



**UNIVERSITÀ DI ROMA TOR VERGATA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA
CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA ENERGETICA**

Tesi di laurea magistrale

**Sviluppo e simulazione di un sistema di controllo
predittivo per la gestione di sistemi energetici ibridi a
idrogeno per applicazioni residenziali**

Relatore

Prof. Lorenzo Bartolucci

Laureando

Federico Donato

ANNO ACCADEMICO 2020/2021

Indice

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introduzione | 1 |
| 1.1 | Il ruolo dei combustibili fossili | 1 |
| 1.2 | Il problema dell'inquinamento atmosferico | 3 |
| 1.3 | Politiche energetiche | 5 |
| 1.4 | Il ruolo delle fonti rinnovabili | 7 |
| 2 | Contesto e revisione della letteratura | 10 |
| 2.1 | Idrogeno, generazione distribuita e Smart Grid | 10 |
| 2.1.1 | Digitalizzazione della rete elettrica | 10 |
| 2.1.2 | Sistemi energetici ibridi basati su idrogeno | 12 |
| 2.1.3 | Problemi OPF e approccio MILP | 20 |
| 2.2 | Richiami di programmazione lineare | 21 |
| 2.3 | Algoritmi di controllo predittivo | 22 |
| 2.4 | Sistemi energetici ibridi ad uso residenziale | 25 |
| 3 | Modello numerico | 28 |
| 3.1 | YALMIP | 28 |
| 3.2 | Descrizione del modello | 30 |
| 3.2.1 | Controllore MPC1 | 36 |
| 3.2.2 | Controllore MPC2 | 38 |
| 3.2.3 | Controllore DP3 | 40 |
| 4 | Risultati | 45 |
| 4.1 | Andamento delle prestazioni in funzione dell'errore delle previsioni | 48 |
| 4.1.1 | Caso 1: previsioni perfette | 48 |
| 4.1.2 | Caso 2: previsioni accettabili | 55 |
| 4.1.3 | Caso 3: previsioni sbagliate | 56 |
| 4.2 | Analisi aggiuntiva sull'effetto di previsioni errate | 62 |
| 4.3 | Andamento delle prestazioni in funzione della capacità della batteria | 70 |

INDICE

| | |
|----------------------------|-----------|
| 5 Conclusioni | 74 |
| Bibliografia | 76 |
| Lista delle Figure | 82 |
| Lista delle Tabelle | 83 |

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Il ruolo dei combustibili fossili

I combustibili fossili, prevalentemente carbone, petrolio e gas naturale, sono da sempre stati alla base del sistema energetico, ed anche ai giorni nostri sono la principale fonte energetica sfruttata dall'uomo, per via di una serie di importanti proprietà che li contraddistinguono:

- elevata densità energetica, ovvero hanno un buon rapporto energia/volume;
- facilità di trasporto, valida specialmente per combustibili solidi e liquidi;
- facilità di stoccaggio;
- facilità di utilizzo, ovvero la conversione dell'energia chimica in essi contenuta verso forme più avanzate di energia (es. meccanica, elettrica) si basa su processi e macchinari relativamente semplici e tecnologicamente accessibili;
- bassi costi, per via della loro facilità di utilizzo, trasporto e stoccaggio, e dovuti anche alla presenza di un certo numero di riserve e giacimenti [1].

Per tutti questi fattori, fin dall'epoca della rivoluzione industriale i combustibili fossili hanno avuto un ruolo preponderante per tutta una serie di applicazioni, riconducibili non solo al settore industriale o nell'ambito della produzione di energia elettrica, ma anche per processi produttivi e gestionali legati, ad esempio, ad autotrazione, trasporto marittimo e aereo, riscaldamento e processi industriali. Ad oggi, petrolio (40%), carbone (26%) e gas naturale (23% e in forte crescita) provvedono a poco più dell'85% dell'intero fabbisogno energetico mondiale (fig.1.1 [2]).

Se da un lato le fonti fossili sono caratterizzate da una serie di pregi e proprietà, che

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

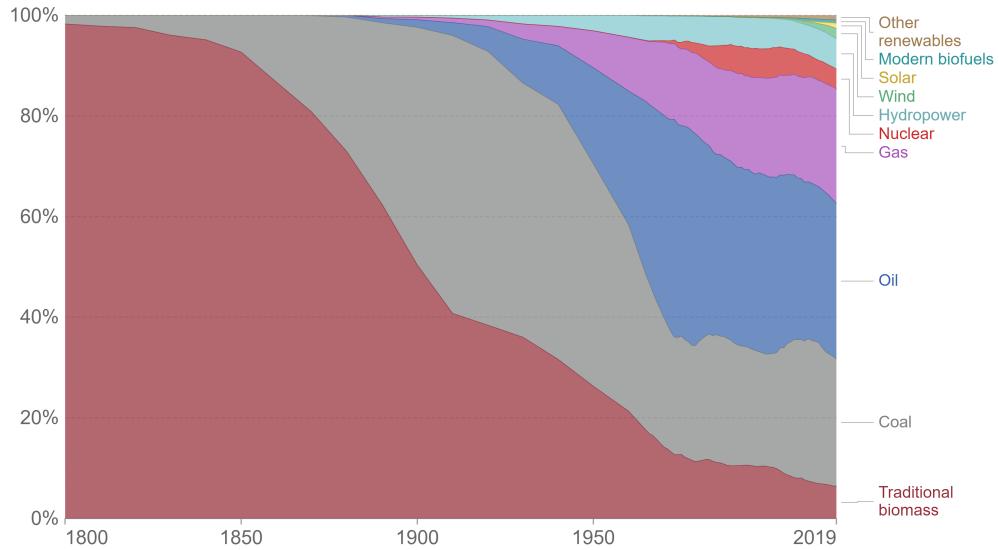


Figura 1.1: Evoluzione del consumo globale di energia primaria per fonte energetica

li hanno resi nel corso del tempo la soluzione ideale per applicazioni energetiche, dall’altro evidenziano però importanti problematiche e svantaggi, quali:

- inquinamento atmosferico, legato alla presenza di certe sostanze (es. zolfo e azoto) che a seguito dei normali processi di conversione dell’energia provocano la liberazione di composti dannosi per l’ambiente e per l’uomo (es. anidride solforosa, responsabile del fenomeno delle piogge acide);
- essendo idrocarburi, l’intrinseca presenza del carbonio all’interno della loro struttura chimica ne determina, in condizioni di utilizzo da combustibile in reazioni di combustione, la formazione e la conseguente liberazione in atmosfera di anidride carbonica, considerato il principale gas serra responsabile del fenomeno del surriscaldamento globale;
- le fonti fossili non sono fonti rinnovabili, dato che i tempi di fossilizzazione associati alla formazione di questi combustibili sono estremamente lunghi e quindi non compatibili con i fabbisogni energetici della società odierna;
- non omogeneità, ovvero i giacimenti e le riserve non sono ripartiti in maniera omogenea sulla superficie terrestre, il che ha prodotto nel corso degli anni una serie di problematiche ulteriori legate a questioni di carattere geo-politico e di tensioni internazionali.

1.2 Il problema dell'inquinamento atmosferico

La crescente consapevolezza da parte della comunità scientifica sulle potenziali conseguenze del cambiamento climatico spinse le Nazioni Unite, nel 1992, a dotarsi di un piano d'azione per contrastare l'aumento delle temperature: l'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change).

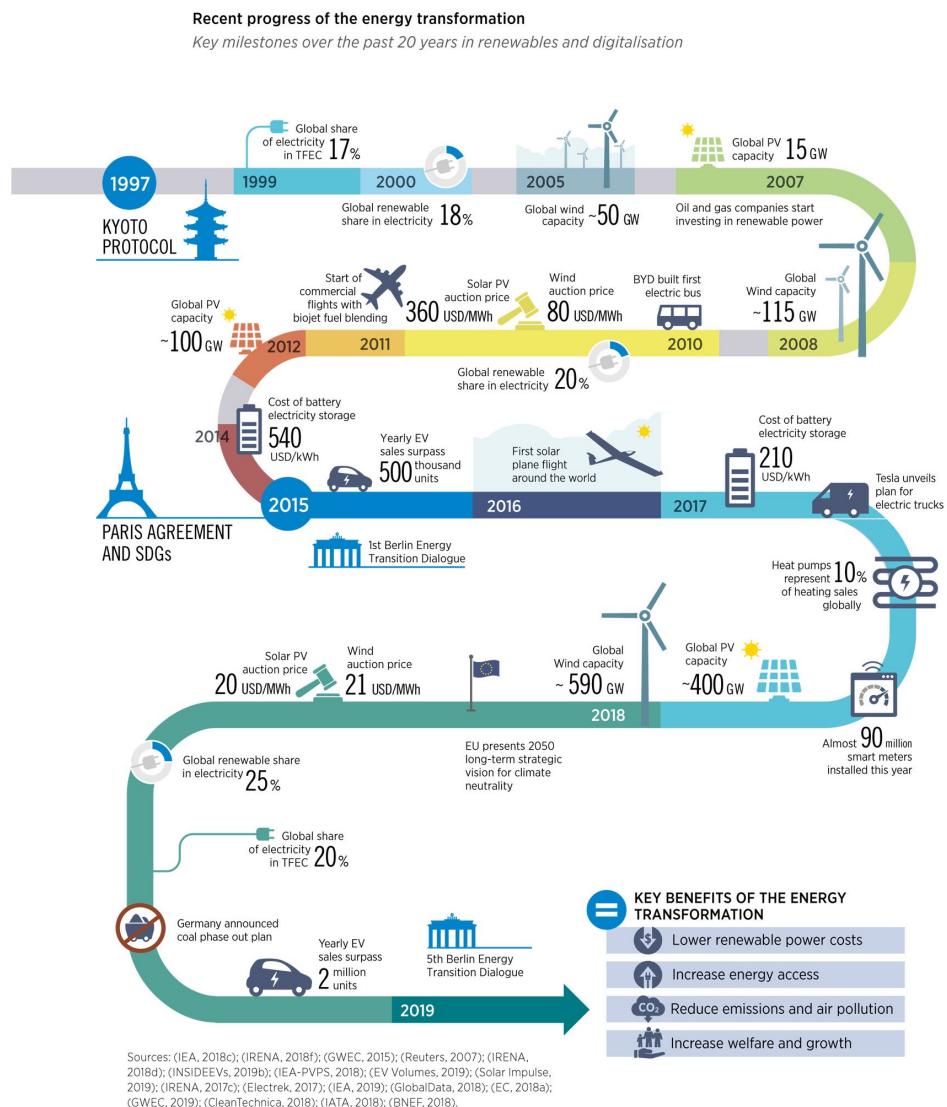


Figura 1.2: Energy transformation roadmap

Tra le varie tappe che hanno portato alla definizione di un programma condiviso per il contrasto ai cambiamenti climatici, due accordi storici (riportati in fig.1.2) sono stati:

- il Protocollo di Kyoto (1997), che fu il primo accordo internazionale a prevedere un impegno concreto e giuridicamente vincolante da parte dei paesi

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

firmatari a ridurre le proprie emissioni: in particolare, esso richiedeva la riduzione del 5% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, da realizzarsi entro il 2012. La ratificazione del protocollo fu però molto lenta, tanto che ottenne le firme necessarie per entrare in vigore solo nel 2005;

- l'Accordo di Parigi (2015), che prevede l'impegno da parte di tutta la comunità internazionale di contenere l'aumento totale della temperatura media globale entro i 2°C, e possibilmente entro 1.5°C. Per far questo i Paesi firmatari dell'Accordo di Parigi si impegnano a ridurre drasticamente le proprie emissioni nei prossimi anni per arrivare, con *target* al 2050, a zero emissioni nette, ovvero ad una situazione ottimale tale per cui i (pochi) gas serra emessi riescono ad essere completamente riassorbiti da processi naturali (foreste, oceani) e dalle tecnologie CCUS di rimozione, utilizzo e stoccaggio del carbonio [3].

Uno degli elementi attualmente più importanti per la lotta al cambiamento climatico, introdotto dall'Accordo di Parigi, è la produzione, da parte di ogni Paese, di una *Nationally Determined Contribution* (NDC), ovvero di un piano di azione da aggiornare e ripresentare ogni 5 anni che configuri in modo chiaro la strategia che ogni Stato intende adottare per ridurre le emissioni inquinanti e mitigare gli impatti ambientali.

Successivamente, nel 2018, la 24° conferenza delle Parti dell'UNFCCC di Katowice ha concordato le norme per l'attuazione dell'accordo di Parigi, e ha ribadito la necessità di limitare l'incremento della temperatura oltre gli 1.5°C rispetto ai livelli preindustriali: per ottenere questo risultato, si dovranno limitare del 45% le emissioni di gas serra entro il 2030.

Lo scorso anno, infine, con il *Glasgow Climate Pact* alla "Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 2021 (COP26)", i paesi delle Nazioni Unite hanno raggiunto un accordo sulla riduzione dell'utilizzo del carbone e dei combustibili fossili in generale: fino ad allora, i precedenti accordi COP non menzionavano neppure il petrolio, il carbone e il gas naturale come causa principale dei cambiamenti climatici. Le politiche energetiche che i Paesi firmatari degli accordi sul clima dovranno definire per attuare il raggiungimento di questi importanti obiettivi avranno quindi come fattore comune l'attuazione di un processo di transizione verso un sistema energetico più pulito, con l'obiettivo di uno sviluppo più sostenibile in grado di coniugare sia la crescita economica, sia la riduzione delle emissioni e di conseguenza il consumo dei combustibili fossili.

1.3 Politiche energetiche

Per prevenire cambiamenti climatici dalle conseguenze irreversibili, si è reso necessario un rapido intervento per la progressiva riduzione delle emissioni globali. Attualmente, circa 50 miliardi di tonnellate di gas serra (misurate in tonnellate di CO_2 equivalente) sono emesse ogni anno in tutto il mondo [4].

Al fine di ridurre in maniera efficace questo valore, al netto delle tecnologie attualmente a disposizione, è necessario individuare i settori e processi che più contribuiscono alle emissioni globali.

La fig.1.3, in cui sono riportate le emissioni annue di CO_2 equivalente associate ad una serie di settori chiave, evidenzia come nel 2018, a fronte di una produzione totale di emissioni inquinanti pari a circa 50,25 miliardi di tonnellate, il 31% sia riconducibile al settore della produzione di energia elettrica e riscaldamento, il 16% al settore dei trasporti ed il 12% al settore industriale [5].

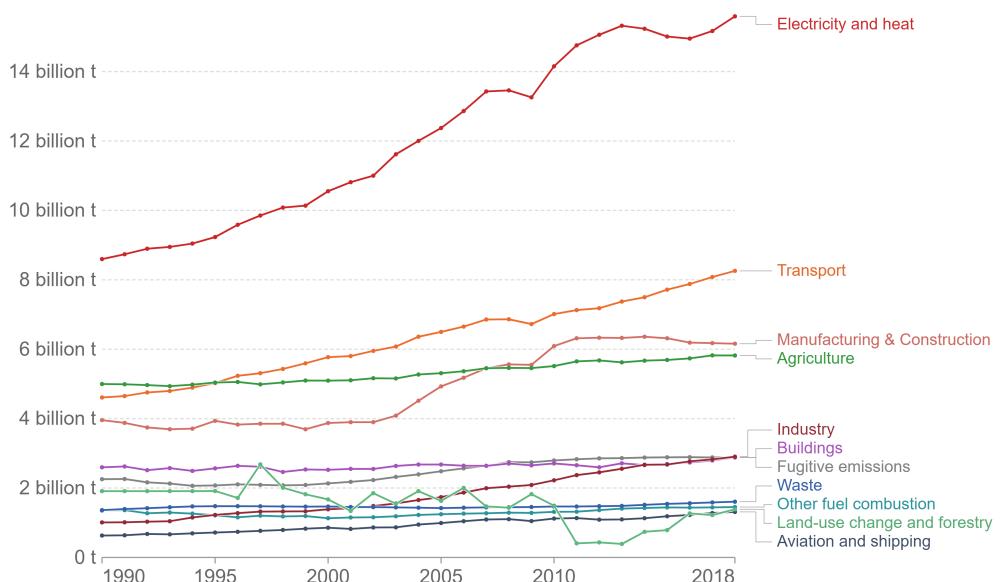


Figura 1.3: Evoluzione delle emissioni annue di CO_2 equivalente

Il perseguitamento degli obiettivi climatici non può quindi che passare per la pianificazione di azioni finalizzate alla decarbonizzazione dei settori più inquinanti, come quello elettrico, termico e dei trasporti.

Per fare ciò, le strategie energetiche devono essere tali da massimizzare l'efficienza energetica delle diverse tecnologie di conversione dell'energia, incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili e promuovere l'elettrificazione, sviluppando nuove tecnologie per la mobilità elettrica e gli usi termici.

La pianificazione e la attuazione di tali strategie energetiche ha portato, nel 2015,

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

alla messa a punto di una strategia condivisa di "Unione dell'Energia" per i paesi membri dell'Unione Europea, i cui 5 principali obiettivi sono:

- diversificare le fonti energetiche dell'Europa, assicurando la sicurezza energetica attraverso la solidarietà e la cooperazione tra i paesi dell'Unione Europea;
- garantire il funzionamento di un mercato interno dell'energia, tale da permettere il libero flusso all'interno dell'UE attraverso infrastrutture opportune e senza ostacoli di natura tecnica o burocratica;
- aumentare l'efficienza energetica e limitare la dipendenza dalle importazioni di energia, contenere le emissioni inquinanti e incentivare l'occupazione e la crescita;
- attuare una transizione radicale del sistema economico, per arrivare ad una economia a basse emissioni di carbonio;
- promuovere la ricerca riguardo alle tecnologie energetiche pulite e a basse emissioni di carbonio e dare priorità alla ricerca e all'innovazione per guidare la transizione energetica e migliorare la competitività [6].

Del 2018 è invece il "Effort Sharing Regulation", ovvero un quadro politico europeo di condivisione degli sforzi per i temi della transizione energetica e del cambiamento climatico, in cui si prevede una riduzione al 2030 del 30% delle emissioni di *GHG* (*Greenhouse Gases*) rispetto ai livelli del 2005 nei settori più inquinanti, ossia quello energetico, dei trasporti e dell'agricoltura [7].

Nel 2019 si attiva poi il "Green Deal Europeo", un importante insieme di iniziative politiche proposte dalla Commissione Europea con l'obiettivo generale di raggiungere la neutralità climatica in Europa entro il 2050, attraverso la *"revisione di ogni legge vigente in materia di clima e l'introduzione di nuove leggi sull'economia circolare, sulla ristrutturazione degli edifici, sulla biodiversità, sull'agricoltura e sull'innovazione"*: affinchè ciò avvenga, uno degli obiettivi è quello di decarbonizzare il sistema energetico dell'Unione Europea, con il fine di ottenere emissioni di gas serra nette nulle entro il 2050 [8].

Sempre in materia energetica e climatica, gli "Obiettivi di Sviluppo Sostenibile" (o *Sustainable Development Goals - SDG, fig.1.4*) sono una serie di 17 obiettivi interconnessi, conosciuti anche come "Agenda 2030", definiti dall'Organizzazione delle Nazioni Unite, che mirano ad affrontare un'ampia gamma di questioni relative allo sviluppo economico e sociale. Tra questi l'obiettivo 7 (Energia pulita e accessibile),

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

per garantire a tutti l'accesso a servizi energetici economici, affidabili, sostenibili e moderni, attraverso l'incremento della quota di energia rinnovabile nel consumo globale di energia [9].



Figura 1.4: Sustainable Development Goals - SDG

1.4 Il ruolo delle fonti rinnovabili

All'interno del contesto finora definito, la transizione energetica ha come punto fermo l'incremento della quota di produzione di energia da fonti rinnovabili. Queste fonti, considerate sempre più una valida alternativa ai combustibili fossili, sono energie non soggette ad esaurimento, poiché si rigenerano ad un ritmo pari o superiore a quello con cui vengono consumate, grazie ad una serie di processi fisici, come avviene per la luce solare, il vento, il ciclo dell'acqua, le maree, le onde ed il calore geotermico, o chimici, come avviene per le biomasse.

Rispetto alle fonti fossili tradizionali, le fonti rinnovabili hanno l'importante caratteristica di non produrre emissioni inquinanti e sono sostanzialmente presenti in maniera omogenea su tutta la superficie terrestre: inoltre, sono risorse naturali illimitate e quindi sfruttabili gratuitamente anche per applicazioni energetiche.

Nel 2020, le energie rinnovabili hanno contribuito per il 22,1% all'energia complessivamente consumata in Europa, circa 2 p.p. in più rispetto all'obiettivo del 20% [10].

Secondo il Rapporto Statistico del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [11], nel 2020 le fonti rinnovabili di energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico italiano, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica (settore Elettrico), sia per riscaldamento e raffrescamento (settore Termico), sia come biocarburanti utilizzati nel settore dei Trasporti.

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

Nel settore Elettrico risultano installati a fine 2020 circa 949'000 impianti a fonti rinnovabili in Italia per una potenza complessiva di 56,6 GW, con un incremento del 2% rispetto al 2019 e legato alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici (+ 785 MW) ed eolici (+ 192 MW), per una produzione linda di energia elettrica da FER di 116,9 TWh pari al 41,7% della produzione complessiva nazionale (fig.1.5): il mix di produzione rinnovabile vede la conferma dell'idroelettrico come fonte principale (40,7% della produzione totale), seguita da solare (21,3%), bioenergie (16,8%), eolica (16%) e geotermica (5,2%).

