottimizzato

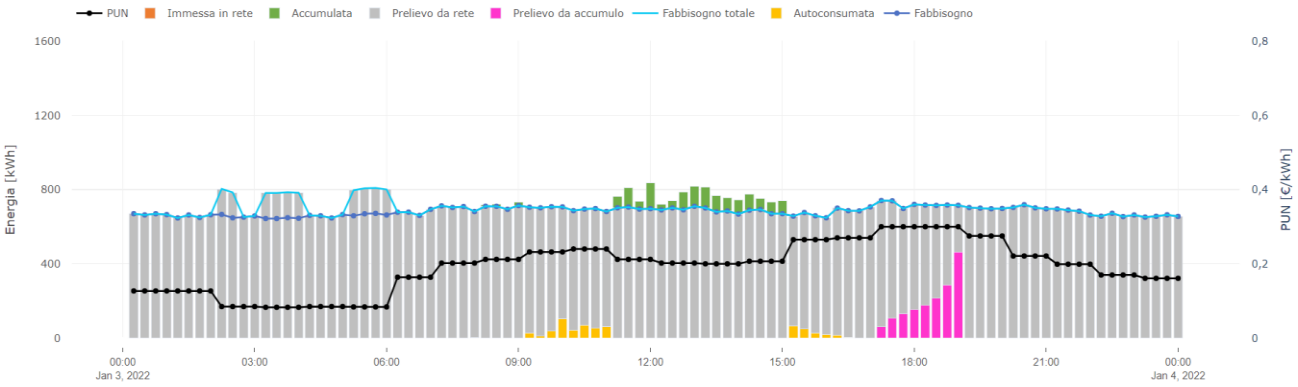

Figura 60- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con modello deterministico

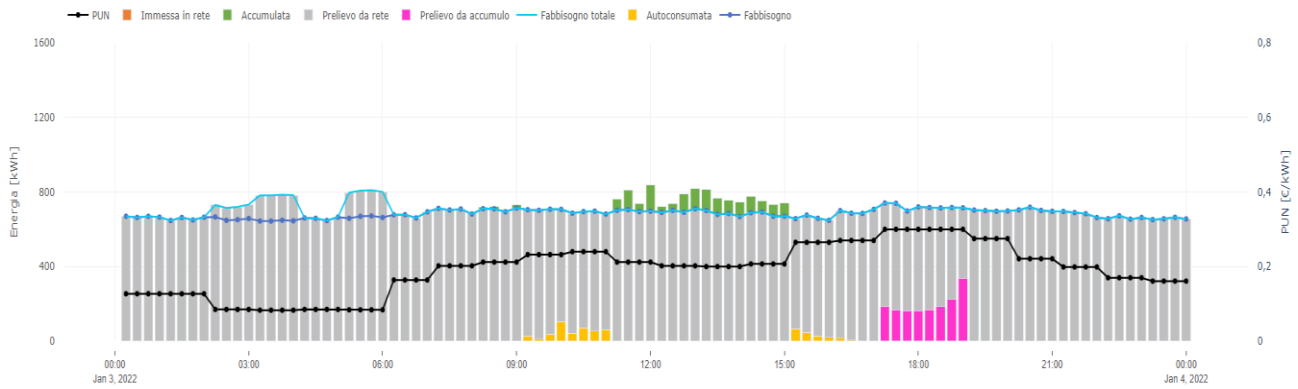

Figura 61- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 03-01-2022, caso con MPC

Il caso osservato, come previsto, non registra notevoli differenze con i risultati di riferimento della condizione con taglia di accumulo standard. Cambia ovviamente la quantità di energia che viene accumulata in quanto l'MPC, in entrambi i casi, procede a sfruttare maggiormente la maggiore capacità presente nello stabilimento.

Di conseguenza questa variazione non ha influenza sulla gestione delle colonnine, la cui differenza rimane la stessa del caso base.

Si procede ora con l'analisi di sensitività relativa alla giornata del 30 aprile 2022

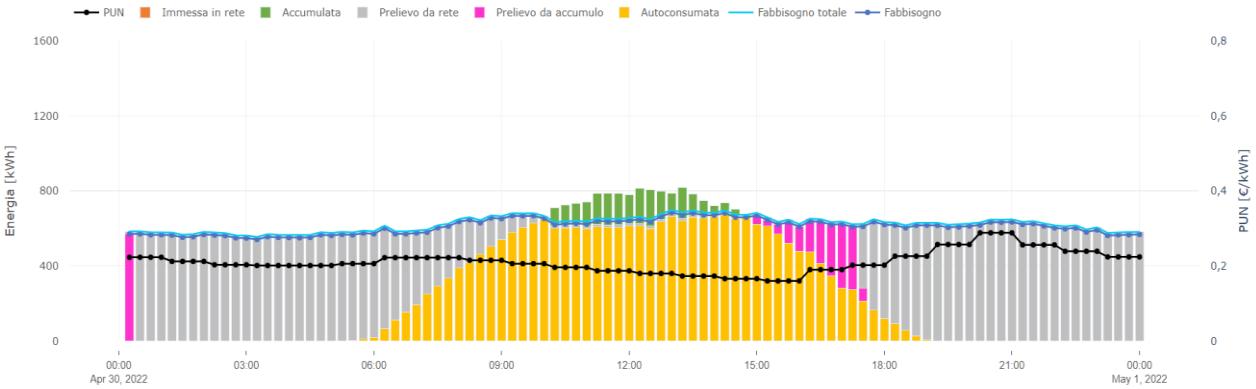

Figura 62- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso non ottimizzato