Nel settore Termico, invece, i consumi complessivi di energia termica da FER sono 10,4 Mtep, pari a poco meno di un quinto (19,9%) dei consumi energetici totali del settore: le fonti rinnovabili più impiegate sono la biomassa solida (6,7 Mtep), utilizzata soprattutto in modo diretto in forma di legna da ardere o pellet, ed i sistemi pompa di calore (2,5 Mtep), mentre risultano contenuti i contributi delle altre fonti. In maniera analoga, il settore dei Trasporti ha rilevato l'immissione in consumo di biocarburanti (biodiesel, benzine bio, biometano) pari a circa 1,5 milioni di tonnellate, per un contenuto energetico di 1,35 Mtep (+2,2% rispetto al 2019).

| Potenza efficiente linda (MW) | Produzione linda | | | | | | |
|--|------------------|--------------|-----------------|-----------------------------|--------------|-----------------|-------------|
| | effettiva | | | da Direttiva 2009/28/CE (*) | | | |
| | TWh | ktep | Var. % sul 2019 | TWh | ktep | Var. % sul 2019 | |
| Idraulica | 19.106 | 47,6 | 4.089 | 2,7% | 48,0 | 4.126 | 2,0% |
| Eolica | 10.907 | 18,8 | 1.613 | -7,1% | 19,8 | 1.706 | 3,6% |
| Solare | 21.650 | 24,9 | 2.145 | 5,3% | 24,9 | 2.145 | 5,3% |
| Geotermica | 817 | 6,0 | 518 | -0,8% | 6,0 | 518 | -0,8% |
| Bioenergie | 4.106 | 19,6 | 1.688 | 0,4% | 19,6 | 1.682 | 0,3% |
| – Biomasse solide (**) | 1.688 | 6,8 | 585 | 2,9% | 6,8 | 585 | 2,9% |
| – Biogas | 1.452 | 8,2 | 702 | -1,3% | 8,2 | 702 | -1,3% |
| – Bioliquidi | 966 | 4,7 | 401 | -0,2% | 4,6 | 395 | -0,4% |
| Totale | 56.586 | 116,9 | 10.053 | 0,9% | 118,4 | 10.176 | 2,5% |

Figura 1.5: Potenza e produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2020

Il monitoraggio dei target al 2020 sulle FER fissati dalla direttiva 2009/28/CE evidenzia quindi come la quota dei consumi energetici complessivi coperta da FER nel 2020, pari al 20,4%, sia superiore sia all'*overall target* assegnato all'Italia per lo stesso anno (17,4%), sia all'analogo valore rilevato nel 2019 (18,2%). La notevole contrazione dei consumi di alcune fonti fossili, dovuta agli effetti dell'emergenza sanitaria da Covid-19, è infine alla base della significativa diminuzione dell'indice di dipendenza energetica: nel 2020 l'Italia ha infatti importato il 73,5% delle fonti energetiche complessivamente impiegate, un dato inferiore sia a quello rilevato l'anno precedente (77,5%) sia, più in generale, al valore medio del decennio 2010-2019 (78,9 %).

Questi risultati mostrano come i temi del cambiamento climatico e della decarboni-

CAPITOLO 1. INTRODUZIONE

nizzazione del settore elettrico e termico siano ormai concretamente integrati all'interno della politica energetica italiana, i cui obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti (attualmente con risultati incoraggianti) sono progressivamente rispettati anche grazie ad una penetrazione sempre più efficace e duratura delle energie rinnovabili all'interno del sistema energetico.

A fronte di un gran numero di caratteristiche ideali per l'ambito energetico in cui trovano applicazione, le fonti rinnovabili presentano però una serie di criticità importanti, su tutte la non programmabilità (o intermittenza) di servizio.

Il problema dell'intermittenza consiste in una continuità di servizio limitata che dipende direttamente dalla disponibilità delle risorse naturali su cui queste fonti si basano: ad esempio, gli impianti fotovoltaici e solari termici richiedono la presenza costante del Sole, e le turbine eoliche quella del vento. Per mitigare questa problematica, la progettazione di impianti ad energie rinnovabili prevede ad oggi un sovrardimensionamento della taglia di potenza installata e l'utilizzo di un sistema di accumulo: tali sistemi comprendono un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionali ad assorbire e rilasciare energia elettrica, in grado di superare l'aleatorietà dell'energia rinnovabile a cui sono associati, garantendo la continuità di servizio. Le principali tipologie di *energy storage* attualmente impiegate comprendono sistemi meccanici (pompe idroelettriche, sistemi ad aria compressa, volani), elettrostatici (supercapacitor), elettrochimici (batterie) e chimici (fuel cells), e costituiscono un mezzo chiave per l'integrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico e per il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del settore elettrico.

Sulla base di quanto introdotto, il presente lavoro di tesi si prefigge lo sviluppo, in ambiente *Matlab-Simulink*, di un algoritmo di programmazione lineare per il controllo predittivo di un sistema energetico ibrido basato su idrogeno e fonti rinnovabili, tale da minimizzare determinate funzioni-obiettivo e garantire al tempo stesso la gestione ottimale dei componenti del sistema più sensibili al deterioramento, introducendo il concetto di "Health Management" per batterie e fuel cell.

Lo sviluppo di tale modello è finalizzato in primo luogo all'ottenimento di un sistema di controllo innovativo e affidabile, capace di determinare istante per istante il mix di generazione e consumo in grado di ottimizzare una serie di parametri operativi, e tale in secondo luogo da perseguire gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico e di monitoraggio della salute dei componenti senza compromettere il profilo di scambio con la rete o gravare sui costi finali.

Capitolo 2

Contesto e revisione della letteratura

2.1 Idrogeno, generazione distribuita e Smart Grid

2.1.1 Digitalizzazione della rete elettrica

Per il soddisfacimento degli obiettivi di sostenibilità e sicurezza, il settore dell’energia è negli ultimi anni all’interno di una significativa fase di transizione energetica. I protagonisti più importanti del nuovo paradigma sono le energie rinnovabili (da integrare e gestire in maniera opportuna), l’efficienza energetica, la digitalizzazione delle reti e i sistemi di *storage*.

È infatti in atto un passaggio dal sistema tradizionale ”monodirezionale” (produzione, trasmissione, distribuzione, carichi), di tipo centralizzato, ad un sistema più complesso e integrato con flussi di energia elettrica a più direzioni, ad alta volatilità e ridotta prevedibilità: con il termine ”generazione distribuita” si fa quindi riferimento ad una produzione di energia elettrica in impianti di produzione di piccola taglia, dispersi o localizzati in più punti del territorio, e collegati direttamente alla rete nazionale a bassa tensione. [12]. Si tratta, cioè, di una produzione decentralizzata, differente rispetto all’attuale modello centralizzato, il quale consiste invece in una generazione concentrata in poche centrali elettriche di grande taglia.

Le differenze più rilevanti tra queste due tipologie sono:

- la produzione centralizzata garantisce economie di scala legate alla taglia degli impianti, mentre con la produzione distribuita si possono verificare economie di scala basate sulla loro standardizzazione;
- i grandi impianti di produzione sono collegati alla rete in alta tensione, mentre i piccoli impianti sono collegati in media o bassa tensione. In linea generale, il trasporto di energia elettrica a tensioni più basse determina un aumento

notevole delle perdite per trasmissione, tuttavia in un sistema di generazione distribuita il luogo di produzione dell'energia (attraverso impianti di autoproduzione di piccola taglia) coincide con il luogo di utilizzo, e questo permette di ridurre in maniera significativa le distanze percorse. Il consumo di energia nel luogo stesso della produzione permette dunque un azzeramento delle perdite, risultando quindi più conveniente in termini assoluti rispetto alla distribuzione su grandi distanze derivante dalla generazione centralizzata;

- la generazione di tipo centralizzato richiede il coordinamento di un piccolo gruppo di produttori per realizzare le operazioni di dispacciamento dell'energia elettrica in rete, mentre la produzione distribuita richiede invece sistemi di automazione via *software* più diffusi e complessi per il controllo dei numerosi piccoli impianti sparsi sul territorio. Alcune fonti di produzione, inoltre, sono in ogni caso onerose dal punto di vista del dispacciamento. In particolare, le fonti rinnovabili basate su sole e vento creano difficoltà a causa della loro produzione intermittente e aleatoria, ovvero poco prevedibile e controllabile [13].

La transizione verso le rinnovabili comporta quindi, oltre che un cambio di fonti di approvvigionamento, anche una modifica radicale del sistema di generazione e distribuzione dell'energia. In questo contesto, una delle figure emergenti nel nuovo scenario del settore elettrico è rappresentata dal "*prosumer*" (*producer + consumer*): dal pannello fotovoltaico all'impianto di microcogenerazione, dal mini-eolico all'auto elettrica, sono diverse le tecnologie con cui sia un privato cittadino che un'azienda possono diventare un produttore di energia oltre che consumatore [14].

L'evoluzione del consumatore, di pari passo con quella della rete elettrica, porta quindi alla definizione delle cosiddette "*Smart Grid*", ovvero sistemi innovativi dotati di algoritmi di gestione e comunicazione intelligente in grado di poter gestire, in maniera ottimale e sicura, l'aleatorietà dei flussi di energia derivanti da un insieme di impianti rinnovabili decentralizzati. Dato che le energie rinnovabili non sono programmabili, il paradigma della generazione distribuita richiede infatti una maggiore attenzione nella gestione del sistema elettrico complessivo, per consentire, in modo dinamico ed in tempo reale, la gestione locale di eventuali surplus/deficit di energia, modulando istante per istante la generazione relativa alle centrali allacciate alle reti di trasmissione nazionale.

La *Smart Grid* non è quindi una singola rete, ma un insieme di reti, che hanno l'obiettivo di mettere in contatto diverse strutture dei *provider* di energia (che attualmente si connettono manualmente alla rete nazionale e si organizzano autono-

mamente) su vari livelli e con una coordinazione automatica, con importanti vantaggi in termini di connettività, automazione e coordinazione tra i fornitori, i consumatori e la rete, per compiere al meglio i lavori di trasmissione e dispacciamento dell'energia [15].

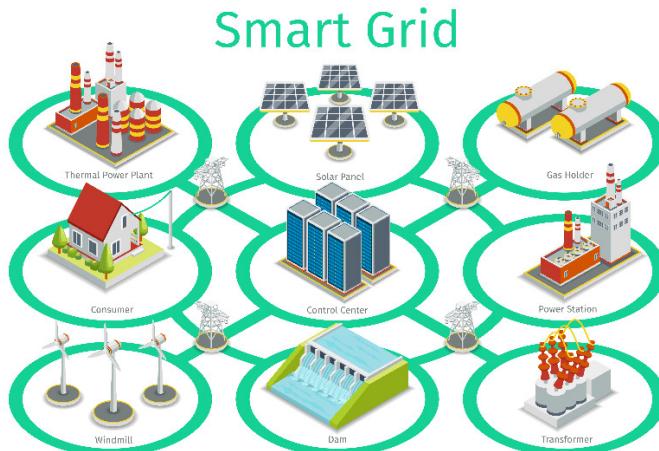


Figura 2.1: Struttura di una *Smart Grid*

2.1.2 Sistemi energetici ibridi basati su idrogeno

La gestione delle situazioni locali, dinamiche e a bassa prevedibilità, di surplus/deficit di energia elettrica è un aspetto chiave per garantire sia la stabilità del sistema elettrico che il conseguimento dell'obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico.

Un aspetto chiave per evolvere verso un sistema energetico più pulito e conveniente è quello di cercare di integrare diversi componenti della catena di trasformazioni energetiche. Per far ciò, una soluzione innovativa è rappresentata dai "Sistemi Energetici Ibridi" (o MES - "Multi Energy Systems"), ovvero sistemi energetici in cui l'integrazione di diverse fonti energetiche, principalmente rinnovabili, e di diverse tecnologie di conversione, tra cui i sistemi di accumulo, permette di sfruttare la sinergia tra le fonti impiegate al fine di migliorare l'efficienza globale del sistema. I sistemi MES, in grado di gestire le fluttuazioni e la non-programmabilità delle risorse rinnovabili, possono quindi favorirne la penetrazione nel sistema energetico. In ottica *Smart Grid*, inoltre, le diverse modalità di uso finale dell'energia (es. termica ed elettrica) non sono più disaccoppiate, ma possono interagire tra loro su più livelli (abitazione privata, quartiere, città ecc.), generando vantaggi significativi in termini economici, energetici e ambientali rispetto alla produzione tradizionalmente separata degli stessi vettori energetici.

Un MES viene definito da quattro flussi di caratterizzazione, per evidenziarne le molteplici prospettive e la complessità:

- Prospettiva multi-spaziale, in base alla quale il MES può essere inteso a diversi livelli di aggregazione in termini di componenti o anche solo concettualmente. I vari livelli possono essere edifici, quartieri fino a realtà più grandi come città o addirittura paesi;
- Prospettiva multiservizi, o "output", dai servizi energetici al settore dei trasporti, mediante l'integrazione di più vettori energetici;
- Prospettiva multi-combustibile, per la quale si evidenzia come più combustibili possano essere integrati per un ottimale fornitura;
- Prospettiva di rete, dove viene discusso il ruolo delle reti energetiche (per elettricità, gas, teleriscaldamento, raffreddamento, idrogeno...), in termini di facilitazione dello sviluppo di tecnologie multienergetiche e della loro interazione per ridurre al minimo i costi di sistema e massimizzare le prestazioni ambientali.

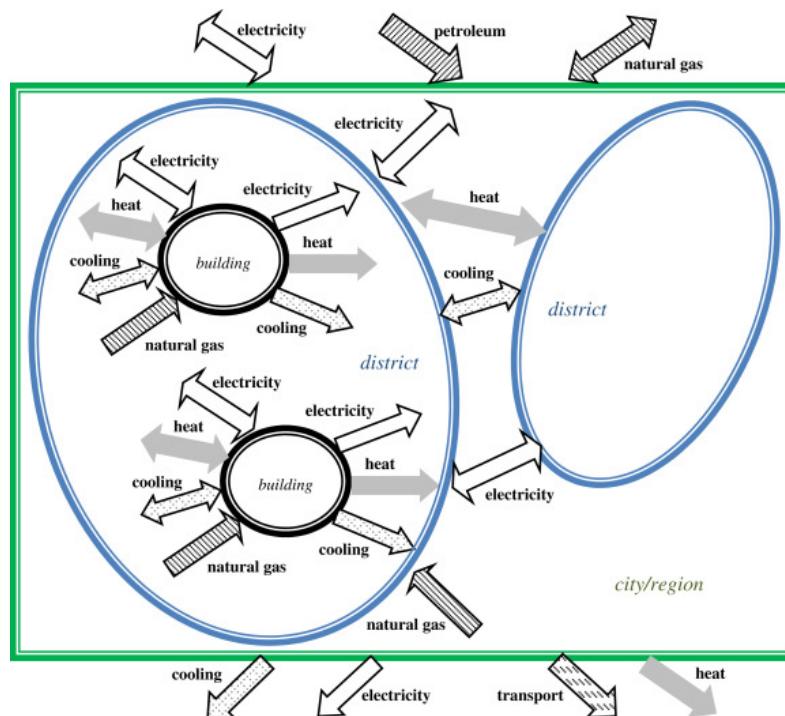


Figura 2.2: Illustrazione schematica della prospettiva dei MES

Nell'ottica dei sistemi multienergetici, particolare attenzione viene rivolta all'idrogeno come vettore energetico.

L'idrogeno è il carburante con la maggiore densità energetica in massa: 1 kg contiene la stessa energia di 2,4 kg di metano o di 2,8 kg di benzina. Inoltre, è l'unico carburante che, comunque lo si usi, in motori a combustione tradizionali o in celle a combustibile, non produce emissioni climalteranti, ma semplicemente acqua. Un'ulteriore preziosa caratteristica dell'idrogeno è l'elevata efficienza di conversione: in un auto a idrogeno con celle a combustibile, fino al 60% dell'energia chimica dell'idrogeno viene convertita in energia motrice per il veicolo, mentre il rendimento meccanico di motori a combustione tradizionale oscilla tra il 20% e il 35%. Già da tempo l'idrogeno è ampiamente utilizzato nell'industria, per via della sua facilità di stoccaggio e di trasporto, per esempio in condutture come quelle usate per il gas. Tuttavia, pur essendo presente in quantità, sulla Terra l'idrogeno non è disponibile in natura da solo, ma soltanto in forma legata ad altri elementi, come ad esempio nell'acqua o negli idrocarburi. Per separarlo dagli altri elementi, è necessario fornire dell'energia che favorisca il processo di separazione e sostenendo un costo economico e spesso anche con conseguenze ambientali: per questo motivo, l'idrogeno è considerato un vettore energetico. Ad oggi, circa il 95% dell'idrogeno impiegato in ambito industriale è ottenuto da processi di reforming del metano o gassificazione del carbone che, al netto dei bassi costi di esercizio, generano però emissioni inquinanti, vanificando o comunque penalizzando i vantaggi ambientali ottenibili in fase di utilizzo.

Soltanto il cosiddetto "idrogeno verde", ottenuto per separazione tramite processi alimentati da energia rinnovabile, è davvero a impatto zero, senza emissioni inquinanti e senza consumo di preziose risorse naturali. Ad oggi, i processi "green" più promettenti per la produzione di idrogeno su scala industriale sono:

- lo sfruttamento di alghe, fanghi e acque reflue in bioreattori;
- l'elettrolisi dell'acqua, che consiste nel ricavare idrogeno tramite il passaggio di corrente a basso voltaggio nell'acqua, generando ossigeno e idrogeno gassoso [16].

Quest'ultima soluzione, in particolare, è molto interessante in ottica di integrazione con altre fonti rinnovabili (es. fotovoltaico e eolico), poiché l'idrogeno può essere così prodotto durante le situazioni di surplus di produzione elettrica (rispetto alla capacità di trasporto della rete o alla richiesta del carico, ad esempio), ed impiegato successivamente in condizioni di deficit di generazione (es. di notte o in condizioni di scarso vento) dovute alla non programmabilità delle energie rinnovabili. In questo modo, l'idrogeno verde prodotto svolge la funzione di stoccaggio chimico, permettendo una gestione energeticamente sostenibile e programmabile delle fonti

rinnovabili, e quindi favorendone la penetrazione all'interno del sistema energetico e garantendo al tempo stesso la necessaria stabilità di esercizio della rete elettrica. I sistemi energetici ibridi basati su fonti rinnovabili e idrogeno rappresentano dunque una opportunità importante, grazie alla loro flessibilità e programmabilità, per la transizione energetica del settore elettrico. Per sistemi di questo tipo, i componenti solitamente dedicati alla produzione e alla conversione energetica dell'idrogeno sono rispettivamente un elettrolizzatore e una cella a combustibile:

- l'elettrolizzatore (o cella elettrolitica) è un dispositivo elettrochimico che, alimentato da energia elettrica, permette, grazie ad un elettrolita e ad una membrana, di rompere le molecole dell'acqua, separando l'idrogeno dall'ossigeno. Attraverso un sistema idraulico opportuno, l'idrogeno prodotto è inviato ad un serbatoio per lo stoccaggio, mentre l'ossigeno può anch'esso essere stoccatto o alternativamente emesso in atmosfera [17].
- la cella a combustibile (o "fuel cell", fig.2.5) è invece un dispositivo elettrochimico che permette di produrre elettricità, senza la necessità di processi di combustione, ma direttamente dall'idrogeno. In maniera analoga ad una batteria, la fuel cell converte l'energia chimica del combustibile direttamente ed efficacemente in elettricità, attraverso una reazione chimica caratterizzata da alta efficienza, basse temperature di esercizio, semplicità di funzionamento, basse emissioni e silenziosità [18].

Il principio alla base delle celle a combustibile è quello della generazione diretta, a partire dai reagenti, di una forza elettromotrice per mezzo di una reazione elettrochimica (in modo analogo alle pile elettriche), anzichè attraverso i tradizionale processi di combustione per la conversione dell'energia chimica in energia elettrica (come avviene nei generatori elettrici alimentati da macchine a combustione termica). A differenza di una batteria, che è un sistema chiuso e pertanto funziona consumando i componenti attivi degli elettrodi (ha quindi una durata limitata dipendente dalla quantità di reagenti presenti), la cella a combustibile funziona tramite un flusso di reagenti proveniente dall'esterno, che di conseguenza garantisce una vita di funzionamento teoricamente continua fintanto che viene assicurato il rifornimento dei reagenti. I principi di funzionamento coinvolgono quindi la teoria alla base dell'elettrochimica, della termodinamica e dell'idrodinamica, e la reazione chimica che avviene si base sull'idea di spezzare le molecole del combustibile o del comburente in ioni positivi ed elettroni che, passando da un circuito esterno, generano corrente elettrica. Per via della semplicità atomica e della presenza di un solo legame e relativamente debole, l'idrogeno rappresenta il combustibile ideale per le

celle a combustibile, in quanto non richiede la ionizzazione di molte molecole e non necessita di un'elevata energia di attivazione. Il comburente tipicamente utilizzato è invece l'ossigeno dell'aria, dato che non solo reagisce con l'idrogeno producendo acqua come unica sostanza emessa, ma è anche disponibile in abbondanza e gratuitamente dall'atmosfera. Nonostante ciò, il doppio legame tra gli atomi delle molecole di ossigeno è più forte rispetto al caso dell'idrogeno biatomico, e questo rappresenta un ostacolo maggiore alla catalisi della reazione elettrochimica.

La forza elettromotrice fem, o potenziale E , di una cella a combustibile è espressa dalla seguente relazione (equazione di Nernst):

$$E = E_0 - \frac{RT}{nF} \ln \frac{p_{H_2O}}{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}} \quad (2.1)$$

Dove E_0 rappresenta il potenziale standard della cella, cioè il valore che si otterrebbe se sia reagenti che prodotti fossero alle condizioni standard ($p = 1$ bar, $T = 0$ °C), n il numero di elettroni coinvolti nella reazione, F la costante di Faraday, R la costante universale dei gas e p_{H_2O} , p_{H_2} e p_{O_2} rispettivamente le pressioni parziali di acqua, idrogeno e ossigeno. Definendo l'efficienza di una cella a combustibile:

$$\eta_{FC} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (2.2)$$

come rapporto tra la variazione di energia libera di Gibbs, legata alla reazione elettrochimica, e la variazione di entalpia, legata all'energia fornita alla pila stessa, si può notare dalla fig.2.3 come questa diminuisca dalle condizioni ideali di circuito aperto alle condizioni reali di circuito chiuso, poiché una parte dell'energia libera è dissipata sotto forma di calore a causa delle resistenze interne della cella. In condizioni di circuito aperto ($I = 0$), la tensione risulta essere massima e pari al valore della fem nelle condizioni di reazione.

Quando il circuito si chiude, si verificano cadute di tensioni irreversibili che causano la progressiva diminuzione della tensione della cella. La tensione V della cella può essere espressa nel seguente modo:

$$V = E - \eta_{att} - \eta_{ohm} - \eta_{dif} \quad (2.3)$$

Con η_t si definiscono le cadute di tensione legate ai processi catodici ed anodici, η_{ohm} quelle causate dal passaggio di ioni ed elettroni attraverso i materiali di elettrodi ed elettrolita che hanno una resistenza finita, e η_{dif} le cadute di tensione dovute a limitazioni del trasporto di massa [19].

La presenza di questi termini determina l'andamento, mostrato in figura 2.4 [20],

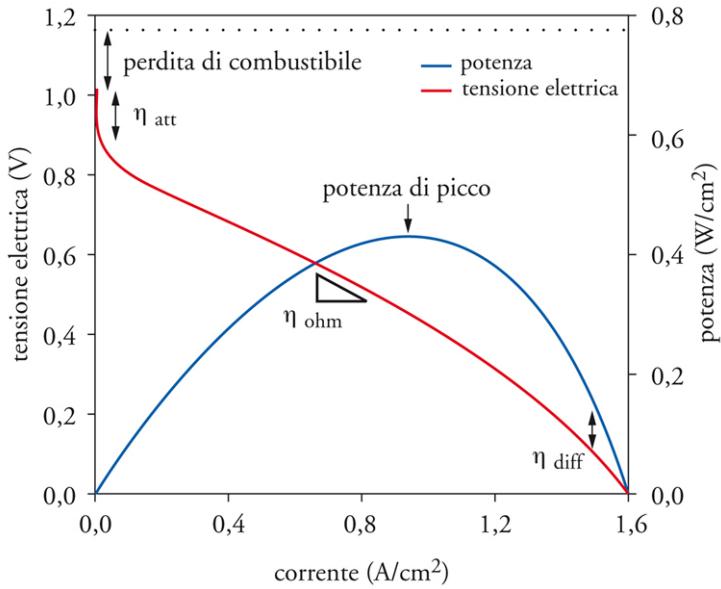


Figura 2.3: Curva Corrente-Tensione di una cella a combustibile

della curva di efficienza globale della cella in funzione della potenza prodotta: si può infatti notare che il comportamento caratteristico dell'efficienza di una cella a combustibile ha tipicamente un andamento costituito da tre tratti, ovvero un primo tratto crescente (per bassi fattori di carico, $0 < P \leq P^*$), un tratto di plateau in cui la cella raggiunge i valori massimi di efficienza (per carichi intermedi, $P^* < P \leq P^* + \Delta$), ed un tratto finale leggermente decrescente (in condizioni di carico elevato, $P^* + \Delta < P \leq P_{max}$)

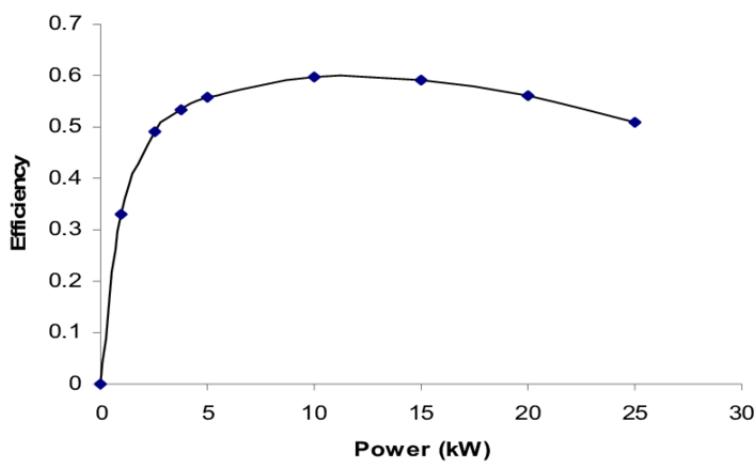


Figura 2.4: Curva Efficienza-Potenza in una fuel cell

L'estensione di ciascun tratto, ed il corrispondente valore di efficienza di funzionamento, sono parametri chiave dipendenti fortemente non solo dalle condizioni di

lavoro a cui la fuel cell è sottoposta, ma anche dal principio di funzionamento alla base della cella a combustibile stessa, e che richiedono attenzioni particolari in fase di progettazione e di esercizio al fine di preservare la vita utile e l'efficienza nominale del componente.

Esistono diversi tipi di fuel cell, a seconda della temperatura di funzionamento e del tipo di elettrolita. Per una grande maggioranza di applicazioni, tra cui mobilità elettrica e generazione stazionaria, le "Proton-Exchange Membrane Fuel Cell" (PEM Fuel Cell) rappresentano una tipologia ottimale sia in termini di efficienze ottenibili, sia di temperature richieste per il funzionamento.

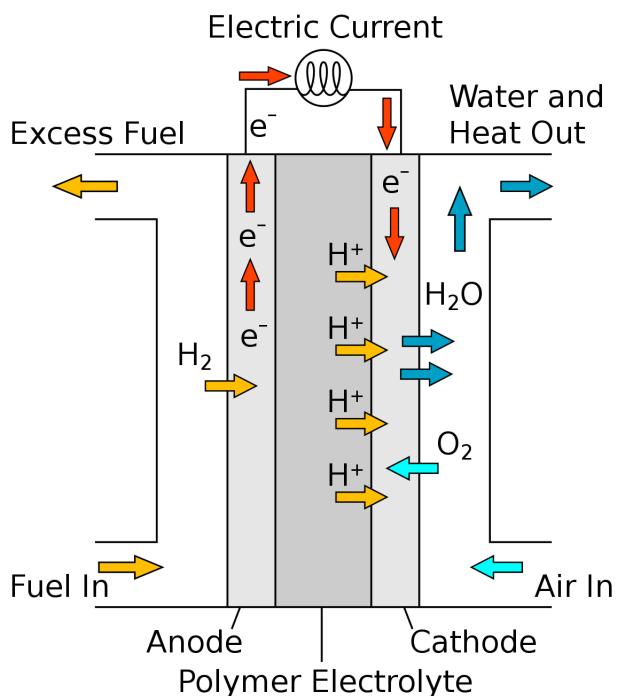


Figura 2.5: Struttura tipica di una PEM Fuel Cell

Per una cella a combustibile PEM, i processi di trasporto lineare e la reazione elettrochimica si verificano come segue:

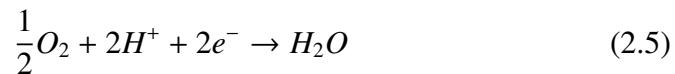
1. l'idrogeno umidificato entra nel canale di flusso anodico scanalato in una piastra bipolare anodica, viene trasportato attraverso il canale e si diffonde nello strato di diffusione anodica, quindi nello strato catalizzatore anodico; contemporaneamente, l'ossigeno entra nel canale di flusso del catodo e viene trasportato attraverso il canale e si diffonde nello strato di diffusione del gas catodico, quindi nello strato catalizzatore catodico, nella membrana, nello strato del catalizzatore anodico e nello strato di diffusione del gas anodico;

2. quando l'idrogeno viene ossidato nello strato del catalizzatore anodico, vengono generati protoni ed elettroni, attraverso la seguente reazione:



I protoni attraversano la membrana, muovendosi dall'anodo verso il catodo chiudendo il circuito, e gli elettroni attraversano un circuito esterno;

3. l'ossigeno reagisce quindi con i protoni e gli elettroni nello strato del catalizzatore del catodo per formare l'acqua, secondo la reazione:



L'acqua prodotta viene trasportata fuori dallo strato del catalizzatore del catodo, attraverso lo strato di diffusione del gas del catodo e infine fuori dal canale di flusso del catodo [21].

Un altro aspetto importante da tenere in considerazione è la durata in una vasta gamma di condizioni operative. Infatti, come già detto in generale per le celle a combustibile, la durata è una delle caratteristiche più importanti e, soprattutto, necessarie affinché le PEMFC possano essere considerate all'altezza delle aspettative richieste. Si va da durate minime di circa 2500 h, fino a richieste che oscillano dalle 4000 h per il trasporto e 40000 h per applicazioni industriali. Le prestazioni sono influenzate da molti fattori interni ed esterni, come la progettazione e l'assemblaggio della cella a combustibile, il degrado dei materiali, le condizioni operative e le impurità o contaminanti. Il decadimento della durabilità non porta a guasti catastrofici, ma comunque genera una inevitabile e non recuperabile perdita delle prestazioni. Oltre alla durata di una fuel cell, altri due aspetti legati al decadimento delle prestazioni sono l'affidabilità e la stabilità. Il primo è la capacità di una cella a combustibile di eseguire le richieste nel minor tempo possibile, e comprende modalità di guasto che portano le prestazioni al di sotto di valori accettabili. Il secondo è la capacità delle fuel cell di recuperare la potenza persa durante il funzionamento continuo; la diminuzione delle stabilità è legata alle condizioni operative e ai cambiamenti reversibili dei materiali [22]. In tal senso, la diagnosi dei guasti è una soluzione efficiente per garantire il funzionamento sicuro della cella a combustibile. Grazie ad essa è possibile evitare i guasti più gravi, aiutando, di conseguenza, il sistema di controllo a far funzionare la fuel cell in modo efficiente e sicuro.

2.1.3 Problemi OPF e approccio MILP

L'obiettivo finale dei sistemi energetici ibridi, in ottica *Smart Grid* e generazione distribuita, consiste nel ridurre la quota complessiva di produzione energetica da combustibili fossili, massimizzando l'impiego delle fonti rinnovabili e al tempo stesso garantendo, istante per istante ed in maniera continua, il punto di incontro tra generazione e carico. Per questo motivo, la gestione corretta di questi sistemi è un compito complesso, ed il controllo ottimale può essere realizzato solamente attraverso una perfetta sinergia tra le varie fonti di generazione.

Con il termine "Optimal Power Flow" (OPF), si identifica quindi lo studio della gestione ottimale del trasporto di energia nel rispetto dei vincoli fisici caratteristici del sistema energetico in esame: in sintesi, la gestione ottimale si propone di realizzare gli obiettivi di bilanciamento fra le richieste di carico e la produzione di energia elettrica, funzionamento in sicurezza del sistema elettrico e minimizzazione di una determinata funzione obiettivo [23].

La teoria alla base di questi algoritmi di risoluzione per problemi di ottimizzazione è una branca della Ricerca Operativa, che prende il nome di Programmazione Lineare.

In generale, un modello di programmazione matematica è utilizzato per descrivere le caratteristiche della soluzione ottima di un problema di ottimizzazione attraverso relazioni matematiche. Oltre a costituire una descrizione formale del problema, il modello fornisce la base per l'applicazione di algoritmi standard di ottimizzazione (disponibili in forma di modellatori algebrici e software di ottimizzazione) in grado di determinare una soluzione ottima. La soluzione di un problema di ottimizzazione formulato con un modello di programmazione matematica consiste nella determinazione dei valori delle variabili decisionali tali da soddisfare i vincoli e massimizzare (o minimizzare) il valore della funzione obiettivo [23].

Rispetto ad altri metodi risolutivi, il beneficio più importante della programmazione lineare consiste, oltre che nella grande facilità di implementazione software e di applicabilità ad una vasta gamma di situazioni, nella garanzia che la soluzione trovata, se esiste, è sicuramente quella ottima (a meno di un certo errore). La potenza di questo approccio matematico ha reso comune la sua applicazione ai tipici problemi di ottimizzazione, ed anche per i problemi OPF si dimostra essere una scelta molto diffusa.

2.2 Richiami di programmazione lineare

Come evidenziato nell'ultimo paragrafo, la programmazione lineare è un valido strumento per la modellazione matematica di tipici problemi di ottimizzazione, che trova applicazione in tutti quei contesti della realtà in cui è richiesto il perseguitamento di uno o più obiettivi condizionati da una serie di vincoli operativi.

Gli elementi principali per la definizione formale di modelli di programmazione matematica sono:

- Insiemi: raggruppano gli elementi del sistema;
- Parametri: sono i dati del problema, e rappresentano delle quantità fissate che dipendono dai vari elementi del sistema;
- Variabili decisionali: sono le grandezze del sistema di cui non conosciamo il valore (assimilabili a delle incognite), sulle quali possiamo agire per determinare diverse soluzioni alternative del problema;
- Vincoli: sono delle relazioni matematiche che descrivono le condizioni di ammissibilità delle soluzioni. Servono quindi per discriminare le combinazioni di valori delle variabili decisionali che rappresentano soluzioni accettabili al problema, da quelle che non lo sono;
- Funzione obiettivo: è l'espressione matematica da massimizzare o minimizzare, espressa come funzione delle variabili decisionali.

Un modello di programmazione lineare è un particolare modello di programmazione matematica, in cui:

- la funzione obiettivo è un'espressione lineare delle variabili decisionali;
- i vincoli sono determinati da un sistema di equazioni e/o disequazioni lineari [23].

La forma matematica canonica di un modello di programmazione lineare è del tipo:

$$\begin{aligned} \text{minimizzare: } & 2x_1 + x_2 + 3x_3 \\ \text{soggetta ai vincoli: } & x_1 + x_2 + x_3 \leq 1 \\ & x_1 - a \geq 0 \\ & x_2 - b \geq 0 \\ & x_3 - c = 0 \end{aligned}$$

Dove la prima riga contiene l'espressione matematica della funzione obiettivo da massimizzare o (in questo caso) minimizzare, espressa come combinazione lineare delle variabili decisionali x_1 , x_2 e x_3 , e nelle righe successive sono definiti i vincoli decisionali che il processo di ottimizzazione deve rispettare, espressi come un sistema di equazioni e/o disequazioni lineari rispetto alle variabili x_1 , x_2 , x_3 e funzione dei parametri a , b , c . In base poi alla natura o dominio delle variabili, si parla di:

- modelli di *Linear Programming - LP*, se tutte le variabili possono assumere valori reali;
- modelli di *Integer Linear Programming - ILP*, se tutte le variabili possono assumere valori interi;
- modelli di *Mixed Integer Linear Programming - MILP*, se alcune variabili possono assumere valori reali e altri valori interi.

Con il termine "MILP" si fa quindi riferimento a quella classe di problemi di ottimizzazione per cui è possibile formalizzare uno specifico modello matematico di programmazione lineare in cui le variabili decisionali possono assumere valori interi o reali [24].

La semplicità e la potenza di un approccio di questo tipo rendono la programmazione lineare un metodo naturalmente implementabile all'interno dei vari linguaggi di programmazione, e i ridotti tempi di calcolo richiesti per la risoluzione di problemi di ottimizzazione ne hanno permesso una rapida diffusione in una grande varietà di applicazioni.

2.3 Algoritmi di controllo predittivo

Gli algoritmi di controllo predittivo sono una tecnica di controllo avanzata, usata per il controllo di un processo vincolato da una serie di condizioni. Tale tecnica è da tempo in uso, in ambito industriale, per il controllo di processo in impianti chimici e raffinerie, e negli ultimi anni ha trovato applicazione anche nei modelli energetici per il bilanciamento tra generazione e carico nonché in elettronica di potenza.

Questo strategia di controllo, nota in letteratura con il termine *MPC* (o "Model Predictive Control"), si basa su un processo iterativo di ottimizzazioni lungo un orizzonte temporale di riferimento per il modello matematico del sistema fisico in esame, in cui vengono definiti una serie di regole di controllo necessarie per minimizzare (o massimizzare) una funzione obiettivo definita a partire dai parametri del sistema. Il termine "MPC" non definisce però una strategia di controllo specifica,

ma individua una grande famiglia di metodologie che fanno un utilizzo esplicito del modello impiegato per descrivere il processo, il cui obiettivo principale è quello di ottenere il segnale di controllo ottimo per la minimizzazione di un certo funzionale di costo che riflette la prestazione del sistema.

Una strategia di questo tipo può essere definita con un set di equazioni vettoriali della forma:

$$x_{k+1} = Ax_k + Bu_k + B_d d_k + B_w w_k \quad (2.7)$$

$$y_k = Cx_k \quad (2.8)$$

Dove y_k è l'uscita del sistema, x_k è lo stato attuale, u_k è la variabile di controllo, d_k è un generico disturbo esterno e w_k rappresenta le incertezze associate al modello, mentre le matrici A , B , B_d , B_w e C permettono la modellizzazione del sistema [25]. Il controllore MPC procede a stimare il set ottimale di variabili di controllo all'interno di un intervallo di tempo avente come estremi l'istante t (associato allo stato attuale) e l'istante $t + CP$ (dove CP rappresenta l'orizzonte temporale desiderato, ovvero il periodo di controllo scelto per il controllore), a partire dallo stato iniziale (noto) e da una stima dei parametri associati al disturbo esterno: queste considerazioni sono quindi sfruttate per valutare l'evoluzione del sistema all'istante $k + 1$ che sarà usato come nuovo stato attuale per la successiva iterazione del processo di ottimizzazione.

Il controllo predittivo utilizza quindi un modello matematico del processo, da regolare per essere in grado di catturare le relazioni dinamiche esistenti tra le grandezze del sistema (ingressi di comando, segnali interni al processo, segnali misurati) e gli eventuali vincoli a cui esse sono soggette. Il modello viene utilizzato per poter predire l'evoluzione che avrebbe il processo nel caso in cui fosse applicata una certa traiettoria di comando: tra tutte queste possibili traiettorie in grado di mantenere le variabili del processo entro le limitazioni assegnate, il sistema di controllo sceglie quella che prevede essere la soluzione ottima nel far replicare al processo il comportamento desiderato e descritto dal modello. In particolare, la soluzione ottima corrisponde a quella che, su un prefissato orizzonte temporale futuro di predizione, minimizza lo scostamento delle variabili del sistema secondo una specifica funzione obiettivo. Dell'intera sequenza ottima viene però applicata al processo soltanto la prima porzione (riferita al primo intervallo del vettore associato all'orizzonte temporale in esame) in quanto, con una certa frequenza, l'ottimizzazione viene nuovamente ripetuta su un nuovo orizzonte di predizione, spostato in avanti nel tempo [26]. Per questo motivo, il controllo predittivo viene anche definito come "tecnica a orizzonte recessivo" (o *rolling horizon*), e questo tipo di approccio

permette di considerare l'effetto delle incertezze legate ai disturbi esterni, dato che le decisioni ottime sono aggiornate con una specifica frequenza, fissa o variabile a seconda della disponibilità delle previsioni: in fig.2.6 è presentato per via grafica un esempio del concetto di orizzonte recessivo per un controllore MPC che, nell'arco di 1 settimana e con una frequenza di 1 giorno, esegue il processo di ottimizzazione mediante le previsioni a disposizione per i 2 giorni successivi ed applica al processo in esame la porzione di risultati ottimi relativi al primo giorno di riferimento (in verde), per un totale di 6 iterazioni del processo di ottimizzazione.

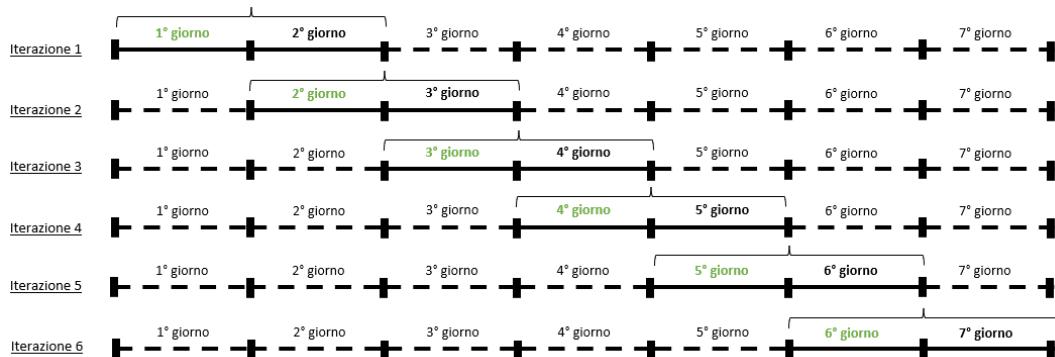


Figura 2.6: Concetto *rolling horizon* per un controllore MPC

Le idee di base che governano una strategia di controllo di questo tipo sono quindi:

- l'utilizzo esplicito di un modello che permetta di prevedere l'evoluzione temporale del sistema su un certo orizzonte temporale;
- il calcolo di una traiettoria di controllo che, all'interno dell'orizzonte temporale scelto, minimizzi una certa funzione obiettivo;
- una strategia che consenta di estendere l'orizzonte temporale rispetto all'ultima azione di controllo esercitata sul sistema.

Quello che differenzia i vari algoritmi è la scelta del modello adottato per descrivere il processo, i disturbi esterni ed il funzionale di costo da minimizzare. Ciò che ha reso attraente questa metodologia di progetto è legato principalmente ai seguenti aspetti:

1. Facilità di implementazione e complessità computazionale non particolarmente onerosa;
2. Adatto per sistemi con dinamiche semplici o complesse;
3. Possibilità di gestire vincoli di processo più o meno stringenti in un sistema di controllo con più variabili;

4. Azione di controllo di tipo feed-forward, in grado di compensare la presenza di disturbi misurabili sulla catena diretta;
5. Possibilità di effettuare un’ottimizzazione del processo in tempo reale.

La difficoltà più grande è invece associata alla scelta di un modello appropriato per il processo in esame: infatti, poichè la progettazione dell’algoritmo si basa soprattutto sulla conoscenza a priori del modello, occorre spesso valutare i benefici che si possono ottenere adottando questa strategia in rapporto alla coerenza tra il modello adottato ed il processo reale.

Nella pratica, l’MPC risulta una strategia generale abbastanza efficace per il controllo di processi industriali, nei quali una sufficiente conoscenza del processo ne permette una facile implementazione.

2.4 Sistemi energetici ibridi ad uso residenziale

Nel paradigma della generazione distribuita, un ruolo di primo piano nel contesto energetico sarà ricoperto dai cosiddetti *”prosumers”*: grazie alla progressiva riduzione dei costi associati all’installazione di impianti ad energia rinnovabile di piccola taglia, l’evoluzione digitale della rete elettrica favorirà infatti l’ingresso di questa nuova figura, che da semplice consumatore diventerà a tutti gli effetti un cliente-produttore, in grado di scambiare in maniera dinamica flussi bidirezionali di energia con la rete elettrica.