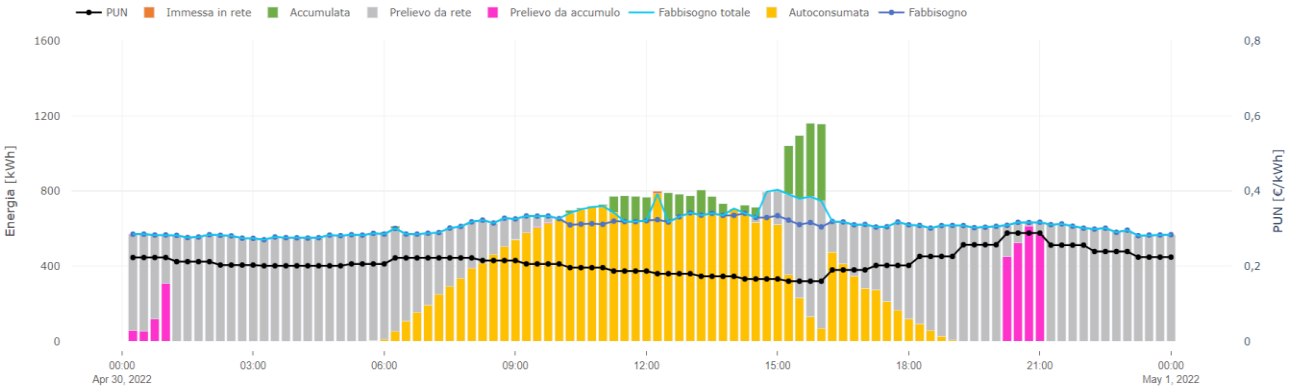

Figura 63- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con modello deterministico

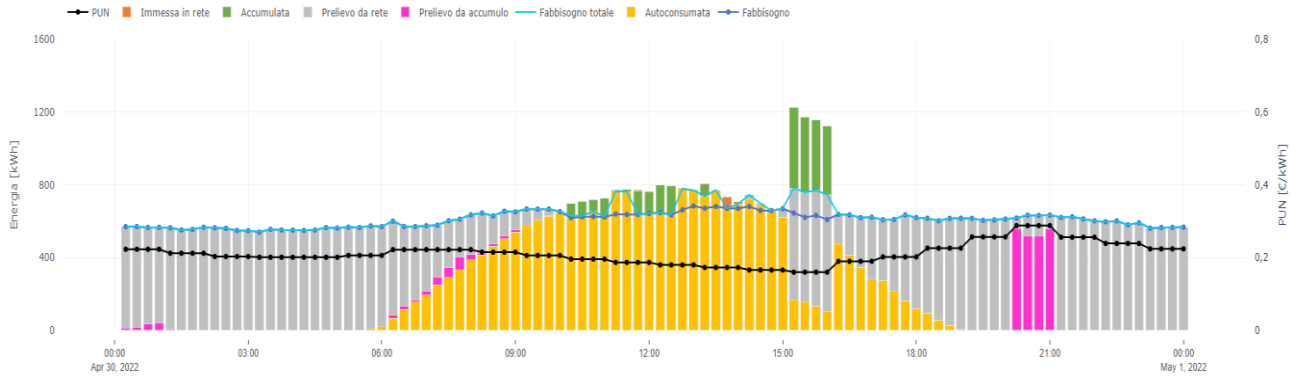

Figura 64- Analisi di sensitività con accumulo raddoppiato, 30-04-2022, caso con MPC

I grafici riportati per la giornata del 30 aprile mostrano l'influenza dell'aumento della taglia dell'accumulo sulla traiettoria di azioni di controllo elaborata dai due modelli testati.

Analogamente a quanto osservato nel capitolo precedente, all'aumentare della capacità dell'accumulo diminuisce la quota di energia derivante da fonte fotovoltaica che viene destinata alla vendita in rete.

Questo influisce sul modello di baseline, dal momento che la logica deterministica di quest'ultimo assegna l'energia prodotta dal parco fotovoltaico all'autoconsumo per le colonnine nel momento in cui questa venisse assegnata alla vendita in rete da parte dell'algoritmo avanzato che ottimizza accumulo e Solar Farm (Scenario 1).