In questo contesto, molti studi di letteratura hanno individuato nel consumo domestico di energia uno dei settori più immediati e promettenti su cui poter agire. In particolare, l’impiego di sistemi energetici ibridi per applicazioni di piccola taglia ad uso residenziale può da un lato favorire la messa a punto di sistemi sulla carta ancora piuttosto complessi, e dall’altro può permettere di ottenere un impatto importante sulla decarbonizzazione dell’intero settore energetico: secondo uno studio Eurostat del 2019, infatti, il contesto residenziale ha rappresentato il 26.3% del consumo finale complessivo di energia, e assume quindi un potenziale rilevante per l’implementazione di misure di efficientamento energetico [27].

Recentemente, molti studi si sono concentrati sulla gestione ottimale dei sistemi energetici ibridi per applicazioni residenziali: in ottica *”Smart grid”*, ad esempio, si è esaminata la capacità di tali sistemi di garantire l’integrazione delle fonti rinnovabili in scenari energetici complessi, costituiti da dinamiche difficilmente prevedibili associate alla diffusione di veicoli elettrici o ibridi elettrici e all’elettrificazione dei consumi finali [25]. In ogni caso, il dimensionamento e la gestione efficace di que-

sti sistemi richiede lo sviluppo di una logica di controllo adeguata, con l’obiettivo principale di assicurarne il funzionamento in condizioni affidabili e minimizzare i costi operativi: l’impiego sinergico di più fonti energetiche, infatti, è caratterizzato da una disponibilità aleatoria di energia, e la capacità di controllare ciascun componente risulta quindi imprescindibile.

Lo sviluppo di sistemi di gestione dell’energia, o *”Energy Management Systems” (EMS)*, ha quindi lo scopo di migliorare l’affidabilità delle *micro-grid* ed ottimizzare i consumi e i costi, attraverso l’implementazione di un controllo attivo sul carico. Negli articoli [28] e [29], ad esempio, sono riportati i risultati ottenuti da un sistema energetico ibrido basato su idrogeno e fonti rinnovabili per l’alimentazione di stazioni radio base, realizzato grazie al supporto dell’iniziativa europea *”Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU)”* [30] per il supporto a progetti di ricerca e sviluppo ed attività dimostrative in ambito idrogeno e fuel cells. In particolare, i dati ottenuti hanno dimostrato come l’utilizzo di un sistema ibrido in applicazioni caratterizzate da una richiesta di carico circa costante permetta di ottenere prestazioni migliori rispetto ai classici generatori Diesel, sia in termini di efficienza energetica che di minimizzazione del consumo di combustibili fossili: inoltre, grazie ad un importante lavoro in termini di dimensionamento dei componenti e di sviluppo delle logiche di controllo, l’impiego delle fuel cells è stato tale da dimostrare, per l’intero sistema energetico realizzato, un livello di stabilità ed affidabilità soddisfacente.

In ambito residenziale, invece, nell’articolo [31] viene discussa una strategia di controllo basata sul coordinamento di diverse tipologie di carico, su una scala locale costituita da una serie di edifici residenziali, al fine di soddisfare le esigenze dei consumatori e di ridurre i picchi di potenza e i costi operativi: per far ciò, è presentato lo sviluppo di un modello di programmazione lineare per il controllo predittivo del sistema. Nell’articolo [32], gli autori si sono concentrati sullo sviluppo di un controllo a regole per un sistema energetico off-grid composto da pannelli fotovoltaici e turbina eolica come fonti primarie di energia, affiancate da un sistema di *storage* ad idrogeno ed un pacco batteria: il modello, sviluppato in ambiente Matlab-Simulink, viene quindi validato attraverso una serie di simulazioni, tese a dimostrare l’affidabilità di lungo periodo del sistema proposto.

In questo contesto, un potenziale importante può essere fornito dai modelli di controllo predittivo, il cui impiego può ridurre la complessità computazionale di un dato sistema.

Nel riferimento [25], ad esempio, è valutato l’utilizzo di un sistema energetico ibrido con sistema di controllo predittivo per la gestione di uno *smart building* com-

posto da 30 appartamenti: attraverso diverse ipotesi relative alle previsioni meteo, i risultati delle simulazioni effettuate sono stati confrontati con quelli derivati dall'utilizzo di un sistema di controllo a regole (RBC), dimostrando come la logica MPC sia effettivamente migliore dal punto di vista dell'integrazione delle energia rinnovabile prodotta localmente, grazie alla capacità del sistema predittivo di gestire in maniera intelligente il profilo di carico ed i picchi di produzione non programmabili. In maniera analoga, nei lavori successivi ([33] e [34]) è presentato un confronto tra una logica di controllo semplice, di tipo RBC, e la logica MPC, più sofisticata, per la gestione di sistemi energetici ibridi: con il controllo predittivo, in particolare, le simulazioni effettuate portano ad una potenziale riduzione dell'energia di *unbalance* con la rete e ad uno sfruttamento più efficace dei componenti del sistema, comportando quindi benefici sia agli utenti finali che ai distributori di energia.

Capitolo 3

Modello numerico

3.1 YALMIP

Per la risoluzione del problema di ottimizzazione associato al bilancio generazione-carico per il sistema energetico ibrido in esame, costituito da pannelli fotovoltaici, pacco batterie e fuel cells e connesso alla rete elettrica, si è reso necessario lo sviluppo di un algoritmo di controllo che, in maniera rapida ed efficiente, fosse in grado di determinare, a partire da una serie di previsioni a disposizione riguardo la produzione attesa di fotovoltaico ed il consumo previsto dal carico, il set ottimale di potenze per il comando dei vari componenti del sistema. Per far ciò, l’approccio scelto per lo sviluppo del modello numerico di controllo si è basato sugli strumenti della programmazione lineare, per via della facilità di implementazione sui più comuni linguaggi di programmazione e per la complessità computazionale modesta rispetto ad altre tecniche.

Lo sviluppo della logica di controllo, modellata in ambiente Matlab-Simulink, si è basata su YALMIP (“Yet Another LMI Parser”), un software matematico open-source per la programmazione di problemi di ottimizzazione: il vantaggio principale di questo toolbox consiste nella possibilità di implementare facilmente ed in maniera rapida un generico problema di ottimizzazione, attraverso pochi e semplici comandi, in una classica funzione Matlab [35].

Come descritto in fig.3.1 [36], la struttura generale di un modello di programmazione lineare, implementabile in linguaggio Matlab tramite il software YALMIP, è basata sui seguenti punti:

1. Scelta del solver: tramite il comando `sdpsettings('field',value,'field',value,...)` è possibile comunicare a YALMIP una serie di opzioni, tra cui il solver esterno da utilizzare per l’ottimizzazione e le tolleranze desiderate per la risoluzione del problema;

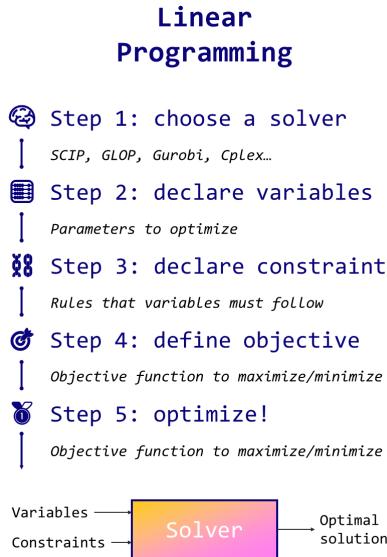


Figura 3.1: Struttura generale di un modello di programmazione lineare

2. Definizione delle variabili decisionali (*Symbolic variables*): il comando più importante in YALMIP è *sdpvar*, ed è usato per la definizione delle variabili decisionali. Con la sintassi *sdpvar(n,m)* si definisce quindi una matrice di variabili decisionali, costituita da *n* righe e *m* colonne;
3. Definizione dei vincoli (*Constraints*): in YALMIP, i vincoli sulle variabili decisionali per la risoluzione del problema di ottimizzazione possono essere scritti tramite la concatenazione di array di condizioni logiche (lineari) di uguaglianza e/o disegualanza, in funzione delle condizioni necessarie per il sistema reale in esame;
4. Definizione della funzione obiettivo (*Objective function*): attraverso il comando *Objective = a*, la funzione matematica associata alla variabile *a* precedentemente definita viene riconosciuta da YALMIP come la funzione obiettivo del problema; nel caso in cui il problema sia di tipo multi-obiettivo, e cioè richieda la contemporanea ottimizzazione di una serie di funzioni obiettivo, il codice può essere modificato attraverso l'aggiunta di pesi dal valore opportuno in funzione della soluzione desiderata;
5. Ottimizzazione della funzione obiettivo: il comando base per la risoluzione di problemi di ottimizzazione espressi in forma esplicita è *Optimize*: con la sintassi *optimize(Constraints, Objective, Options)*, YALMIP procede a determinare la soluzione del modello definito dall'array di vincoli denominato *Constraints* per la minimizzazione della funzione obiettivo definita in *Objective*, secondo le opzioni descritte in *Options*. Una versione più evoluta,

adatta nei casi in cui è richiesta l'ottimizzazione rapida in serie di problemi di ottimizzazione simili tra loro (per una simulazione in continuo in cui, ad esempio, variano solamente le condizioni iniziali), è costituita dal comando *Optimizer* e richiede un approccio in forma implicita.

In pochi passaggi è stato quindi possibile strutturare, tramite YALMIP, un problema di ottimizzazione basato su un modello di programmazione lineare, costituito da parametri, vincoli, variabili e obiettivi, e trovarne, tramite l'utilizzo di solver esterni, la soluzione ottima.

3.2 Descrizione del modello

Come esposto nei precedenti paragrafi, l'obiettivo centrale del lavoro di tesi è stato lo sviluppo e la verifica delle prestazioni di un algoritmo di controllo predittivo per la gestione ottimale di un sistema energetico ibrido basato su idrogeno e fonti rinnovabili, finalizzato al perseguimento dei seguenti obiettivi fondamentali:

- Obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili: il presente lavoro di tesi vuole dimostrare, grazie allo sviluppo di un sistema di controllo opportuno, la possibilità di assicurare un'integrazione più stabile e sicura delle energie rinnovabili all'interno del sistema, permettendo di superare i problemi di intermittenza ed aleatorietà di tali fonti senza impattare sulla stabilità di esercizio richiesta dai *provider* della rete elettrica o sui costi operativi;
- Obiettivo di monitoraggio della salute dei componenti: secondo il concetto di "Health Management", l'algoritmo di controllo è stato realizzato in maniera tale da preservare la vita utile dei componenti del sistema più sensibili al deterioramento: in particolare, per la batteria è stata limitata la velocità di carica/scarica per certe condizioni critiche dello stato di carica, mentre il comportamento della fuel cell è stato controllato in maniera tale da ottimizzare il numero degli startup.

Uno schema concettuale del sistema energetico ibrido per applicazioni residenziali in esame, costituito da fonte rinnovabile (pannelli fotovoltaici), sistema di accumulo (batterie) e fonte programmabile (fuel cell) e collegato alla rete elettrica, è presentato in fig.3.2.

Il flusso di informazioni scambiate tra i vari componenti ed il sistema di controllo avviene grazie ad un DC bus, ovvero un bus a tensione costante usato come percorso di comunicazione condiviso per il controllo di diversi componenti all'interno dello

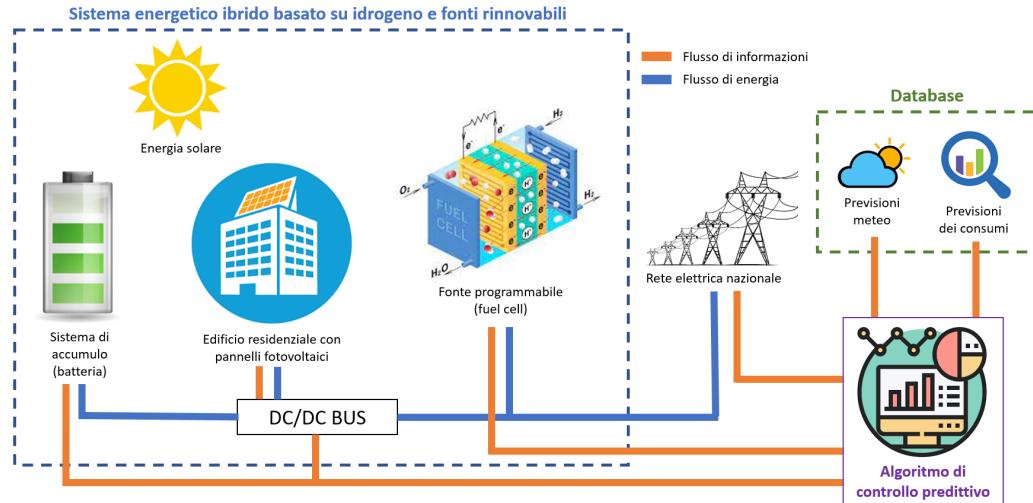


Figura 3.2: Schema a blocchi del sistema energetico ibrido in esame

stesso sistema, che permette anche il flusso di energia tra le fonti di generazione ed il sistema di accumulo.

Attraverso un database a disposizione per le informazioni relative ai valori previsti di produzione da fotovoltaico (tramite il parametro di radiazione solare incidente, disponibile da previsioni meteo) e di richiesta del carico elettrico (grazie ad un tool online per la generazione di profili di carico), lo sviluppo del sistema di controllo predittivo è stato quindi finalizzato alla determinazione, istante per istante, del mix ottimo di generazione di energia tra le varie fonti a disposizione tale da soddisfare il carico richiesto e al tempo stesso minimizzare i costi operativi nell'orizzonte temporale scelto per la simulazione.

Per lo sviluppo matematico del modello di programmazione, realizzato in codice YALMIP, associato al problema di ottimizzazione OPF, il comportamento del sistema è stato discretizzato e linearizzato al fine di poter essere risolto attraverso algoritmi di tipo MILP, la cui efficacia del processo di ottimizzazione è fortemente dipendente dalla definizione dei vincoli e dalle funzioni obiettivo considerate.

In primo luogo, sono state definite le variabili decisionali utilizzate per lo sviluppo del modello, ovvero:

- la potenza acquistata ($P_{grid\ buy}$) e quella venduta ($P_{grid\ sold}$) alla rete elettrica;
- la potenza fornita dalla fuel cell (P_{FC}), scomposta tramite variabili binarie negli stati di funzionamento "on", "standby" e "off" in modo da penalizzare, secondo il concetto di "Health Management", frequenti startup indesiderati

tramite una variabile (*var FC startup*) in grado di determinare le transizioni di stato della fuel cell;

- la potenza di carica (*P BESS charge*), la potenza di scarica (*P BESS discharge*) e lo stato di carica (*BESS SoC*) delle batterie, oltre ad una variabile (*BESS Crate max*) per ridurre la velocità di carica/scarica delle batterie in condizioni di elevato/ridotto stato di carica;
- le variabili binarie utilizzate per lo sviluppo della logica di controllo, associate alla mutua esclusione di stati del sistema impossibili (es. carica e scarica della batteria, acquisto e vendita da rete) o comunque non accettabili per il controllo desiderato (es. acquisto da rete e carica della batteria, scarica della batteria e vendita alla rete, fuel cell "on" e vendita alla rete);
- le variabili, sia continue sia binarie, introdotte per la definizione della funzione obiettivo.

In secondo luogo, lo sviluppo del modello ha richiesto la definizione di una serie di vincoli, necessari per assicurare la fattibilità fisica e tecnica della soluzione ottima cercata:

- la condizione principale del controllo sviluppato è relativa al bilancio di potenza tra generazione e carico, espresso in funzione delle variabili decisionali legate alle potenze di ciascun componente del sistema:

$$P_{PV|t} + P_{BESS\ discharge|t} + P_{grid\ buy|t} + P_{FC|t} = P_{load|t} + P_{BESS\ charge|t} + P_{grid\ sold|t} \quad (3.1)$$

In questa espressione, il primo membro è il termine associato alla generazione di energia al tempo t , composto dalla potenza prodotta dal fotovoltaico P_{PV} , dalla potenza di scarica della batteria $P_{BESS\ discharge}$, dalla potenza acquistata da rete $P_{grid\ buy}$ e dalla potenza fornita dalla fuel cell P_{FC} , ed il secondo membro è il termine associato al consumo di energia al medesimo istante t , composto dal carico elettrico P_{load} richiesto dall'edificio residenziale, dalla potenza di carica della batteria $P_{BESS\ charge}$ e dalla potenza venduta alla rete $P_{grid\ sold}$;

- per preservare la vita utile della batteria, lo stato di carica è stato limitato all'interno di una certa finestra di funzionamento ottimale definita da un estremo inferiore (SoC_{min}) e un estremo superiore (SoC_{max}):

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \quad (3.2)$$

Lo stato di carica al tempo t , funzione dello stato di carica all'istante precedente $t - 1$, delle potenze di carica e scarica al tempo $t - 1$, dell'intervallo di tempo $time_{step_{opt}}$ tra ottimizzazione successive e della capacità nominale della batteria C_{BESS} , è stato definito nel seguente modo:

$$SoC_t = SoC_{t-1} + \frac{(P_{BESS_charge|t-1} - P_{BESS_discharge|t-1}) \times time_{step_{opt}}}{C_{BESS}} \quad (3.3)$$

Inoltre, in certe condizioni critiche dello stato di carica, è stata limitata la velocità di carica/scarica della batteria attraverso il parametro C_{rate} : in particolare, per SoC elevati è stata limitata la potenza massima di carica, mentre per SoC ridotti è stata limitata la potenza massima di scarica. La logica appena definita è stata implementata attraverso la definizione di range operativi in grado di identificare tali condizioni, attraverso i parametri $\delta_{SoC_{high}}$ e $\delta_{SoC_{low}}$:

$$SoC_{max} - \delta_{SoC_{high}} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \rightarrow P_{BESS_charge|t} \leq C_{BESS} C_{rate_{charge}} \quad (3.4)$$

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{min} + \delta_{SoC_{low}} \rightarrow P_{BESS_discharge|t} \leq C_{BESS} C_{rate_{discharge}} \quad (3.5)$$

- per la fuel cell, in maniera analoga, è stato limitato il range di funzionamento in base a considerazioni legate alla potenza minima di funzionamento e alla potenza di standby:

$$0 \leq P_{FC_t} \leq P_{FC_{max}} \quad (3.6)$$

$$P_{FC|t} \leq (bin_{FC_{on|t}} \times P_{FC_{max}}) + (bin_{FC_{standby|t}} \times P_{FC_{standby}}) \quad (3.7)$$

$$bin_{FC_{on|t}} + bin_{FC_{standby|t}} \leq 1 \quad (3.8)$$

Inoltre, la variabile binaria utilizzata per rilevare transizioni di stato della fuel cell, in modo da penalizzare gli startup, è stata definita come segue:

$$var_{FC_{startup|t}} = (bin_{FC_{on|t-1}} + bin_{FC_{standby|t-1}}) - (bin_{FC_{on|t}} + bin_{FC_{standby|t}}) \quad (3.9)$$

In questo modo, le accensioni ("off" → "standby", "off" → "on") sono codificate da un valore di $var_{FC_{startup}}$ pari a -1 , mentre gli spegnimenti ("on" → "off", "standby" → "off") da un valore pari a 1 .

- per la rete, è stata limitata la potenza massima acquistabile o vendibile:

$$P_{grid|t} \leq (bin_{grid_{buy|t}} + bin_{grid_{sold|t}}) \times P_{grid_{max}} \quad (3.10)$$

$$bin_{grid_{buy|t}} + bin_{grid_{sold|t}} \leq 1 \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_{grid|t} \leq P_{grid_{max}} \quad (3.12)$$

- attraverso le variabili binarie, è stato definito il comportamento desiderato dal controllo per evitare situazioni di contemporanea carica della batteria e acquisto da rete, scarica della batteria e vendita alla rete, fuel cell operativa e vendita alla rete:

$$bin_{BESS_{charge|t}} + bin_{grid_{buy|t}} \leq 1 \quad (3.13)$$

$$bin_{BESS_{discharge|t}} + bin_{grid_{sold|t}} \leq 1 \quad (3.14)$$

$$bin_{FC_{on|t}} + bin_{grid_{sold|t}} \leq 1 \quad (3.15)$$

Infine, la definizione di una funzione obiettivo per la minimizzazione dei costi operativi associati all'esercizio del sistema è stata definita come segue:

$$opex = opex_{grid} + opex_{FC} \quad (3.16)$$

Il termine $opex_{grid}$ comprende i costi operativi associati all'acquisto ($opex_{grid_{buy}}$) e alla vendita ($revenue_{grid_{sold}}$, ovvero ricavi) di energia elettrica alla rete, determinati attraverso la definizione di parametri ($cost_{EE}$ e $revenue_{EE}$, in €/kWh) legati al costo, e al ricavo, dell'energia rispettivamente acquistata e venduta durante l'intero orizzonte temporale di ottimizzazione:

$$opex_{grid} = opex_{grid_{buy}} - revenue_{grid_{sold}} \quad (3.17)$$

$$opex_{grid_{buy}} = cost_{EE} \times \sum_{t=0}^{t=horizon} P_{grid_{buy|t}} \quad (3.18)$$

$$revenue_{grid_{sold}} = revenue_{EE} \times \sum_{t=0}^{t=horizon} P_{grid_{sold|t}} \quad (3.19)$$

Il termine $opex_{FC}$, invece, è relativo ai costi operativi sostenuti per la fuel cell nell'orizzonte temporale di ottimizzazione, scomposti in una parte relativa al costo dell'idrogeno acquistato ($opex_{FC_{H_2}}$), ed una parte aggiuntiva ($opex_{FC_{startup}}$) considerata per la penalizzazione degli startup:

$$opex_{FC} = opex_{FC_{H_2}} + opex_{FC_{startup}} \quad (3.20)$$

$$opex_{FC_{H_2}} = \sum_{t=0}^{t=horizon} \frac{cost_{H_2}}{HV_{H_2}} \times \frac{EE_{FC|t}}{\eta_{FC|t}} \quad (3.21)$$

$$opex_{FC_{startup}} = penalty_{FC_{startup}} \times opex_{FC_{H2_{ref}}} \times \sum_{t=0}^{t=horizon} n_{FC_{startup|t}} \quad (3.22)$$

Nell'equazione 3.21, $cost_{H_2}$ è il costo per l'acquisto dell'idrogeno, HV_{H_2} è il potere calorifico dell'idrogeno, mentre $EE_{FC|t}$ e $\eta_{FC|t}$ sono rispettivamente l'energia elettrica erogata e l'efficienza di funzionamento della fuel cell al tempo t .

Nell'equazione 3.22, invece, $penalty_{FC_{startup}}$ è un parametro di costo per la penalizzazione degli startup, $opex_{FC_{H2_{ref}}}$ è un costo di riferimento per l'esercizio della fuel cell, assunto pari al costo operativo in condizioni di potenza massima, e $n_{FC_{startup}}$ è una variabile binaria, definita a partire dalla variabile $var_{FC_{startup}}$, introdotta per codificare il numero di startup previsti dal processo di ottimizzazione.

In particolare poi, seguendo la logica di programmazione lineare ed algoritmi MILP, il secondo fattore all'interno della sommatoria nell'equazione 3.21 è stato linearizzato attraverso una procedura di *piecewise linearization*, a partire dai dati a disposizione relativi all'andamento dell'efficienza della fuel cell in funzione del fattore di carico al tempo t : il risultato della linearizzazione di η_{FC} e del fattore $factor_{FC} = EE_{FC}/\eta_{FC}$ è riportato per via grafica in fig.3.3, in funzione del fattore di carico della fuel cell.

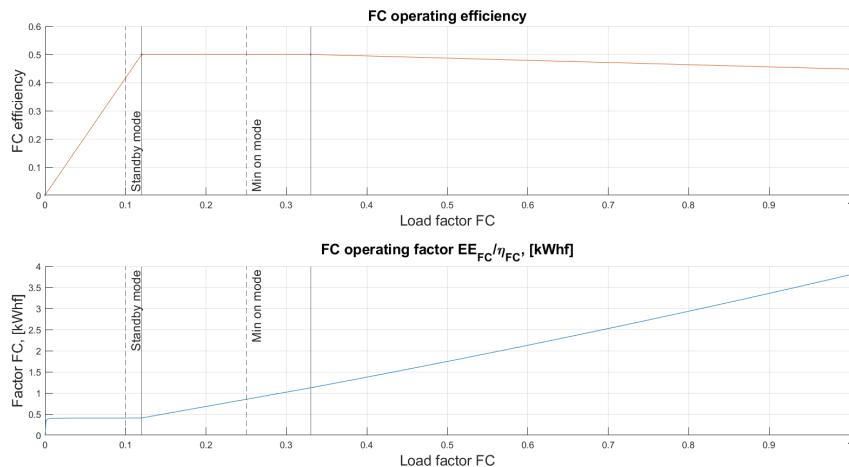


Figura 3.3: Linearizzazione di η_{FC} e $factor_{FC}$ in funzione del fattore di carico

Nel dettaglio dello sviluppo del sistema di controllo, in ambiente Matlab-Simulink, quest'ultimo è stato realizzato attraverso tre diversi controllori in serie tra loro, programmati in codice YALMIP tramite funzioni Matlab e implementati su Simulink tramite blocchi *"Interpreted Matlab function"*, ciascuno con il compito di eseguire uno specifico task con una certa frequenza, in maniera da distinguere le diverse operazioni legate al controllo desiderato ed ottenere una versione rapida e versatile

del sistema: le caratteristiche principali dei tre controllori sono riportate in tabella 3.1.

| | Controllore 1 | Controllore 2 | Controllore 3 |
|--------------------------|--|--|--|
| Sigla | MPC1 | MPC2 | DP3 |
| Tipo | Model predictive | Model predictive | Dynamic programming |
| Orizzonte temporale | 2 giorni | 2 giorni | / |
| Frequenza ottimizzazione | 1 giorno | 15 minuti | 20 secondi |
| Frequenza output | 15 minuti | 15 minuti | 20 secondi |
| Input | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback Previsioni PV Previsioni Load | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback MPC1 output Dato reale PV Dato reale Load | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback MPC2 output Dato reale PV Dato reale Load |
| Output | P BESS charge _{MPC1} P BESS discharge _{MPC1} P grid buy _{MPC1} P grid sold _{MPC1} BESS SoC _{MPC1} P FC _{MPC1} | P BESS charge _{MPC2} P BESS discharge _{MPC2} P grid buy _{MPC2} P grid sold _{MPC2} BESS SoC _{MPC2} P FC _{MPC2} | P BESS charge P BESS discharge P grid buy P grid sold BESS SoC P FC |
| Funzione obiettivo | Costi operativi | Costi operativi Scostamento grid MPC1 | Scostamento MPC2 |

Tabella 3.1: Caratteristiche principali del sistema di controllo

3.2.1 Controllore MPC1

Il primo controllore, di tipo predittivo, esegue il processo di ottimizzazione una volta al giorno, tipicamente alla fine del giorno n , ed ha il compito di determinare un primo profilo di riferimento, basato sulle previsioni di fotovoltaico e carico elettrico a disposizione per i 2 giorni successivi, per il controllo del sistema energetico ibrido durante il giorno $n+1$: il funzionamento del controllore in esame, con ottimizzazioni caratterizzate da un orizzonte temporale di tipo "rolling", ha il comportamento mostrato in fig.2.6 e discusso in precedenza.

In questo modo, il profilo ottimizzato di scambio con la rete determinato a inizio giornata può essere comunicato direttamente al DSO (ovvero all'operatore di trasmissione della rete), con una frequenza di 15 minuti (pari alla frequenza di riferimento per la comunicazione dello scambio energetico con la rete elettrica in Italia), al fine di fornire in anticipo un riferimento per l'energia che il sistema energetico ibrido dovrà richiedere (oppure vendere) alla rete nell'arco della giornata: in questo modo, il controllo permette di favorire il corretto dispacciamento, assicurare la

stabilità richiesta per l'esercizio della rete e garantire l'integrazione stabile dell'energia rinnovabile prodotta.

La funzione obiettivo considerata si basa sulla definizione dei costi operativi, introdotti nelle equazioni da 3.16 a 3.22, da sostenere per l'esercizio del sistema energetico ibrido su un orizzonte temporale di 2 giorni.

In tabella 3.2 sono riportate in forma sintetica le principali caratteristiche del controllore MPC1, mentre in fig.3.4 è presentato un dettaglio sul relativo schema a blocchi sviluppato sul modello Simulink.

| Controllore <i>MPC1</i> | |
|--------------------------|--|
| Tipo | Model predictive |
| Orizzonte temporale | 2 giorni |
| Frequenza ottimizzazione | 1 giorno |
| Frequenza output | 15 minuti |
| Input | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback Previsioni PV _{15min} Previsioni Load _{15min} |
| Output | P BESS charge _{MPC1} P BESS discharge _{MPC1} P grid buy _{MPC1} P grid sold _{MPC1} BESS SoC _{MPC1} P FC _{MPC1} |
| Funzione obiettivo | Minimizzazione costi operativi |

Tabella 3.2: Caratteristiche del controllore *MPC1*

In particolare, il blocco denominato "MPC1 Controller (timestep = 1 day)" è il blocco "*Interpreted Matlab function*" su cui è caricata la funzione Matlab di ottimizzazione relativa al primo controllore, e riceve in input al tempo t :

1. il segnale di controllo "counter_day", per aggiornare in maniera progressiva gli indici associati agli array di previsioni di fotovoltaico e carico elettrico;
2. il segnale di controllo "MPC1_flag_opt", per stabilire la frequenza temporale di ottimizzazione richiesta, pari a 1 giorno;
3. i valori in feedback delle variabili decisionali ottenuti dal controllore *DP3* all'istante $t - 1$, al fine di aggiornare, a monte di ogni ottimizzazione, i valori attuali di stato di carica della batteria e stato operativo della fuel cell.

Una volta eseguita l’ottimizzazione, il blocco restituisce una matrice di dimensioni $n_var \times n_intervals_opt$ contenente i valori delle n_var variabili decisionali ottenuti su un orizzonte temporale $n_intervals_opt$ di ottimizzazione. L’intero output ottenuto viene quindi ricampionato, tramite un blocco ”*Rate transition*”, alla frequenza di comunicazione richiesta, pari a 15 minuti. In maniera analoga, tramite il segnale ”*counter_index*” si può graficare l’andamento nel tempo delle variabili ottimizzate.

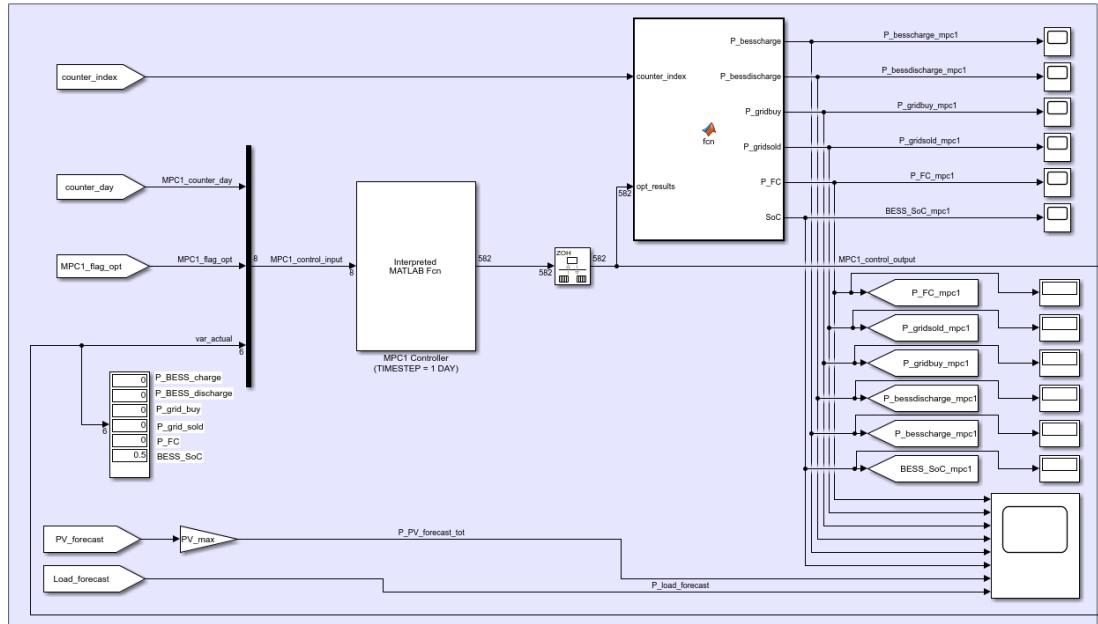


Figura 3.4: Modello Simulink del controllore MPC1

3.2.2 Controllore MPC2

Il secondo controllore, anch’esso di tipo predittivo, esegue il processo di ottimizzazione ogni quarto d’ora, ed ha il compito di aggiornare il profilo di riferimento fornito dal controllore MPC1 sulla base dei valori reali di fotovoltaico e carico elettrico. In questo modo, si ottiene un profilo ottimizzato più rispondente alle reali condizioni a cui il sistema energetico è sottoposto, aggiornato con una frequenza maggiore rispetto al primo controllore.

La funzione obiettivo considerata si basa, come prima, sulla minimizzazione dei costi operativi presentati precedentemente e previsti per l’esercizio del sistema all’interno dell’orizzonte temporale di 2 giorni considerato dall’ottimizzazione. In aggiunta, le ottimizzazioni di MPC2 hanno come obiettivo la minimizzazione, per le 6 ore successive, degli scostamenti del profilo ottimizzato di scambio con la rete rispetto al riferimento fornito da MPC1: in tal modo, il controllo è tale da preservare il profilo di scambio con la rete ottenuto a inizio giornata.

Per far ciò, la potenza di sbilanciamento della rete $P_{grid_{unbalance}}$ valutata al tempo t è stata definita nel seguente modo:

$$P_{grid_{unbalance}|t} = abs(P_{grid_{ref}}|_t^{t+6h} - P_{grid}|_t^{t+6h}) \quad (3.23)$$

Ovvero pari al valore assoluto della differenza tra il valore di riferimento $P_{grid_{ref}}$ di potenza di scambio con la rete nell'intervallo temporale $(t, t + 6h)$, ottenuto da MPC1 a inizio giornata, e il valore di potenza P_{grid} da ottimizzare nel medesimo intervallo. In questo modo, la funzione di costo associata alla rete è stata modificata, rispetto alla 3.17, tramite il parametro di costo $penalty_{grid_{unbalance}}$ associato all'energia di *unbalance* con la rete:

$$opex_{grid|t} = opex_{grid_{buy}} - revenue_{grid_{sold}} + opex_{grid_{unbalance}|t} \quad (3.24)$$

$$opex_{grid_{unbalance}|t} = penalty_{grid_{unbalance}} \times P_{grid_{unbalance}|t} \quad (3.25)$$

In fig.3.5 è presentato un dettaglio del sistema di controllo, relativo al controllore MPC2 sviluppato all'interno del modello Simulink.

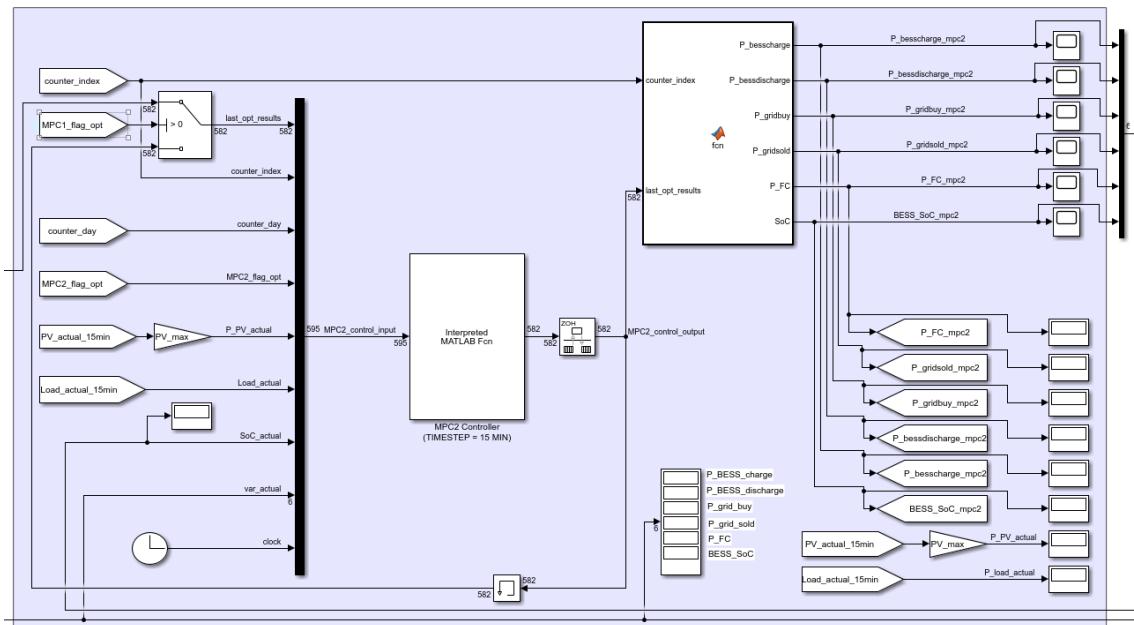


Figura 3.5: Modello Simulink del controllore MPC2

Come per il primo controllore, il blocco denominato "MPC2 Controller (timestep = 15 min)" è il blocco "*Interpreted Matlab function*" su cui è caricata la funzione Matlab di ottimizzazione del secondo controllore, e riceve in input al tempo t :

1. i segnali di controllo "counter_index" e "counter_day" già descritti;

2. l'array "last_opt_results", contenente i risultati dell'ultima ottimizzazione effettuata in ordine cronologico dal sistema: in particolare, il blocco "Switch" a monte permette di prendere in ingresso alternativamente l'output di MPC1 (ad inizio giornata) o l'output di DP3 dell'istante $t - 1$ in feedback;
3. il segnale di controllo "MPC2_flag_opt", che assume valore unitario ogni quarto d'ora, per stabilire la frequenza temporale richiesta per l'ottimizzazione, appunto pari a 15 minuti;
4. il segnale di controllo "clock", per l'informazione relativa al tempo di simulazione;
5. i valori reali, al tempo t e aggiornati ogni 15 minuti, di produzione da fotovoltaico ("P_PV_actual") e di carico elettrico ("P_load_actual");
6. i valori in feedback delle variabili decisionali ottenuti dal controllore DP3 all'istante $t - 1$, stavolta separati per comodità in un segnale contenente il solo stato di carica ("SoC_actual") ed un segnale associato all'intero set di variabili ("var_actual"): lo scopo di tale input è, come visto prima, quello di aggiornare, a monte di ogni ottimizzazione, i valori attuali di stato di carica della batteria e stato operativo della fuel cell.

Analogamente a MPC1, il controllore MPC2 produce in output una matrice di dimensioni $n_var \times n_intervals_opt$ contenente i valori delle n_var variabili decisionali ottenuti su un orizzonte temporale $n_intervals_opt$ di ottimizzazione: l'output è quindi ricampionato attraverso un blocco "*Rate transition*" alla frequenza richiesta di 15 minuti.

Inoltre, poichè il terzo controllore non richiede le informazioni relative all'intera matrice di risultati ottimizzati lungo l'orizzonte temporale, il segnale di output diretto a DP3 è per comodità ristretto al solo array di lunghezza n_var di variabili ottimizzate al tempo t .

In tabella 3.3 sono riassunte, infine, le principali caratteristiche del controllore MPC2 appena descritto.

3.2.3 Controllore DP3

Il sistema di controllo sviluppato prevede un terzo controllore, tale da comunicare ogni 20 secondi i segnali di comando ottimi ottenuti dal controllo descritto ai componenti fisici del sistema energetico ibrido in esame.

| Controllore <i>MPC2</i> | |
|--------------------------|--|
| Tipo | Model predictive |
| Orizzonte temporale | 2 giorni |
| Frequenza ottimizzazione | 15 minuti |
| Frequenza output | 15 minuti |
| Input | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback MPC1 output Dato reale <i>PV</i> _{15min} Dato reale <i>Load</i> _{15min} |
| Output | P BESS charge _{MPC2} P BESS discharge _{MPC2} P grid buy _{MPC2} P grid sold _{MPC2} BESS SoC _{MPC2} P FC _{MPC2} |
| Funzione obiettivo | Minimizzazione costi operativi Minimizzazione scostamento grid MPC1 (t,t+6h) |

 Tabella 3.3: Caratteristiche del controllore *MPC2*

Quest'ultimo controllore, a differenza dei primi due, non prevede un orizzonte temporale di ottimizzazione, ma procede ogni 20 secondi a determinare, al tempo t , il set ottimo di variabili decisionali tramite una funzione obiettivo volta a minimizzare non più i costi operativi ma, grazie a pesi opportuni, lo scostamento dei profili ottimizzati di batteria, fuel cell e rete elettrica rispetto ai rispettivi riferimenti forniti da MPC2: in questo modo si può ottenere, con una frequenza molto elevata, il set ottimo di potenze per il comando dei componenti del sistema ibrido, congruente con fluttuazioni anche molto rapide di fotovoltaico e carico elettrico.

La funzione multi-obiettivo utilizzata per DP3 al tempo t è:

$$Objective = (\alpha_{BESS} \Delta_{BESS|t}) + (\alpha_{FC} \Delta_{FC|t}) + penalty_{FC|t} + (\alpha_{grid} \Delta_{grid|t}) \quad (3.26)$$

Dove i termini Δ_{BESS} , Δ_{FC} , Δ_{grid} sono gli scostamenti al tempo t , in valore assoluto, dei profili ottimi di batteria, fuel cell e rete elettrica rispetto al riferimento fornito da MPC2:

$$\Delta_{BESS|t} = abs(P_{BESS_{ref|t}} - P_{BESS|t}) \quad (3.27)$$

$$\Delta_{FC|t} = abs(P_{FC_{ref|t}} - P_{FC|t}) \quad (3.28)$$

$$\Delta_{grid|t} = abs(P_{grid_{ref|t}} - P_{grid|t}) \quad (3.29)$$

Tali scostamenti sono minimizzati attraverso i pesi α_{BESS} , α_{FC} e α_{grid} , definiti con valore crescente rispettivamente per batteria, fuel cell e rete elettrica: in questo modo, il sistema di controllo è tale da agire con un grado di libertà maggiore su batteria e fuel cell, ed in maniera più ridotta sul profilo della rete, per soddisfare il bilancio di potenza legato ai valori, aggiornati ogni 20 secondi, di fotovoltaico e carico elettrico. Il termine $penalty_{FC|t}$, invece, è introdotto per affinare il comportamento della fuel cell, attraverso i pesi $penalty_{FC,startup|t}$ e $penalty_{FC,shutdown|t}$, ovvero per controllare le condizioni, al tempo t , di accensione e spegnimento definite rispettivamente dalle variabili binarie $n_{startup|t}$ e $n_{shutdown|t}$ introdotte precedentemente:

$$penalty_{FC|t} = (penalty_{FC,startup} \times n_{startup|t}) + (penalty_{FC,shutdown} \times n_{shutdown|t}) \quad (3.30)$$

In tabella 3.4 sono riportate le caratteristiche del controllore DP3.

| Controllore DP3 | |
|--------------------------|--|
| Tip | Dynamic programming |
| Frequenza ottimizzazione | 20 secondi |
| Frequenza output | 20 secondi |
| Input | Segnali di controllo DP3 _{t-1} feedback MPC2 output Dato reale PV _{20s} Dato reale Load _{20s} |
| Output | P BESS charge P BESS discharge P grid buy P grid sold BESS SoC P FC |
| Funzione obiettivo | Scostamento MPC2 |

Tabella 3.4: Caratteristiche del controllore DP3

Nella fig.3.6 è presentato, infine, lo schema di controllo Simulink relativo al controllore DP3. Anche qui, il blocco denominato "DP3 Controller (timestep = 20 s)" è il blocco "*Interpreted Matlab function*" su cui è caricata la funzione Matlab di ottimizzazione del terzo e ultimo controllore. Gli input di DP3 all'istante t sono:

1. i segnali di controllo "counter_index" e "counter_day", già descritti;
2. l'array "last_opt_results", in cui sono contenuti i risultati dell'ultima ottimizzazione effettuata dal sistema: in particolare, il blocco "Switch" a monte per-

mette di prendere in ingresso alternativamente l'output di MPC2 (ogni quarto d'ora) o l'output di DP3 all'istante $t - 1$ in feedback;

3. i segnali di controllo "index_dp3_tot" e "clock", per aggiornare le informazioni su schermo relative all'ottimizzazione in corso;
4. il segnale di controllo "DP3_flag_opt", che assume valore unitario ogni 20 secondi, per stabilire la frequenza temporale richiesta per l'ottimizzazione, pari appunto a 20 secondi;
5. i valori di riferimento, forniti dal controllore MPC2, dei profili di batteria, fuel cell e rete elettrica, utilizzati per il calcolo degli scostamenti riportati nelle equazioni 3.27, 3.28 e 3.29 e valutati rispettivamente come:

$$P_{BESS_{ref|t}} = P_{BESS_{charge_{MPC2|t}}} - P_{BESS_{discharge_{MPC2|t}}} \quad (3.31)$$

$$P_{FC_{ref|t}} = P_{FC_{MPC2|t}} \quad (3.32)$$

$$P_{grid_{ref|t}} = P_{grid_{buy_{MPC2|t}}} - P_{grid_{sold_{MPC2|t}}} \quad (3.33)$$

6. i valori reali, al tempo t e aggiornati ogni 20 secondi, di produzione da fotovoltaico ("P_PV_actual"), carico elettrico ("Load_actual") e stato di carica della batteria ("SoC_actual", in feedback da DP3);

In output, il controllore fornisce, al tempo t , un array di dimensione n_var contenente i valori delle n_var variabili decisionali prodotte dall'ottimizzazione al tempo t : questo segnale è dunque il risultato finale dell'intero sistema di controllo, che comunica ai componenti del sistema, ovvero a batterie, fuel cell e rete, i valori di potenza elettrica che devono soddisfare, ottimizzati in funzione della logica di controllo presentata.