L'aumento di taglia dell'accumulo influenza ovviamente anche la sequenza di azioni di controllo elaborate dall'MPC sviluppato per il presente scenario, esso propone una strategia molto simile a quella mostrata nel caso base con maggiori quantità di energia accumulata e prelevata successivamente.

Quest'ultimo algoritmo sfrutta maggiormente l'autoconsumo con il fine di caricare le auto elettriche rispetto al modello di baseline, la quantità di energia autoconsumata nel caso governato dalla logica deterministica è circa la metà di quella impiegata dall'MPC sviluppato per lo Scenario 2. Tale risultato è dovuto al limite del modello basato su regole già evidenziato in precedenza.

È importante sottolineare che in questo caso esaminato, la quota di energia autoconsumata per la ricarica delle colonnine da parte dell'algoritmo avanzato è inferiore a quella registrata nel caso base, di conseguenza, viene ritenuto più gravoso per la spesa economica giornaliera il picco di assorbimento delle ore 20:00.

Si procede con l'analisi nella medesima giornata del caso con accumulo quintuplicato.

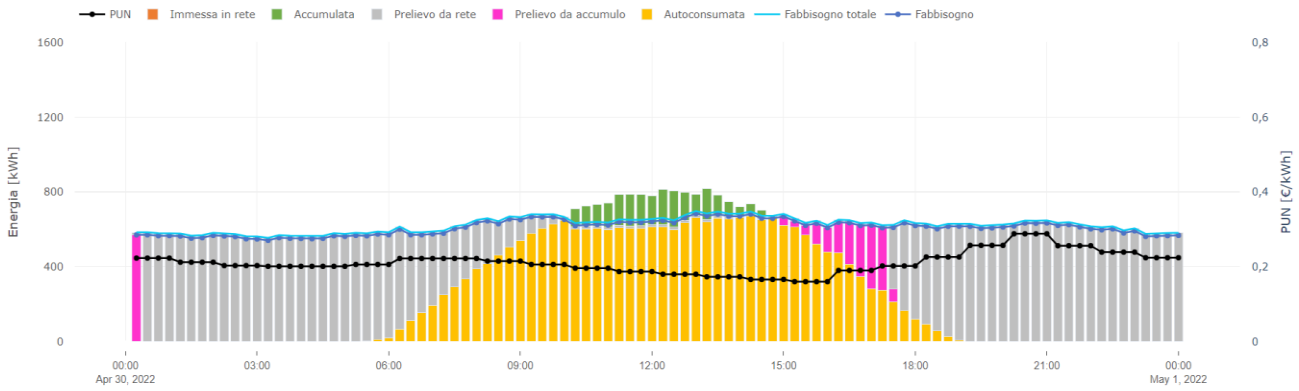

Figura 65- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso non ottimizzato

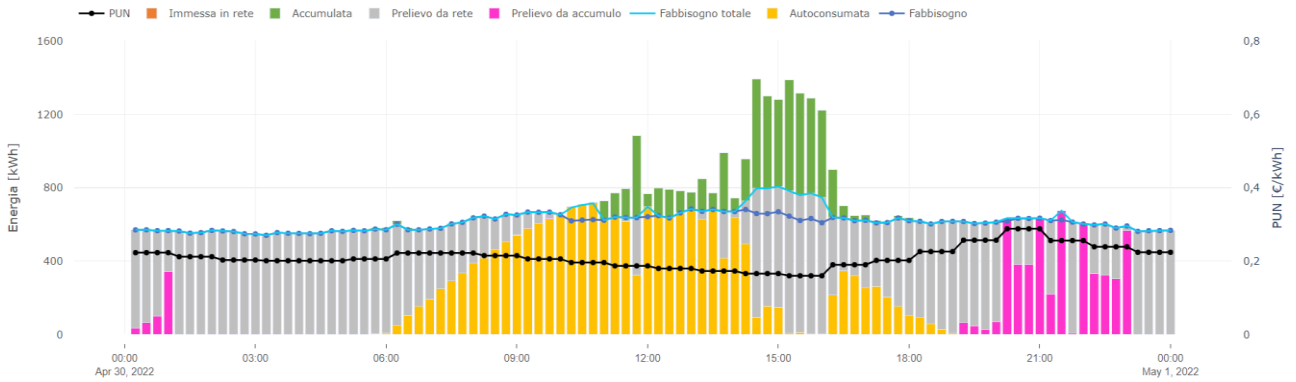

Figura 66- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con modello deterministico