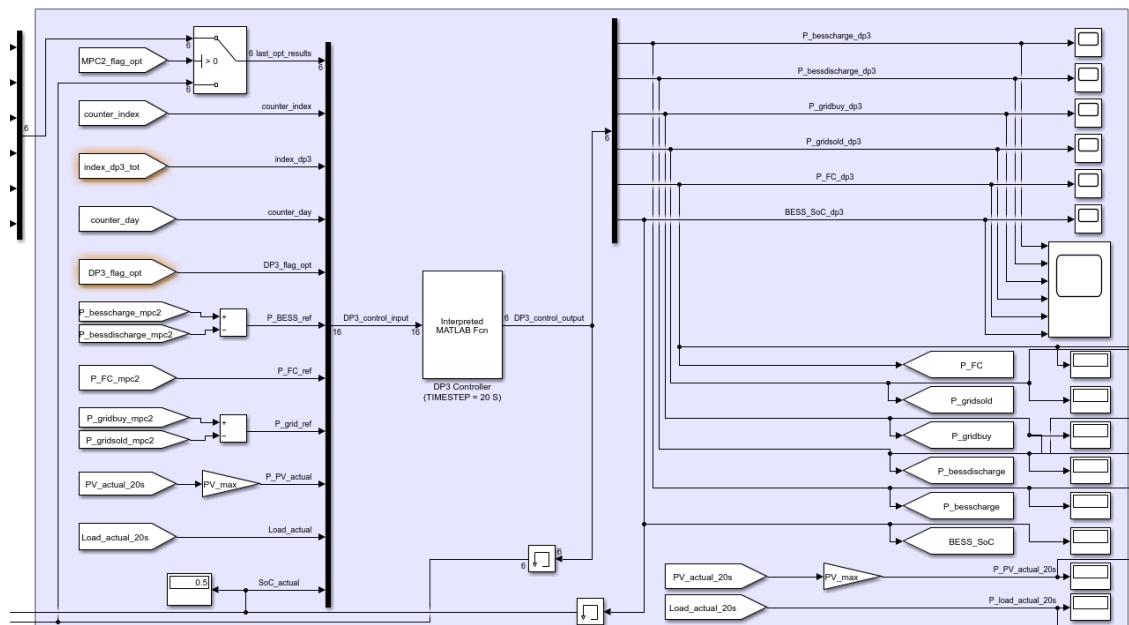


Figura 3.6: Modello Simulink del controllore DP3

Capitolo 4

Risultati

Nel presente capitolo, sono infine mostrati i risultati delle simulazioni che sono state effettuate per testare le prestazioni e la validità del sistema di controllo sviluppato: in primo luogo, è mostrato l'effetto della variazione dell'errore delle previsioni sulle performance, per poi analizzare come, a parità di previsioni negative, l'incremento della capacità della batteria permetta di ottenere un certo miglioramento in termini di energia di *unbalance* scambiata con la rete.

Per la verifica delle prestazioni e del comportamento generale del sistema di controllo predittivo, sono state condotte una serie di prove di durata settimanale volte a dimostrare l'efficacia del controllo sviluppato in funzione dell'effettiva corrispondenza tra previsioni a disposizione e dati reali di fotovoltaico e carico elettrico.

I parametri del sistema energetico ibrido per applicazioni residenziali, introdotti nello scorso capitolo e utilizzati all'interno delle funzioni di ottimizzazione dei controllori per la definizione del modello numerico, sono riassunti in tabella 4.1, mentre in tabella 4.2 sono presentati i parametri di costo considerati per la definizione della funzione obiettivo di minimizzazione dei costi operativi.

Inizialmente, una prima fase di simulazioni è stata necessaria per la calibrazione di un certo set di parametri del sistema, tali da influire in maniera importante sul comportamento finale dell'intero sistema di controllo. Nel corso delle simulazioni, i parametri più influenti sull'andamento dei risultati sono stati:

- il costo $\text{penalty}_{\text{grid}_{\text{unbalance}}}$ legato alla potenza di *unbalance* con la rete, utilizzato nel secondo controllore per la minimizzazione dello scostamento del profilo di rete ottimo;
- i parametri di costo $\text{penalty}_{\text{FC}_{\text{startup}}}$ e $\text{penalty}_{\text{FC}_{\text{shutdown}}}$, associati rispettivamente all'accensione e allo spegnimento della fuel cell e definiti nel terzo controllore per l'ottimizzazione del comportamento della fonte programmabile;

CAPITOLO 4. RISULTATI

| Componente | Parametro | Valore | Unità di misura |
|--------------|-------------------------------|---------|-----------------------|
| Fotovoltaico | $P_{PV_{max}}$ | 6 | kW_p |
| Rete | $P_{grid_{max}}$ | 6 | kW |
| Batteria | C_{BESS} | 8 | kWh |
| | SoC_{max} | 0.9 | kWh_{rem}/kWh_{tot} |
| | SoC_{min} | 0.1 | kWh_{rem}/kWh_{tot} |
| | SoC_0 | 0.5 | kWh_{rem}/kWh_{tot} |
| | C_{rate} | 1 - 0.1 | h^{-1} |
| | δ_{SoC} | 0.2 | kWh_{rem}/kWh_{tot} |
| Fuel cell | $P_{FC_{max}}$ | 1.7 | kW |
| | $load_factor_{FC_{min}}$ | 0.25 | |
| | $P_{FC_{min}}$ | 0.425 | kW |
| | $load_factor_{FC_{standby}}$ | 0.10 | |
| | $P_{FC_{standby}}$ | 0.17 | kW |
| | $\eta_{FC_{standby}}$ | 0.35 | kWh_e/kWh_f |
| | $\eta_{FC_{min}}$ | 0.48 | kWh_e/kWh_f |
| | $\eta_{FC_{max}}$ | 0.42 | kWh_e/kWh_f |

Tabella 4.1: Parametri del sistema

| Costi operativi | | |
|--------------------------|--------|------------------------|
| Parametro | Valore | Unità di misura |
| $cost_{EE}$ | 0.20 | $\text{€}/kWh_e$ |
| $revenue_{EE}$ | 0.10 | $\text{€}/kWh_e$ |
| $cost_{H_2}$ | 0.8 | $\text{€}/scm$ |
| $penalty_{FC_{startup}}$ | 2 | $\text{€}/n_{startup}$ |
| $opex_{FC_{H_2ref}}$ | 0.186 | € |

Tabella 4.2: Parametri di costo

- i pesi α_{BESS} , α_{FC} e α_{grid} , usati nel terzo controllore per la definizione della funzione multi-obiettivo di minimizzazione degli scostamenti di rete elettrica, batteria e fuel cell rispetto ai profili di riferimento ottenuti dal secondo controllore.

I valori ottimali determinati, in grado di garantire un comportamento soddisfacente per i profili ottimi di batteria, fuel cell e rete elettrica, sono riportati in tabella 4.3: Una volta eseguita la fase preliminare di calibrazione dei parametri, sono state definite le prove di simulazione, con l’obiettivo di dimostrare la relazione tra l’affidabilità del sistema di controllo predittivo sviluppato e l’attendibilità delle previsioni. In particolare, per valutare e quantificare le prestazioni del controllo si è scelto di monitorare una serie di parametri, tra cui i punti operativi di funzionamento della

| Parametro | Valore |
|------------------------------|--------|
| $penalty_{grid_{unbalance}}$ | 20 |
| $penalty_{FC_{startup}}$ | 100 |
| $penalty_{FC_{shutdown}}$ | 10 |
| α_{BESS} | 1 |
| α_{FC} | 10 |
| α_{grid} | 100 |

Tabella 4.3: Risultato della calibrazione dei parametri

fuel cell, l’andamento dello stato di carica della batteria ed il parametro di energia di *unbalance* con la rete, valutato in funzione dell’errore (stimato attraverso lo scarto quadratico medio *RMS E*) tra i dati di previsione (*forecast*) e i valori effettivi (*actual*) di fotovoltaico e carico elettrico lungo il tempo T di simulazione:

$$RMS E_{PV} = \frac{\sum_{t=0}^{t=T} (P_{PV_{forecast|t}} - P_{PV_{actual|t}})^2}{T} \quad (4.1)$$

$$RMS E_{Load} = \frac{\sum_{t=0}^{t=T} (P_{Load_{forecast}} - P_{Load_{actual}})^2}{T} \quad (4.2)$$

A partire da dati meteo a disposizione, relativi alla Stazione Meteo della Facoltà di Ingegneria di Roma Tor Vergata e rilevati con una frequenza di 10 secondi, la costruzione del profilo previsto e del profilo reale è stata realizzata come descritto nelle seguenti equazioni:

$$P_{PV_{forecast}} = P_{PV_{max}} \times PV_{data} \quad (4.3)$$

$$P_{PV_{actual}} = k \times P_{PV_{forecast}} \times [1 + lb_{PV} + (ub_{PV} - lb_{PV}) \times rand] \quad (4.4)$$

Il profilo atteso $P_{PV_{forecast}}$ è stato assunto pari a quello ottenuto dai dati meteo $P_{PV_{data}}$ a disposizione e da una potenza di picco di fotovoltaico installato pari al parametro $P_{PV_{max}}$ introdotto precedentemente, mentre il profilo reale è stato determinato a partire da quello atteso attraverso una serie di parametri correttivi (k, ub_{PV}, lb_{PV}) per l’introduzione di un segnale di errore programmatico e controllabile, caratterizzato da uno scostamento massimo superiore ub e inferiore lb .

In maniera del tutto equivalente, grazie a un tool online per la generazione di profili di carico per applicazioni residenziali (*LoadProfileGenerator*), sono stati determinati i profili di carico atteso $P_{Load_{forecast}}$ e reale $P_{Load_{actual}}$:

$$P_{Load_{forecast}} = P_{Load_{data}} \quad (4.5)$$

$$P_{Load_{actual}} = k \times P_{Load_{forecast}} \times [1 + lb_{Load} + (ub_{Load} - lb_{Load}) \times rand] \quad (4.6)$$

4.1 Andamento delle prestazioni in funzione dell'errore delle previsioni

I casi studio scelti per valutare l'efficacia del sistema di controllo sviluppato in funzione dell'errore delle previsioni, valutati su un periodo di una settimana di simulazione, sono stati definiti nel seguente modo:

1. Caso 1 - Previsioni perfette: il primo caso fa riferimento ad una situazione ideale in cui le previsioni a disposizione (sia di fotovoltaico che di carico elettrico) risultino effettivamente molto valide rispetto ai valori reali;
2. Caso 2 - Previsioni accettabili: nel caso intermedio si esamina una situazione in cui le previsioni a disposizione siano caratterizzate da un errore rilevante ma comunque tale da garantire un buon comportamento del sistema di controllo in termini di energia di *unbalance* con la rete;
3. Caso 3 - Previsioni sbagliate: nel terzo caso, infine, si valuta la situazione peggiore caratterizzata da previsioni non affidabili, ovvero molto distanti dai dati reali effettivi di fotovoltaico e carico elettrico.

I dettagli numerici per la costruzione dei profili reali dei casi descritti sono riportati in tabella 4.4, in funzione del parametro k e degli scostamenti superiore ub e inferiore lb introdotti precedentemente:

| | Caso 1 Previsioni perfette | Caso 2 Previsioni accettabili | Caso 3 Previsioni sbagliate |
|-------------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| k_{PV} | 1 | 0.9 | 0.9 |
| k_{Load} | 1 | 1 | 1.1 |
| lb_{PV} | -5% | -5% | -5% |
| ub_{PV} | +5% | +5% | +5% |
| lb_{Load} | -5% | -5% | -5% |
| ub_{Load} | +5% | +5% | +5% |

Tabella 4.4: Dettagli numerici per la costruzione dei casi studio esaminati

4.1.1 Caso 1: previsioni perfette

I risultati ottenuti dalle simulazioni su una settimana del modello di controllo sviluppato, in condizioni di previsioni perfette (Caso 1), sono riportati di seguito.

CAPITOLO 4. RISULTATI

Le caratteristiche del caso 1, tra cui l'errore medio \overline{RMSE} delle previsioni di fotovoltaico e carico elettrico, sono riassunte in tab.4.5.

| Parametro | Valore |
|--------------------------|--------|
| k_{PV} | 1 |
| k_{Load} | 1 |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| \overline{RMSE}_{PV} | 0.019 |
| \overline{RMSE}_{Load} | 0.011 |
| \overline{RMSE} | 0.015 |

Tabella 4.5: Caratteristiche caso 1: previsioni perfette

Nelle figure da 4.1 a 4.8, sono inizialmente mostrati i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate per il caso 1. In particolare, possono essere fatte le seguenti valutazioni:

- i profili di fotovoltaico (fig.4.1) e carico elettrico (fig.4.2) hanno un andamento reale (in giallo) praticamente sovrapposto rispetto alle previsioni (in blu) fornite a inizio giornata al primo controllore, con fluttuazioni di entità ridotta ma non del tutto trascurabile;
- il comportamento reale (in giallo) della batteria, riassunto attraverso il profilo di carica (fig.4.3), di scarica (fig.4.4) e l'andamento complessivo dello stato di carica (fig.4.5), coincide in linea generale con il profilo predetto (in blu) dal primo controllore: tuttavia, anche in presenza di oscillazioni minime si può notare come il sistema di controllo è tale da determinare, soprattutto nel terzo giorno di simulazione (in cui il profilo di carico presenta i valori più alti sull'intera settimana, ed in cui quindi gli effetti delle fluttuazioni imposte risultano più marcati), risultati piuttosto differenti rispetto a quelli forniti da MPC1. Coerentemente con quanto prescritto nei vincoli, infine, lo stato di carica è contenuto in una finestra ottimale di funzionamento, e le potenze di carica e scarica della batteria sono limitate in situazioni di SOC rispettivamente elevato ($SOC \geq SOC_{max} - 0.2$) e ridotto ($SOC \leq SOC_{min} + 0.2$);
- gli andamenti della potenza acquistata (fig.4.6) e venduta (fig.4.7) alla rete elettrica presentano nel complesso valori reali (in giallo) piuttosto simili rispetto a quanto stimato dal primo controllore (in blu), dato che, come spiegato nello scorso capitolo, il sistema di controllo è tale da minimizzare lo scostamento del profilo di scambio con la rete rispetto a quello di riferimento;

- per la fuel cell (fig.4.8), infine, il controllo è tale da determinare una serie di accensioni "impreviste" (in giallo), necessarie alternativamente per il soddisfacimento delle fluttuazioni di carico o per la minimizzazione dello scostamento del profilo di rete.

In fig.4.9 sono successivamente presentate nel dettaglio le condizioni operative della fuel cell: in particolare, la figura mostra, sul grafico efficienza di funzionamento - fattore di carico considerato per la modellazione della fuel cell (linea rossa continua), i punti operativi della fuel cell (in rosso) ed i punti relativi al funzionamento medio in condizioni di fuel cell accesa (in nero) e in modalità "on" (in blu).

I risultati ottenuti mostrano come il sistema di controllo sia in grado di far lavorare la fuel cell in condizioni tali da garantire un'efficienza media di funzionamento piuttosto elevata: nel corso della simulazione, infatti, la cella si è trovata a lavorare prevalentemente in condizioni di standby, e nei periodi di modalità "on" il controllo è stato comunque tale da imporre fattori di carico non eccessivamente elevati, al fine di ottimizzare l'efficienza di funzionamento.

Infine, sono state determinate le prestazioni dell'algoritmo di controllo sviluppato in base all'*unbalance* ottenuto, attraverso i seguenti grafici:

- in fig.4.10 è presentato l'andamento cumulato dell'energia scambiata con la rete, in cui i tratti crescenti corrispondono all'acquisto, e viceversa i tratti decrescenti sono associati alla vendita alla rete. Come evidente anche dai grafici iniziali, le condizioni di acquisto si hanno principalmente durante il periodo notturno, mentre la vendita avviene di giorno ovvero quando la produzione da fotovoltaico è tale da soddisfare autonomamente la richiesta combinata di carico elettrico e carica della batteria. Da questo grafico si può notare come, in condizioni di previsioni perfette, il valore cumulato dell'energia effettivamente scambiata con la rete (in giallo) tende, come prevedibile, a convergere con quanto predetto dal primo controllore a inizio giornata (in blu), mentre il secondo controllore diverge gradualmente a partire dal terzo giorno per le motivazioni introdotte prima;
- in fig.4.11 è infine valutata, rispetto al profilo reale di potenza scambiata con la rete (in blu), l'efficacia delle ottimizzazioni al quarto d'ora effettuate dal secondo controllore su traguardi più lunghi e pari a 1, 2 e 4 ore, e presentata per 3 ottimizzazioni effettuate durante il primo giorno di simulazione: il semipiano positivo fa riferimento alla potenza acquistata, mentre quello negativo è associato alla potenza venduta alla rete. La prima ottimizzazione considerata, corrispondente alla mezzanotte del giorno in esame, mostra un profilo (in ros-

so) molto vicino a quello reale scambiato; la seconda ottimizzazione, alle ore 08:00, determina anch'essa un profilo (in giallo) molto valido soprattutto per la prima ora, mentre nei traguardi successivi tende gradualmente a divergere per via delle fluttuazioni impreviste di fotovoltaico e/o carico; il profilo finale (in viola), ottenuto dall'ottimizzazione delle ore 16:00, ha come nel primo caso un andamento quasi sovrapponibile a quello reale per tutti e 3 i traguardi, dovuto al fatto che le oscillazioni sono di entità più contenuta.