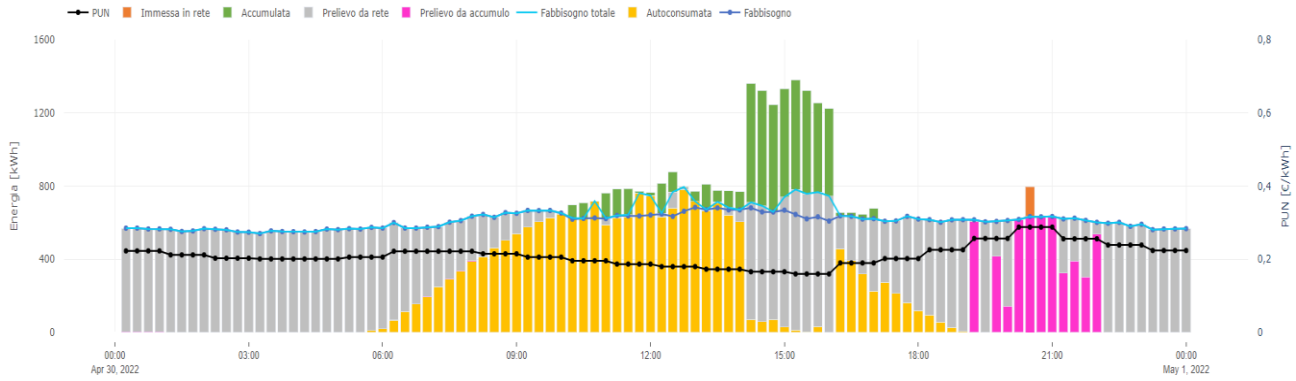

Figura 67- Analisi di sensitività con accumulo quintuplicato, 30-04-2022, caso con MPC

I risultati grafici relativi al caso con accumulo elettrico cinque volte maggiore per la giornata del 30 aprile offrono la possibilità di effettuare alcune considerazioni sul comportamento dei modelli confrontati.

Dal momento che il modello di baseline si basa sull'MPC sviluppato per lo Scenario 1, il comportamento osservato riprende quanto visto in precedenza, infatti, la priorità nella minimizzazione della spesa economica associata all'acquisto dell'energia elettrica viene data alla fascia temporale corrispondente alle ore che vanno dalle 19:00 alle 22:00.

La parte serale della giornata, come sottolineato già precedentemente, è caratterizzata da elevati assorbimenti e allo stesso tempo, in questa fascia oraria, viene raggiunto il picco del valore del PUN giornaliero.

Quello che si può notare relativamente alle azioni di controllo implementate dai due modelli all'interno di questo intervallo temporale è la differenza nella distribuzione dell'energia prelevata dall'accumulo elettrico, oltre che la ridotta quantità di quest'ultima nel caso controllato dall'MPC.

La seconda osservazione deriva dalle considerazioni fatte sulla base dei risultati del paragrafo precedente in merito alla quota di energia autoconsumata dall'algoritmo avanzato con il fine di ricaricare le auto elettriche in sosta nel parcheggio. La stessa situazione si ripete in questo caso dal momento che l'accumulo viene sfruttato di meno rispetto al modello di baseline.

Oltre alle considerazioni sull'energia autoconsumata, che verranno approfondite con la presentazione dei risultati numerici, è opportuno osservare la differenza nella gestione dell'enorme mole di energia accumulata.

La logica deterministica è limitata dalle regole dalle quali è composta, di conseguenza in presenza di un esubero di energia, destinata all'immissione in rete, procede con l'assegnazione di questa quota alla ricarica dei veicoli elettrici.

L'algoritmo predittivo sviluppato sulla base del modello dell'intero sistema energetico, nella stessa fascia oraria, vende questa quota di energia in rete nel momento di picco del prezzo di vendita, in modo da massimizzarne il ricavo. Mentre per quanto riguarda il fabbisogno delle auto elettriche, esso viene soddisfatto nelle ore centrali della giornata sfruttando in parte la produzione della Solar Farm, ma soprattutto l'energia prelevata da rete nella fascia ora caratterizzata da un prezzo di acquisto minimo rispetto alla giornata esaminata.

Questa soluzione si rivela quella più conveniente ai fini del conseguimento dell'obbiettivo della minimizzazione della spesa giornaliera.

Vengono di seguito le tabelle riassuntive dei risultati ottenuti nella presente analisi di sensitività.

Spesa giornaliera del 30 aprile 2022

Modello	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
Non ottimizzato	9.827 €	9.785 €	9.912 €
Logica deterministica	9.716 €	9.639 €	9.592 €
MPC	9.713 €	9.634 €	9.520 €

Tabella 39- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022

Parametri di confronto del 30 aprile 2022

	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
R [%]	2,8 %	**2,7 %**	**37,3 %**
K [%]	-2,9 %	**-1,2%**	**7,0%**

Tabella 40- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022

Utilizzo accumulo elettrico del 30 aprile 2022

	Caso base				
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	1200,0	1800,0	322,3	494,2	/
Controllo con logica deterministica	1200,0	1800,0	309,4	629.7	0,266
Controllo con MPC	1171,6	1771,6	299,1	610.2	0,259

Accumulo x2					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	2000,0	2600,0	526,9	716,9	2000,0
Controllo con logica deterministica	2424,5	3024,5	606.4	1072.9	0,179
Controllo con MPC	2321,2	2921,2	579,5	1040,4	0,177
Accumulo x5					
	Tot. Energia in Carica [kWh]	**Tot. Energia in Scarica [kWh]**	**Costo fase di Carica [€]**	**Beneficio fase di Scarica [€]**	**K [€/kWh]**
Controllo non ottimizzato	2000,0	2600,0	526,9	716,9	/
Controllo con logica deterministica	5884,4	6484,4	1476,8	2202,9	0,121
Controllo con MPC	5442,4	6042,4	1350,6	2127,2	0,129

Tabella 41- Analisi di sensitività, confronto utilizzi accumulo elettrico, 30-04-2022

L'analisi di sensitività condotta per la giornata del 30 aprile porta a risultati numerici molto interessanti. Infatti, i parametri di confronto esaminati mostrano come la presenza di un accumulo cinque volte superiore al caso base sia in grado di aumentare l'ordine di grandezza della differenza nelle prestazioni tra i due MPC confrontati.

Questo testimonia il vantaggio di un algoritmo avanzato di questo tipo, il quale basando la sua elaborazione di strategie di controllo su un modello che rappresenta la dinamica del sistema, è in grado di sfruttare a pieno ed in modo efficiente ogni suo elemento. L'accumulo elettrico in questo caso fornisce la leva necessaria per poter ottenere un margine superiore non trascurabile (come nei casi precedente osservati), il suo sfruttamento cresce in entrambi i casi con l'aumentare della taglia dell'accumulo.

Quando quest'ultima è quintuplicata, l'MPC si dimostra in grado di generare un beneficio economico per unità di accumulo del 7% superiore alla baseline, risultato inatteso dal momento che il modello di riferimento è stato sviluppato per l'ottimizzazione specifica di questo elemento e che nei casi esaminati ha sempre mostrato una prestazione superiore (non in termini di spesa economica ma di sfruttamento dell'accumulo).

Si riporta di seguito la tabella riassuntiva dei risultati ottenuti nei casi esaminati in merito allo sfruttamento dell'autoconsumo per la ricarica dei veicoli elettrici e di conseguenza anche i valori relativi ai guadagni ottenuti dalla ricarica di quest'ultimi.

Utilizzo delle colonnine di ricarica del 30 aprile 2022

Caso base			
	Tot. Energia autoconsumata per le colonnine [kWh]	**Beneficio dell'autoconsumo per le colonnine [€]**	**Guadagno economico dalla ricarica dei veicoli [€]**
Controllo non ottimizzato	0	0	126,5
Controllo con logica deterministica	976,1	258,2	410,5
Controllo con MPC	986,2	262,2	417,3
Accumulo x2			
	Tot. Energia autoconsumata per le colonnine [kWh]	**Beneficio dell'autoconsumo per le colonnine [€]**	**Guadagno economico dalla ricarica dei veicoli [€]**
Controllo non ottimizzato	0	0	126,5
Controllo con logica deterministica	548,6	147,9	306,4
Controllo con MPC	940,9	244,8	404,3

Accumulo x5			
	Tot. Energia autoconsumata per le colonnine [kWh]	**Beneficio dell'autoconsumo per le colonnine [€]**	**Guadagno economico dalla ricarica dei veicoli [€]**
Controllo non ottimizzato	0	0	126,5
Controllo con logica deterministica	364,6	104,6	260,9
Controllo con MPC	620,2	164,4	323,2

Tabella 42- Analisi di sensitività, confronto utilizzi colonnine di ricarica, 30-04-2022

Come anticipato, grazie alla modellazione della completa dinamica del sistema energetico da ottimizzare, il secondo MPC è in grado di offrire una migliore gestione del parco di colonnine di ricarica.

L'algoritmo avanzato si dimostra sempre superiore nella generazione di guadagno dalla vendita di energia mediante le colonnine di ricarica e questo grazie ad un più efficiente sfruttamento della produzione fotovoltaica. Quest'ultima viene impiegata in quantità decrescente all'aumentare della taglia dell'accumulo elettrico, evidentemente la quota di fabbisogno associato alle auto elettriche risulta meno impattante sulla spesa giornaliera.

L'insieme delle soluzioni adottate dal Model Predictive Control, soprattutto nel caso caratterizzato da maggiore flessibilità sfruttabile, porta a risultati più che positivi e che testimoniano l'efficacia di questo tipo di logica di controllo.

6 Conclusioni

6.1 Risultati del lavoro svolto

Come è stato ampiamente discusso, l'algoritmo di controllo predittivo ha tra i suoi vantaggi quello di essere basato su una modellazione semplificata del sistema che si vuole gestire. Ciò ha permesso di elaborare una formulazione efficace, composta di bilanci energetici, che rappresentasse le relazioni che intercorrono tra gli elementi dello stabilimento in modo da poter applicare le sequenze di azioni di controllo elaborate dall'MPC.

Un sistema di controllo basato su regole necessita di uno studio più approfondito della dinamica del sistema e di una elaborazione più dettagliata delle leggi che determinano le sequenze di azioni di controllo da implementare. La varietà delle soluzioni offerte da questo tipo di controllo può essere limitata ed è determinata dalla complessità del sistema di regole sviluppato, quest'ultimo richiede un minore sforzo computazionale ma un più profondo studio del sistema da controllare.