In tabella 4.6 sono in ultima analisi riassunti alcuni risultati d'interesse, e raccolti i valori associati allo scostamento introdotto per via grafica nella figura appena descritta e valutato per le prime 12 ore di simulazione.

| Parametro | Valore | Unità di misura | Note |
|-----------------------------------|-----------|------------------------------------|-----------------------|
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})$ | 0.100 | kW/kW _{max} | media (FC accesa) |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})_{on}$ | 0.515 | kW/kW _{max} | media (FC on) |
| η_{FC} | 0.417 | kWh _e /kWh _f | media (FC accesa) |
| $\eta_{FC_{on}}$ | 0.486 | kWh _e /kWh _f | media (FC on) |
| h_{FC} | 6.321 | h/g | media (ore FC accesa) |
| $P_{grid_{MPC1}}$ | -0.659 | kW | media |
| $P_{grid_{MPC2}}$ | -0.721 | kW | media |
| P_{grid} | -0.656 | kW | media |
| $EE_{grid_{MPC1}} _{7days}$ | -2180.120 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{MPC2}} _{7days}$ | -2421.466 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid} _{7days}$ | -2202.887 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{unbalance}}$ | 3.241 | kWh _e /g | media |

Tabella 4.6: Caso 1 (previsioni perfette): risultati

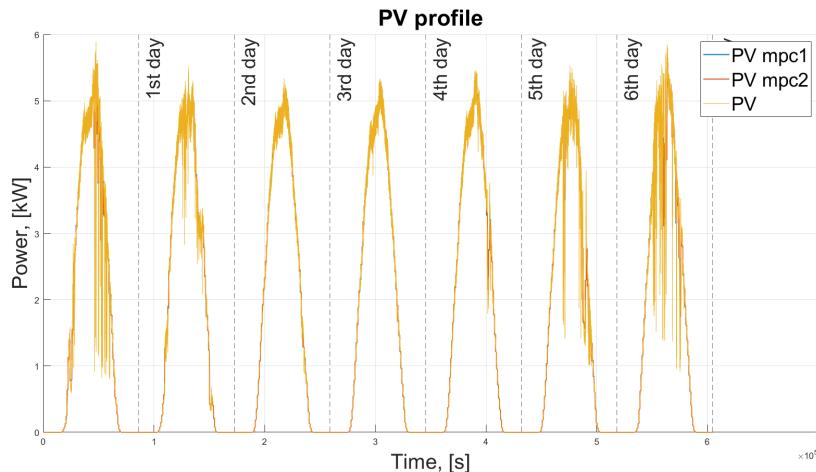


Figura 4.1: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di produzione da fotovoltaico

CAPITOLO 4. RISULTATI

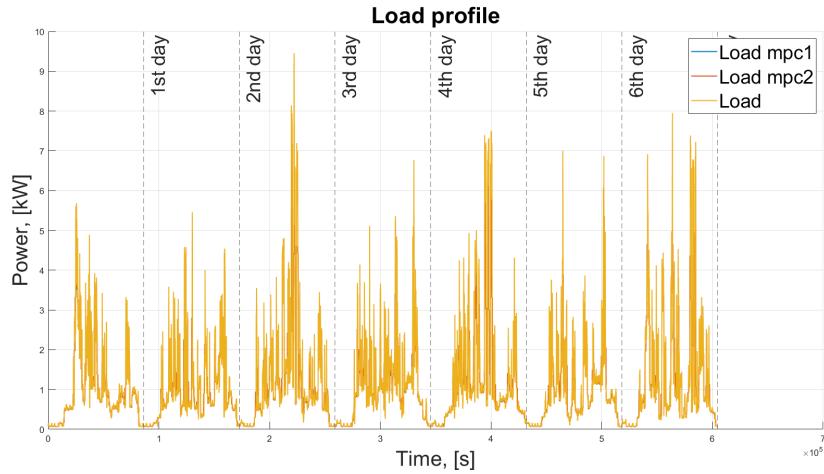


Figura 4.2: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di carico

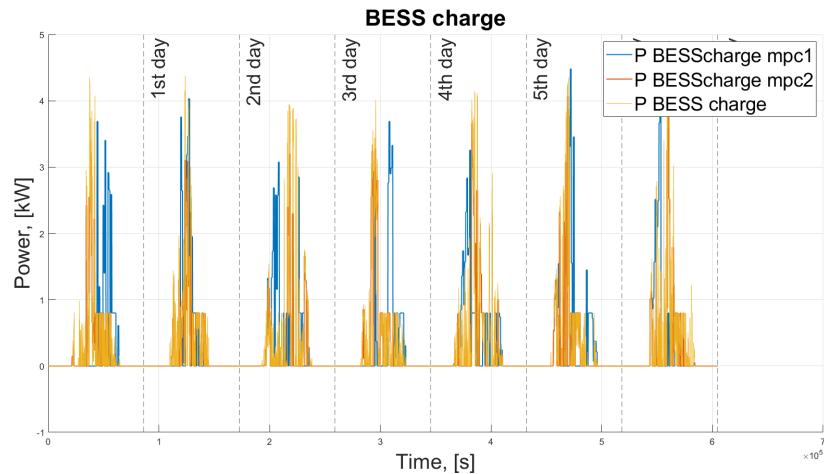


Figura 4.3: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di carica della batteria

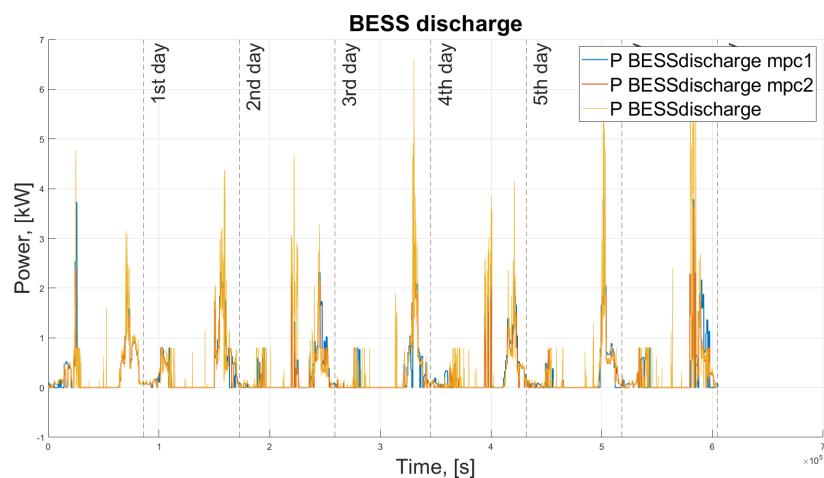


Figura 4.4: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di scarica della batteria

CAPITOLO 4. RISULTATI

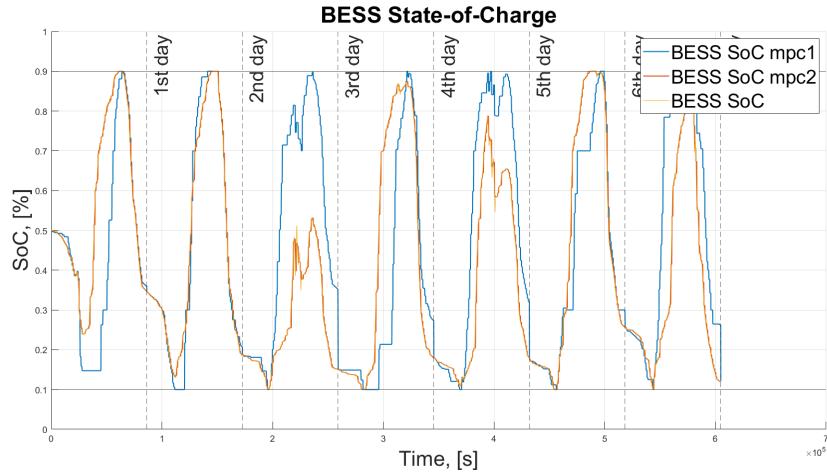


Figura 4.5: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di stato di carica della batteria

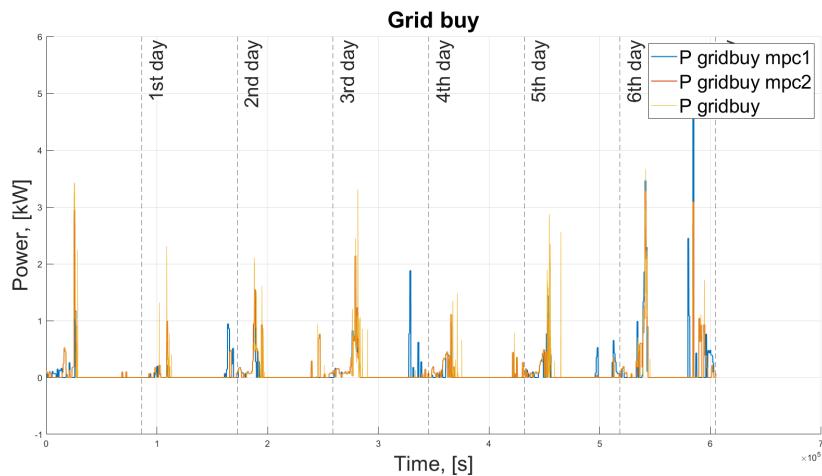


Figura 4.6: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di acquisto da rete elettrica

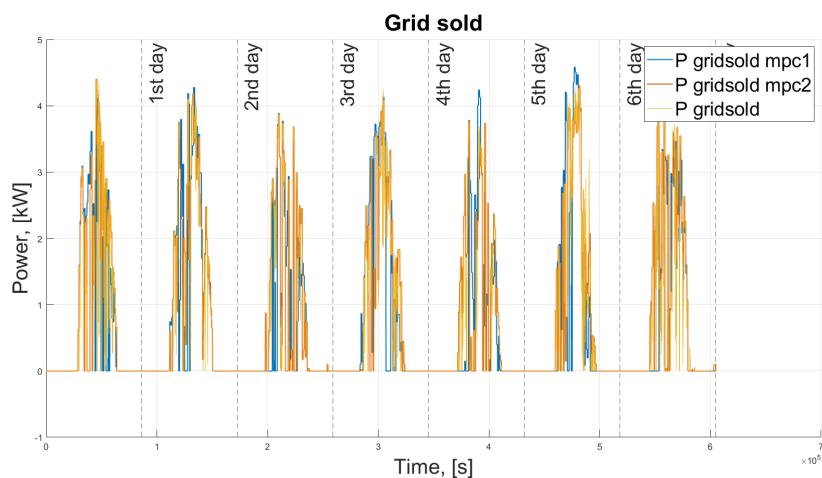


Figura 4.7: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di vendita alla rete elettrica

CAPITOLO 4. RISULTATI

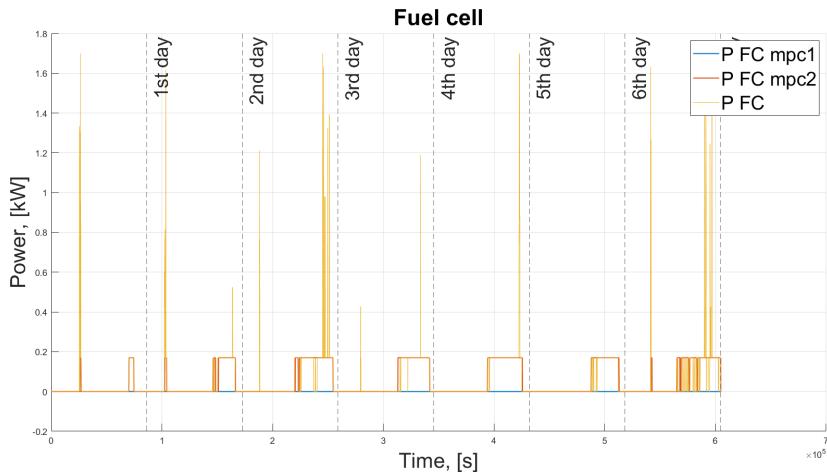


Figura 4.8: Caso 1 (previsioni perfette): profilo di funzionamento della fuel cell

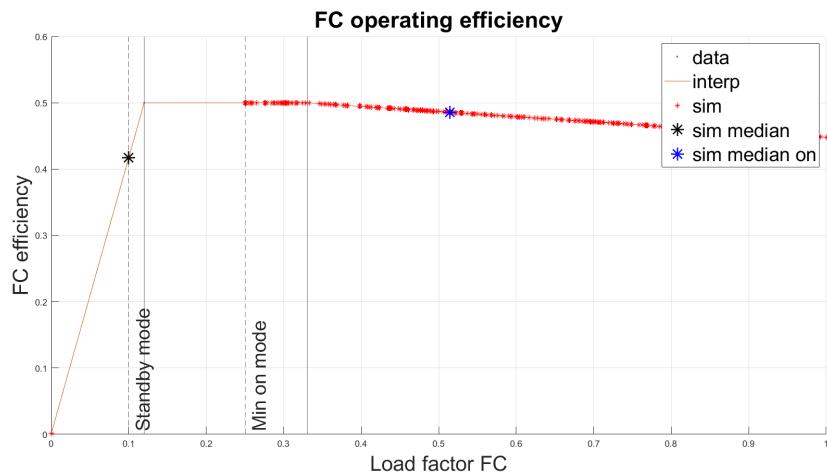


Figura 4.9: Caso 1 (previsioni perfette): punti operativi della fuel cell

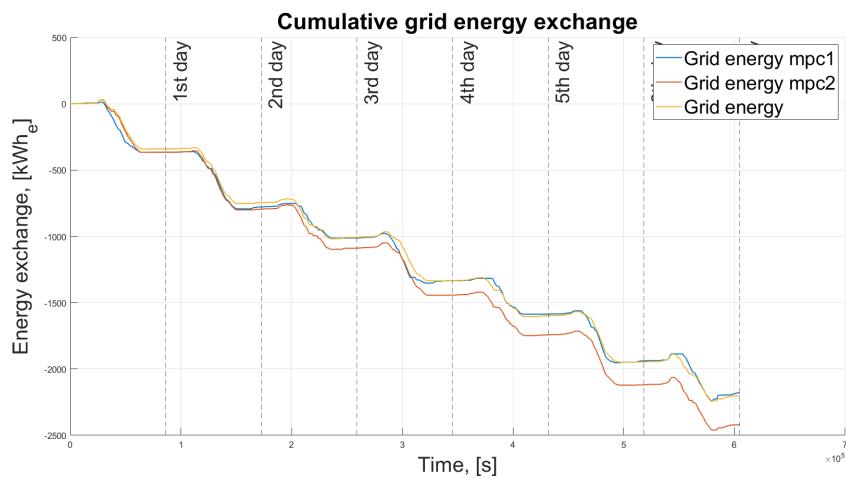


Figura 4.10: Caso 1 (previsioni perfette): cumulata dell'energia scambiata con la rete

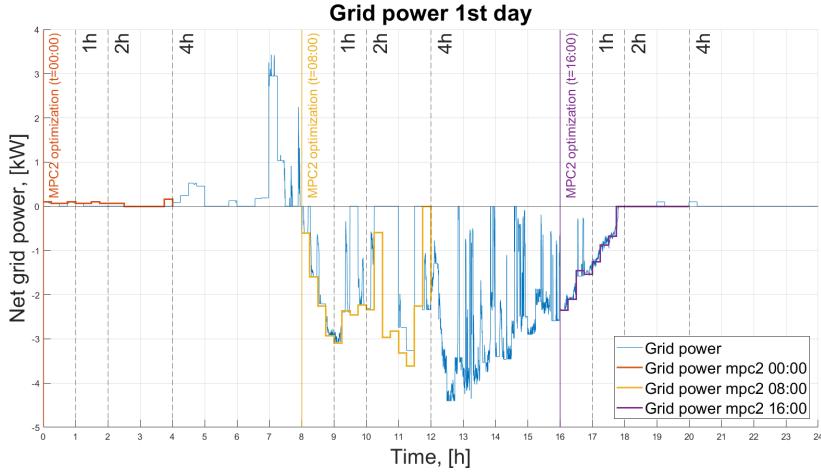


Figura 4.11: Caso 1 (previsioni perfette): potenza di *unbalance* con traguardi a 1, 2 e 4 ore

4.1.2 Caso 2: previsioni accettabili

Il secondo caso esaminato, in ipotesi di previsioni accettabili (Caso 2), è descritto dalle caratteristiche principali riportate in tab.4.7, e dai risultati in tab.4.8 e nelle figure da 4.12 a 4.22.

In particolare, possono essere tratti alcuni commenti in base agli andamenti ottenuti:

- Mentre in fig.4.13 il profilo reale (in giallo) di carico è ancora sovrapposto a quello previsto (in blu), in fig.4.12 si ha che il profilo reale di produzione da fotovoltaico (in giallo) è supposto essere, a differenza del caso 1, sistematicamente inferiore a quello previsto (in blu): in tal modo, la simulazione mira a valutare la penalizzazione ottenuta, sempre in termini di *unbalance* di rete, da previsioni ottimistiche rispetto ai risultati reali;
- per quanto riguarda la batteria, in maniera più marcata rispetto a quanto visto nel caso precedente, i risultati di fig.4.14, 4.15 e 4.16 come il profilo di stato di carica reale sia sensibilmente differente rispetto a quello fornito dal primo controllore: in particolare, il profilo reale (in giallo) si mantiene sempre al di sotto del profilo previsto (in blu), e questo per via del fatto che la produzione reale da fotovoltaico è, come detto prima, sistematicamente inferiore rispetto a quella prevista. Il processo di carica, inoltre, avviene in maniera molto rapida (nei periodi di generazione in eccesso da fotovoltaico), per poi dar seguito ad un processo di scarica leggermente più graduale;
- l'impatto maggiore della scarsa affidabilità delle previsioni si ha però sul profilo di rete: la fig.4.17 mostra infatti un intervento frequente dell'acquisto da rete per compensare la mancanza di generazione prevista, ed in fig.4.18 si os-

serva come la vendita effettiva (in giallo) sia spesso minore rispetto ai valori previsti (in blu): il sistema, cioè, cerca per quanto possibile di ammortizzare gli scostamenti imprevisti, agendo dapprima sulla batteria e sulla fuel cell, e solo in ultimo luogo sullo scambio con la rete elettrica, secondo i pesi descritti nell'equazione 3.26 definita nel terzo controllore;

- per quanto riguarda la fuel cell, in fig.4.19 e 4.20 si ha che il sistema di controllo richiede in maniera più frequente interventi alla massima potenza, anche se il punto medio di funzionamento risulta spostato verso fattori di carico più bassi: tale risultato è probabilmente dovuto al fatto che la fuel cell risulta accesa mediamente per un periodo di tempo più lungo, quindi il controllo cerca di garantire un compromesso tra la richiesta di fattori di carico elevati e la massimizzazione dell'efficienza di funzionamento.

Le fig.4.21 e 4.22 relative all'*unbalance* di rete portano poi alle seguenti conclusioni:

- in fig.4.21, è evidente l'effetto che previsioni non propriamente affidabili comportano sui risultati ottenibili dal modello di controllo predittivo: il profilo reale (in giallo), infatti, diverge sensibilmente rispetto a quello previsto ad inizio giornata (in blu), nonostante il sistema di controllo cerchi, come esaminato attraverso gli andamenti ottenuti da batteria e fuel cell, di minimizzare tale scostamento;
- in fig.4.22, infine, si può osservare come, in queste condizioni, l'efficacia complessiva del sistema di controllo sia penalizzata anche per traguardi più ravvicinati: questa considerazione è particolarmente evidente per le ottimizzazioni a metà (in giallo) e fine (in viola) giornata, in cui il profilo reale di potenza scambiata con la rete (in blu) tende a discostarsi sin da subito dal rispettivo profilo di riferimento, andando poi a divergere sensibilmente nei traguardi a 2 e 4 ore.

4.1.3 Caso 3: previsioni sbagliate

In ultima analisi, per quantificare la penalizzazione ottenibile da un sistema di *forecast* non adeguato, ovvero totalmente errato, si passa al caso 3: le caratteristiche principali sono riassunte in tab.4.9, ed i risultati sono ancora presentati per via numerica in tab.4.10 e per via grafica nelle figure da 4.25 a 4.33.

Per quest'ultimo caso, le considerazioni effettuate sono le seguenti:

CAPITOLO 4. RISULTATI

| Parametro | Valore |
|---------------------------|--------|
| k_{PV} | 0.9 |
| k_{Load} | 1 |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| $\overline{RMS E}_{PV}$ | 0.485 |
| $\overline{RMS E}_{Load}$ | 0.012 |
| $\overline{RMS E}$ | 0.248 |

Tabella 4.7: Caratteristiche caso 2: previsioni accettabili

| Parametro | Valore | Unità di misura | Note |
|--------------------------------------|-----------|-----------------|-----------------------|
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FC_{max}}})$ | 0.100 | kW/kW_{max} | media (FC accesa) |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FC_{max}}})_{on}$ | 0.621 | kW/kW_{max} | media (FC on) |
| η_{FC} | 0.417 | kWh_e/kWh_f | media (FC accesa) |
| $\eta_{FC_{on}}$ | 0.477 | kWh_e/kWh_f | media (FC on) |
| h_{FC} | 8.643 | h/g | media (ore FC accesa) |
| $P_{grid_{MPC1}}$ | -0.639 | kW | media |
| $P_{grid_{MPC2}}$ | -0.425 | kW | media |
| P_{grid} | -0.350 | kW | media |
| $EE_{grid_{MPC1}} _{7days}$ | -2146.158 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{MPC2}} _{7days}$ | -1427.850 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid} _{7days}$ | -1175.280 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{unbalance}}$ | 138.697 | kWh_e/g | media |

Tabella 4.8: Caso 2 (previsioni accettabili): risultati

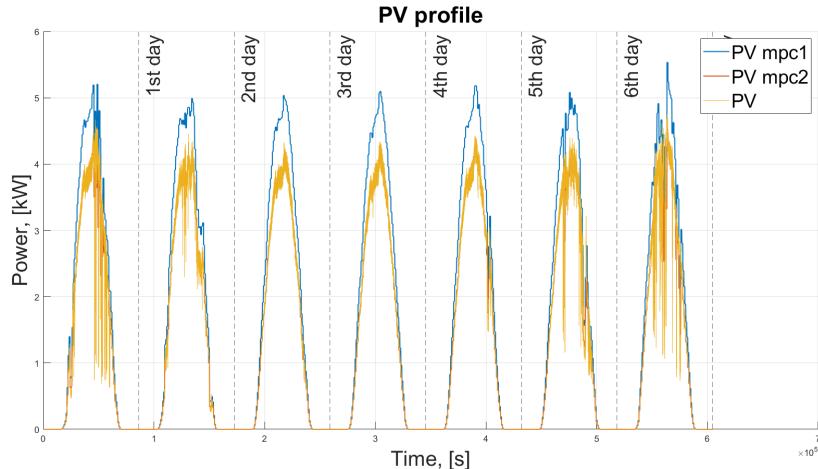


Figura 4.12: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di produzione da fotovoltaico

- secondo le ipotesi di simulazione descritte in tab.4.9, per il profilo di generazione da fotovoltaico di fig.4.23 è stato scelto un andamento ottimistico, ovvero maggiore, delle previsioni (in blu) rispetto ai valori reali (in giallo), ed analogamente per il profilo di carico di fig.4.24 si è ipotizzata una situa-

CAPITOLO 4. RISULTATI

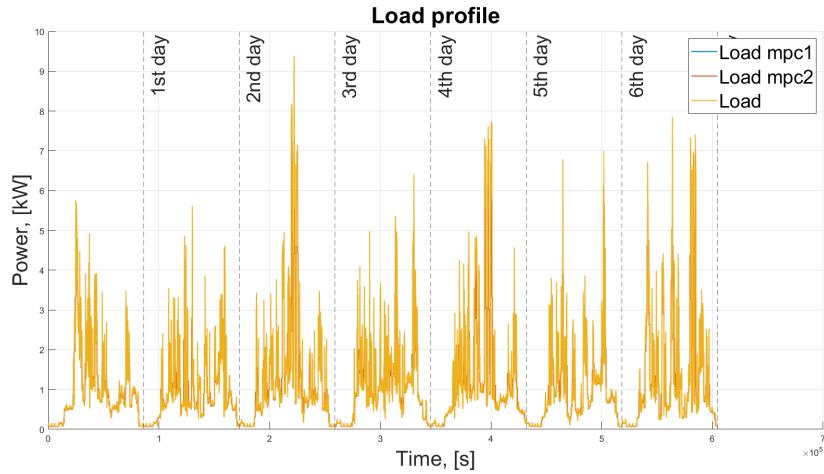


Figura 4.13: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di carico

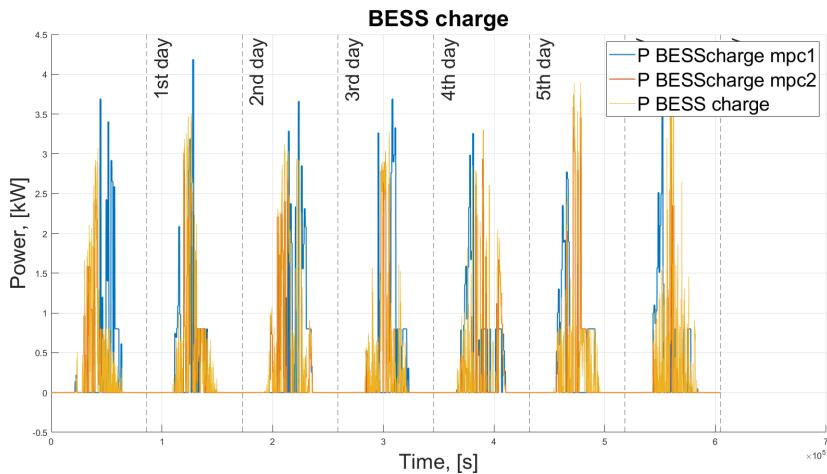


Figura 4.14: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di carica della batteria