Se si fa riferimento ai risultati ottenuti nello Scenario 1 si può osservare un aspetto interessante ai fini della valutazione delle prestazioni del MPC. Infatti, alcune delle maggiori differenze di spese economiche giornaliere sono state ottenute nelle giornate caratterizzate da fabbisogni di ordini di grandezza di molto superiori a quelli della produzione fotovoltaica.

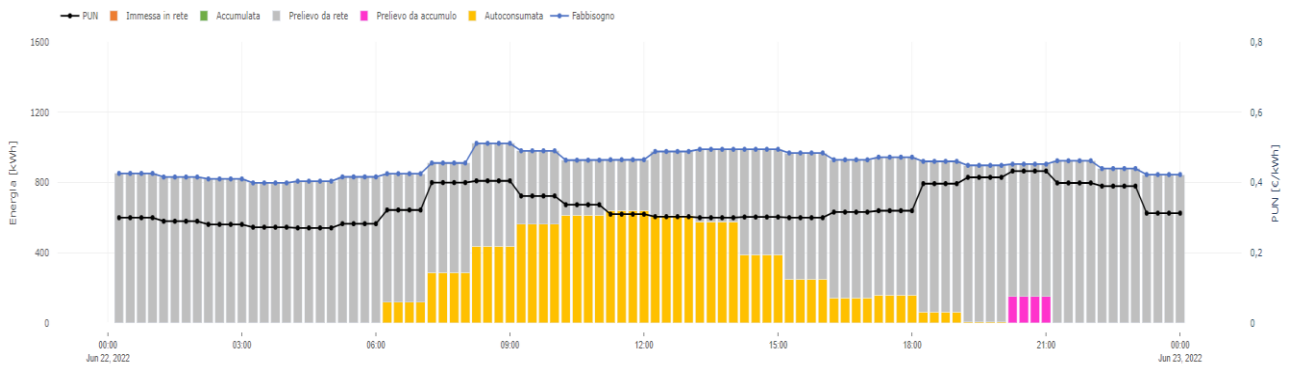

Figura 68- Risultati 22-06-2022, caso con modello deterministico

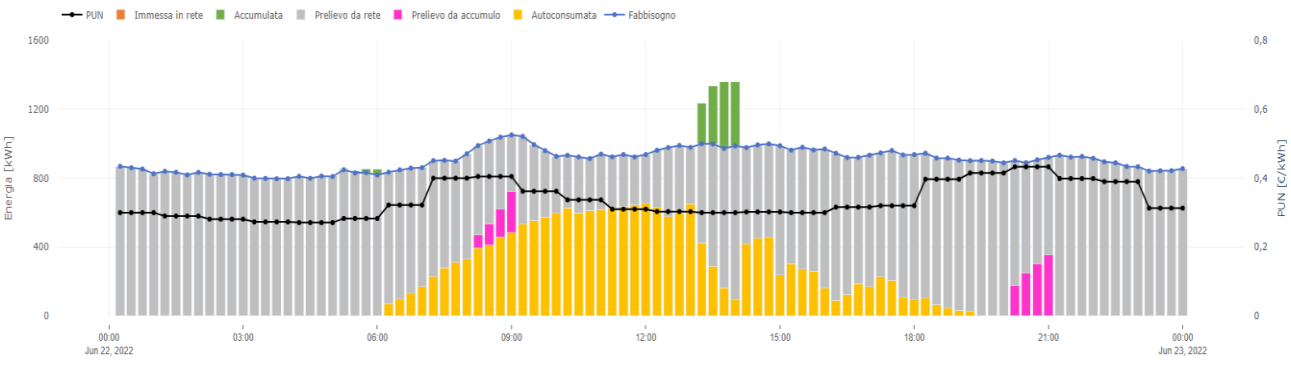

Figura 69- Risultati 22-06-2022, caso con MPC

È stato riportato l'esempio della giornata del 22 giugno 2022 caratterizzata da un parametro di risparmio *E* del 255%.

Come era prevedibile, in queste occasioni l'MPC è stato in grado di trovare ulteriori strade per raggiungere l'ottimizzazione della funzione obbiettivo implementando soluzioni non considerate anche dal fitto sistema di regole.

È stato inatteso invece, il comportamento osservato in altre giornate dello stesso scenario, ad esempio per il 30 aprile in cui la differenza nella spesa giornaliera è stata ben inferiore a quella prevedibile, dal momento che questa giornata è caratterizzata da enorme flessibilità fotovoltaica sfruttabile. La motivazione risiede nel fatto tali condizioni, ovvero la presenza di produzione fotovoltaica comparabile con il fabbisogno giornaliero, rappresentano quelle per cui il modello deterministico riesce più facilmente a gestire i flussi di energia mediante il sistema di regole.

A questo fine è stata condotta l'analisi di sensitività presentata nel Capitolo 4, essa è mirata a dimostrare che l'efficacia del Mode Predictive Control aumenta sostanzialmente quando sottoposto a condizioni di lavoro che consentono una maggiore flessibilità, come appunto una taglia maggiore dell'accumulo elettrico presente.

Le previsioni sono state confermate dai risultati ottenuti dall'analisi, riportati di seguito, che mostrano come la differenza tra le prestazioni dei due modelli cresca sostanzialmente in presenza dell'accumulo di taglia maggiore.

Inatteso è invece il comportamento mostrato nel caso esaminato con accumulo di taglia doppia, infatti, anche in questo caso le condizioni al contorno si sono dimostrate molto favorevoli per l'impiego di tale logica deterministica, le cui prestazioni hanno portato ad una differenza di spesa giornaliera minore di quella registrata nel caso base.

Spesa giornaliera del 30 aprile 2022

Modello	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
Non ottimizzato	9.954 €	9.912 €	9.912 €
Logica deterministica	9.934 €	9.850 €	9.831 €
MPC	9.923 €	9.830 €	9.771 €

Tabella 43- Analisi di sensitività, confronto spese giornaliere, 30-04-2022

L'analisi dello Scenario 2 non ha portato a risultati significativi in termini numerici data la natura del problema e dei due modelli confrontati (basati su MPC). Ha offerto però, numerosi spunti per una più approfondita analisi dell'algoritmo studiato. Per quanto di lieve entità è emerso il vantaggio che comporta impiegare un sistema di controllo predittivo basato su modello, quest'ultimo ha assunto notevole importanza nel momento dell'introduzione di un nuovo elemento nel sistema. La completa conoscenza della dinamica del sistema energetico e la capacità (in presenza di opportuni dati) di prevederne l'andamento nel tempo, ha permesso all'MPC di elaborare traiettorie di azioni di controllo mirate all'ottimizzazione di tutti gli elementi dell'impianto.

La maggiore efficacia delle strategie implementate dall'algoritmo avanzato è emersa, anche in questo scenario, nell'analisi di sensitività. Questo processo ha portato ad un'ulteriore conferma delle spiccate potenzialità dell'algoritmo predittivo se applicato in contesti in cui sono presenti maggiori gradi di flessibilità.

Parametri di confronto del 30 aprile 2022

	Caso base	Accumulo x2	Accumulo x5
R [%]	2,8 %	**2,7 %**	**37,3 %**
K [%]	-2,9 %	**-1,2%**	**7,0%**

Tabella 44- Analisi di sensitività, parametri di confronto per i due modelli, 30-04-2022

I comportamenti osservati nelle simulazioni dello Scenario 2 lasciano spazio ad alcune ulteriori considerazioni sulla fattibilità dell'implementazione reale di questo tipo di tecnologia.

Questo aspetto è legato del tutto ai tempi di simulazione che sono stati necessari per ottenere i risultati, l'introduzione di un elemento aggiuntivo (e quindi di una variabile di stato in più) nel sistema energetico ha incrementato la potenza computazionale richiesta. Essa, nei giorni caratterizzati da condizioni al contorno favorevoli per lo sfruttamento dell'MPC, come quella del 30 aprile appunto; raggiunge livelli elevati e ciò conduce a tempi di simulazione di alcune ore.

In tali situazioni viene meno uno dei principali benefici di un sistema di gestione avanzato come questo, il quale prevede come principale caratteristica la presenza di una modellazione semplificata del sistema da gestire per garantire tempi di risposta sempre rapidi.

6.2 Considerazioni finali

Il presente elaborato ha lo scopo di presentare il Model Predictive Control come soluzione in ambito di sistemi avanzati di gestione dell'energia e di esplorarne le caratteristiche mediante l'implementazione e simulazione in condizioni di lavoro reali.

In questo processo, sono emersi quelli che sono i punti di forza di tale tecnologia e che rappresentano le motivazioni a sostegno della sua applicazione in contesti energetici simili a quello studiato, ma sono stati esaminati anche aspetti che portano alla luce comportamenti svantaggiosi se relazionati ad un sistema di controllo più tradizionale.

Un primo aspetto da considerare è il tipo di sistema che si vuole gestire dato che esso condiziona lo sviluppo del modello su cui si basa l'algoritmo predittivo. Come dimostrato nello Scenario 2, se troppo complessa porta ad un aumento della potenza computazionale richiesta, ma di contro, se esso risultasse troppo semplificato rispetto alla reale dinamica da rappresentare, si otterrebbero dei risultati insoddisfacenti.

È importante tenere conto, inoltre, che tutti i modelli sviluppati e presentati in questo lavoro di tesi si sono serviti di dei dati reali di un impianto esistente, ciò implica che in caso di un'applicazione reale del Model Predictive Control ci sarebbe un'ulteriore difficoltà legata alla disponibilità di dati. Nel presente elaborato di tesi è stato utilizzato un modello di forecasting per ottenere i dati sulla produzione fotovoltaica sulla base dei dati meteo, esso può essere impiegato in parallelo con l'MPC in un contesto reale.

Sarebbe però necessaria la disponibilità di un ulteriore modello della stessa natura per ottenere le previsioni dell'andamento del fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento. Questo comporta un ulteriore processo per la creazione di un modello previsionale sufficientemente accurato che possa fornire periodicamente una stima dei carichi attesi per l'impianto da gestire.

Le prestazioni reali di un MPC, quindi, in seguito ad un'implementazione reale saranno differenti da quelle ottenute nel presente elaborato dal momento che esse sono state ottenute senza considerare il possibile offset tra la i valori reali e i valori predetti delle variabili influenzanti.

I risultati e le analisi riportati nel presente elaborato di tesi sono finalizzati ad offrire un quadro più ampio possibile, grazie all'esame di diverse condizioni di lavoro e comportamenti mostrati. Sono tuttavia molteplici gli aspetti da approfondire per quanto riguarda l'effettiva applicazione del Model Predictive Control come sistema di gestione di un reale impianto, nonché gli scenari da valutare e che possono influenzarne l'efficacia.

In definitiva, la presente tesi si propone come un punto di partenza per ulteriori sperimentazioni, con l'obbiettivo non solo di contribuire alla crescita della conoscenza nella gestione avanzata dell'energia, ma soprattutto di promuovere l'implementazione del Model Predictive Control che si configura come importante soluzione innovativa nel campo dell'efficienza energetica.

Bibliografia

[1] IPCC, «Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C,» 2018.

[2] IEA, « CO2 Emissions in 2022,» 2018.

[3] GIS, «gisreportsonline,» 2020. [Online]. Available: https://www.gisreportsonline.com/r/european-green-deal/.

[4] Consiglio dell'Unione Europea, «Green Deal Europeo,» 2023. [Online]. Available: https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/#what.

[5] Commisione Europea, «Realizzare il Green Deal europeo,» 2023. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it#realizzare-un-sistema-energetico-pi%C3%B9-pulito.

[6] Parlamento Europeo, «Revision of the Renewable Energy Directive,» 2023.

[7] Consiglio dell'Unione Europea, «Fit for 55%,» 2023. [Online]. Available: https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/.

[8] US Energy Information Administration (EIA), «Energy Outlook 2017,» 2017.

[9] Athar Kamal, Sami G. Al-Ghamdi, Muammer Koc, «Revaluing the costs and benefits of energy efficiency: A systematic review,» 2019.

[10] Campbell N., Ryan L., «Capturing the multiple benefits of energy efficiency,» *IEA,* 2014.

[11] Paul Denholm, MaureenHand, «Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration,» 2010.

[12] Semich Impram, Secil Varbak Nese, Bülent Oral , «Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility,» 2020.

[13] IET, The Institution of Engineering and Technology, «Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review,» 2016.

[14] The Energy Professionals Group (GPE), «Closed distribution systems Past, present and future,» 2019. [Online].

[15] Jamie Behrendt, «Microgrids and EU law: Three Microgrid models to solve one regulatory puzzle,» 2023.

[16] IRENA, «Electricity Storage Valuation Framework,» 2020. [Online].

[17] Shabani, Jason Moore, Bahman, «A Critical Study of Stationary Energy Storage,» 2016.

[18] IRENA, «ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030,» 2017.

[19] IEA, «Grid-scale Storage,» 2023. [Online].

[20] Enea, «Le Smart Grid per un futuro energetico sostenibile e sicuro,» 2020. [Online].

[21] Kartik Sharma; Kalpana Chauhan, «Smart Grid System: A Review,» *IEEE,* 2020.

[22] Saianiruth Matura Pragash,Vinoth KumarK, Karthik P, «Smart Grid Technology and Its Impact on Renewable Energy Integration,» *IEEE Access,* 2023.

[23] Juniper Research, «Smart Grid: 2022-2027 Market Summary,» 2022. [Online].

[24] Juniper Research, «Why Smart Grid is Critical to Energy Market Sustainability,» 2021. [Online].

[25] C. Z. A. P. M. B. Jing Wang, «Design of an advanced energy management system for microgrid control using a state machine,» *Applied Energy,* 2018.

[26] S. M. Mounica Nutakki, «Review on optimization techniques and role of Artificial Intelligence in home,» *Engineering Applications of Artificial Intelligence,* 2023.

[27] Max Schwenzer, Muzaffer Ay, Thomas Bergs, Dirk Abel, «Review on model predictive control: an engineering perspective,» 2021.

[28] Gianluca Serale, Massimo Fiorentini , Alfonso Capozzoli, Daniele Bernardini and Alberto Bemporad, «Model Predictive Control (MPC) for Enhancing Building and HVAC System Energy Efficiency: Problem Formulation, Applications and Opportunities,» 2018.

RINGRAZIAMENTI