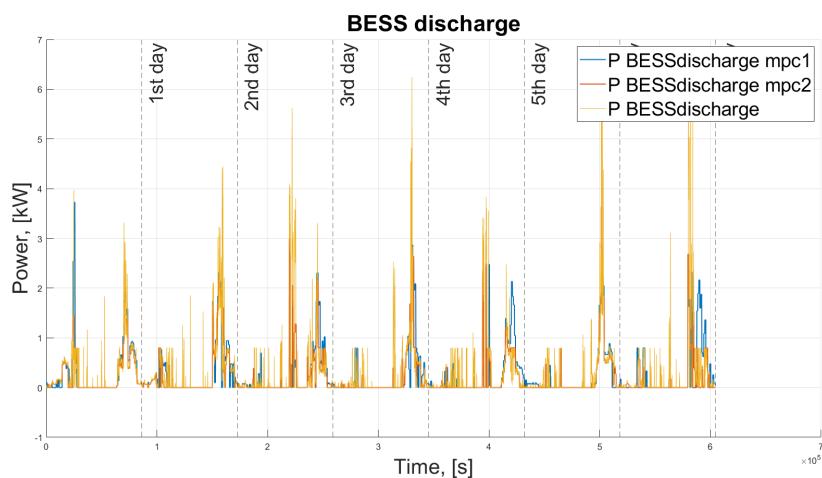


Figura 4.15: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di scarica della batteria

CAPITOLO 4. RISULTATI

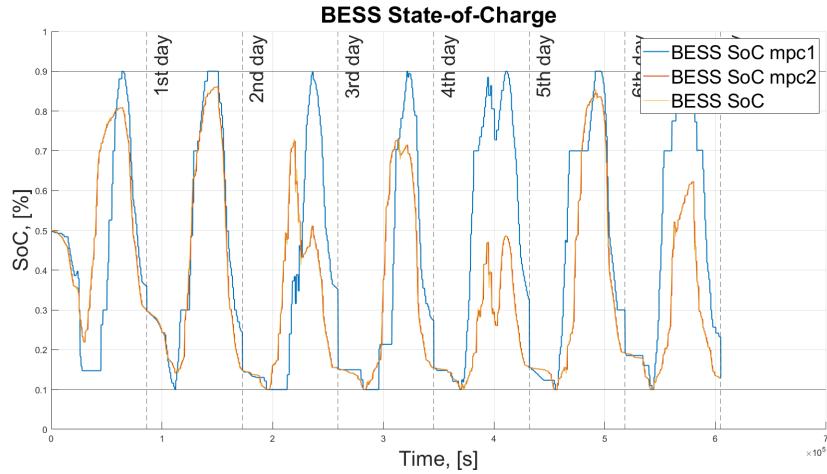


Figura 4.16: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di stato di carica della batteria

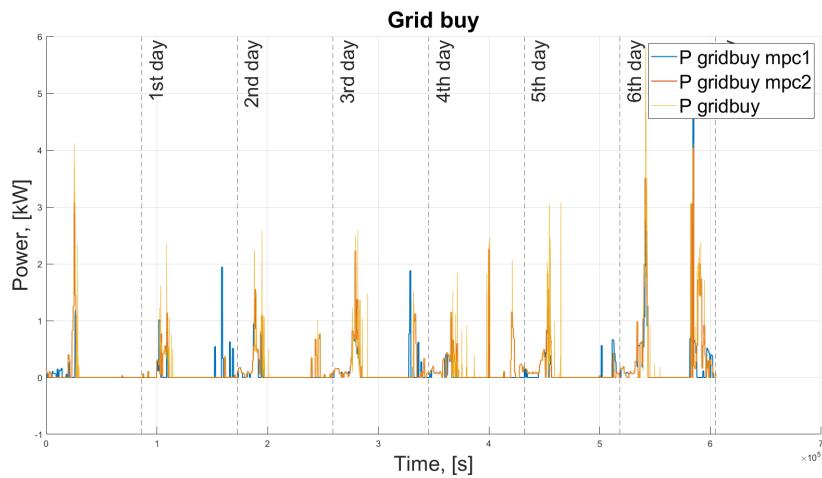


Figura 4.17: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di acquisto da rete elettrica

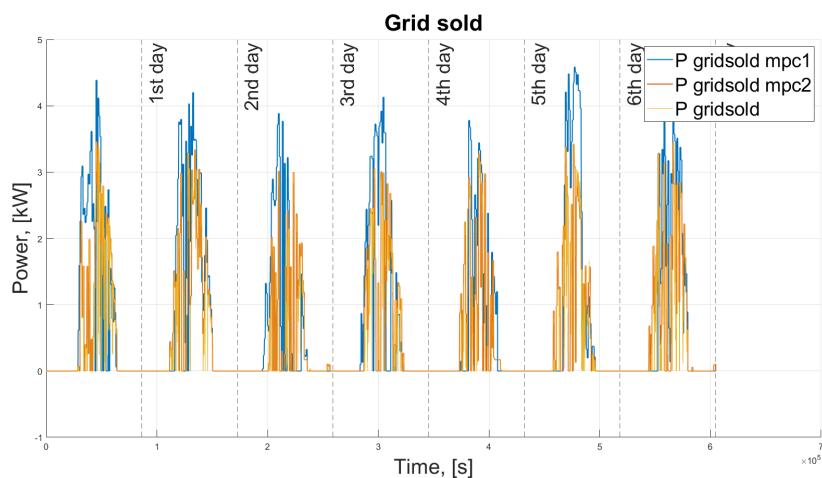


Figura 4.18: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di vendita alla rete elettrica

CAPITOLO 4. RISULTATI

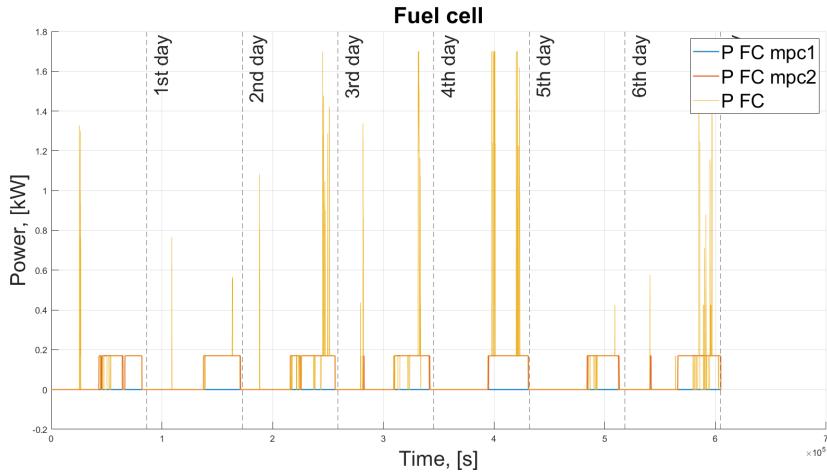


Figura 4.19: Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di funzionamento della fuel cell

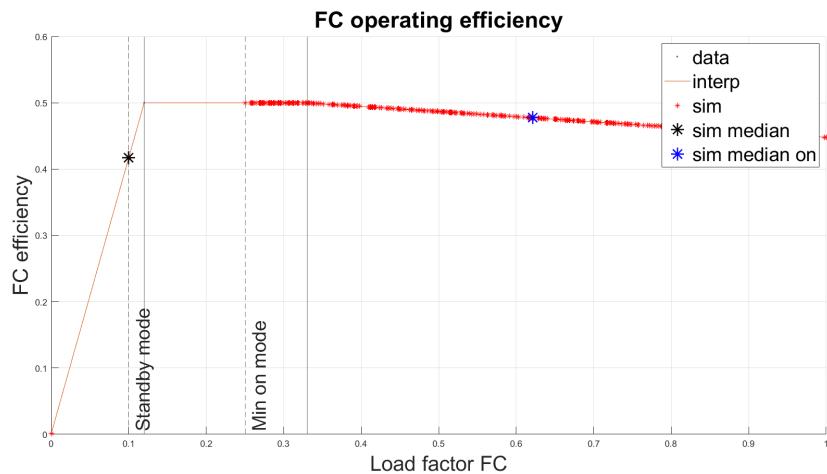


Figura 4.20: Caso 2 (previsioni accettabili): punti operativi della fuel cell

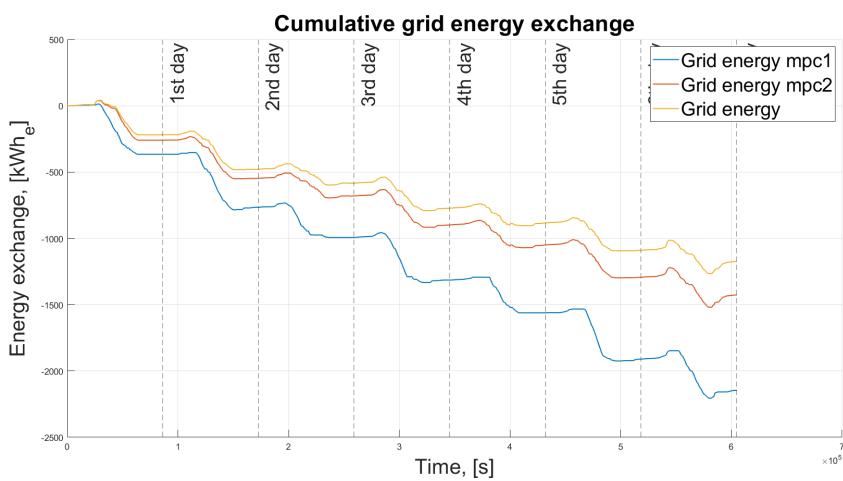


Figura 4.21: Caso 2 (previsioni accettabili): cumulata dell'energia scambiata con la rete

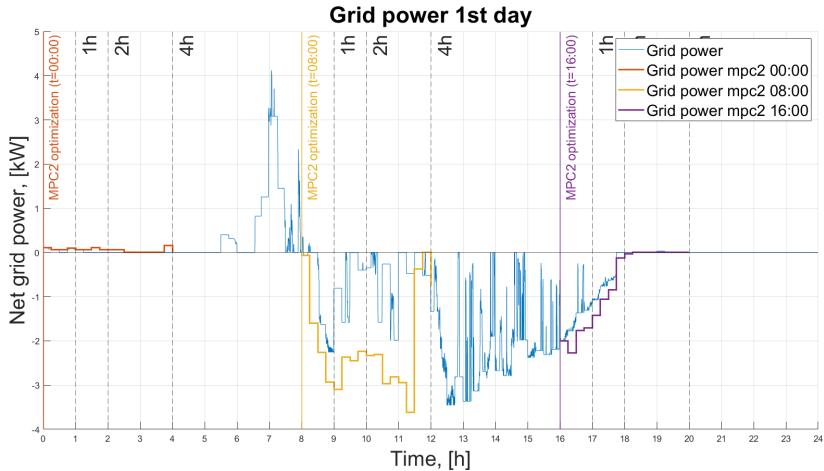


Figura 4.22: Caso 2 (previsioni accettabili): potenza di *unbalance* con traguardi a 1, 2 e 4 ore

zione in cui il carico effettivo (in giallo) risulti sempre maggiore di quello previsto (in blu): in tal senso, il caso 3 in esame rappresenta la condizione di test più sfavorevole possibile a cui il sistema di controllo può essere sottoposto, in cui cioè entrambi i profili reali (sia il profilo di generazione che quello di carico) risultino contemporaneamente peggiori degli andamenti previsti;

- dai grafici di fig.4.25, 4.26 e 4.27, si può osservare come la batteria sia il mezzo principale scelto dal sistema di controllo per la copertura degli scostamenti imprevisti: il profilo di carica reale (in giallo) è infatti generalmente ridotto rispetto a quello previsto a inizio giornata (in blu), e anche per quanto riguarda la scarica reale (in giallo) gli interventi sono più impegnativi e più frequenti a confronto con i valori predetti (in blu): in conseguenza di ciò, lo stato di carica subisce delle deviazioni di andamento significative, tali da mantenere spesso il *SoC* a valori molto ridotti e non permettere quindi di procedere in maniera efficace alla minimizzazione del profilo di *unbalance* con la rete;
- anche per quanto riguarda lo scambio con la rete, le fig.4.28 e 4.29 portano a conclusioni analoghe a quelle viste per la batteria: come per la carica e la scarica, si ha infatti una situazione analoga per la vendita e l'acquisto, che tende quindi a penalizzare in maniera importante lo scostamento complessivo
- nelle fig.4.30 e 4.31, si può poi evidenziare come gli interventi della fuel cell siano più frequenti e "instabili" rispetto ai primi due casi: dal punto di vista dell'efficienza media di funzionamento, tuttavia, si osserva un valore più elevato corrispondente a fattori di carico più ridotti, e ciò per via del fatto che la fuel cell si trova più spesso a lavorare in condizione di "standby".

Per valutare le penalizzazioni appena descritte in termini di *unbalance*, le figure 4.32 e 4.33 portano infine alle seguenti valutazioni:

- in fig.4.32, si osserva sin dai primi istanti di simulazione uno scostamento importante del profilo reale (in giallo), che tende progressivamente a divergere in maniera netta alla fine della settimana di simulazione: in tal senso, le condizioni ipotizzate nel caso 3 qui esaminato dimostrano quindi come l'efficacia del sistema di controllo predittivo sviluppato sia drasticamente ridotta, dato che viene richiesto uno sforzo importante della scarica della batteria, della fuel cell e della scarica della batteria per compensare la quota mancante di generazione e la quota aggiuntiva di carico elettrico;
- infine, anche per quanto riguarda l'efficacia delle ottimizzazioni al quarto d'ora effettuate dal secondo controllore (fig.4.33), si può concludere come un sistema di *forecast* inadeguato come quello ipotizzato in questo caso comporti degli scostamenti immediati dai profili predetti, in cui quindi sin dal traguardo a 1 ora si verifica una potenza di *unbalance* significativa che tende a crescere inesorabilmente nei traguardi successivi.

| Parametro | Valore |
|---------------------------|--------|
| k_{PV} | 0.9 |
| k_{Load} | 1.1 |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| $\overline{RMS E}_{PV}$ | 0.484 |
| $\overline{RMS E}_{Load}$ | 0.305 |
| $\overline{RMS E}$ | 0.394 |

Tabella 4.9: Caratteristiche caso 3: previsioni sbagliate

4.2 Analisi aggiuntiva sull'effetto di previsioni errate

Come evidente dai risultati ottenuti, situazioni estremamente sfavorevoli come quelle esaminate nel caso 3 non permettono al controllo di agire in maniera soddisfacente, e come prevedibile l'energia di *unbalance* media giornaliera segue un andamento crescente con l'errore (scarto quadratico medio) delle previsioni a disposizione, come mostrato in fig. 4.34 in cui è mostrato un confronto sulle prestazioni ottenute dal modello di controllo nei 3 casi esaminati finora.

CAPITOLO 4. RISULTATI

| Parametro | Valore | Unità di misura | Note |
|-----------------------------------|-----------|------------------------------------|-----------------------|
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})$ | 0.100 | kW/kW _{max} | media (FC accesa) |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})_{on}$ | 0.490 | kW/kW _{max} | media (FC on) |
| η_{FC} | 0.417 | kWh _e /kWh _f | media (FC accesa) |
| $\eta_{FC_{on}}$ | 0.488 | kWh _e /kWh _f | media (FC on) |
| h_{FC} | 8.919 | h/g | media (ore FC accesa) |
| $P_{grid_{MPC1}}$ | -0.619 | kW | media |
| $P_{grid_{MPC2}}$ | -0.247 | kW | media |
| P_{grid} | -0.138 | kW | media |
| $EE_{grid_{MPC1}} _{7days}$ | -2079.181 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{MPC2}} _{7days}$ | -828.997 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid} _{7days}$ | -462.693 | kWh _e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{unbalance}}$ | 230.927 | kWh _e /g | media |

Tabella 4.10: Caso 3 (previsioni sbagliate): risultati

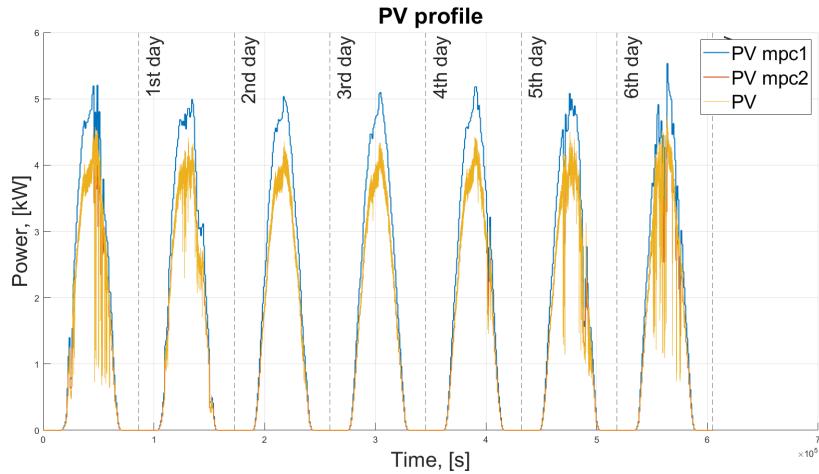


Figura 4.23: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da fotovoltaico

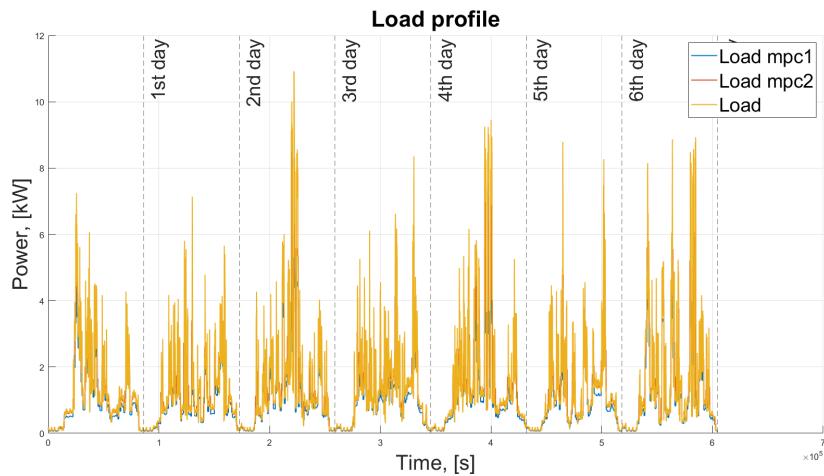


Figura 4.24: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di carico

CAPITOLO 4. RISULTATI

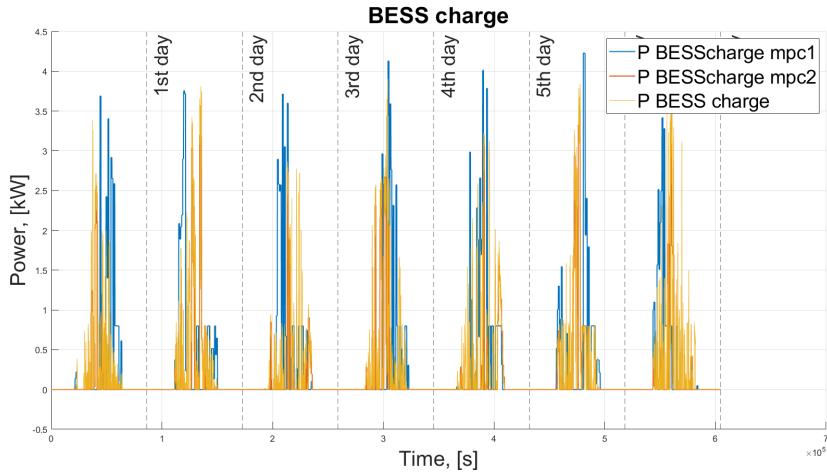


Figura 4.25: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di carica della batteria

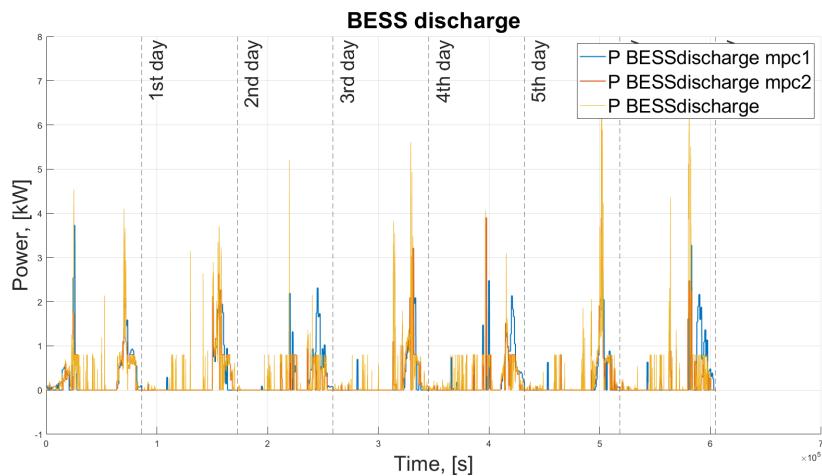


Figura 4.26: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di scarica della batteria

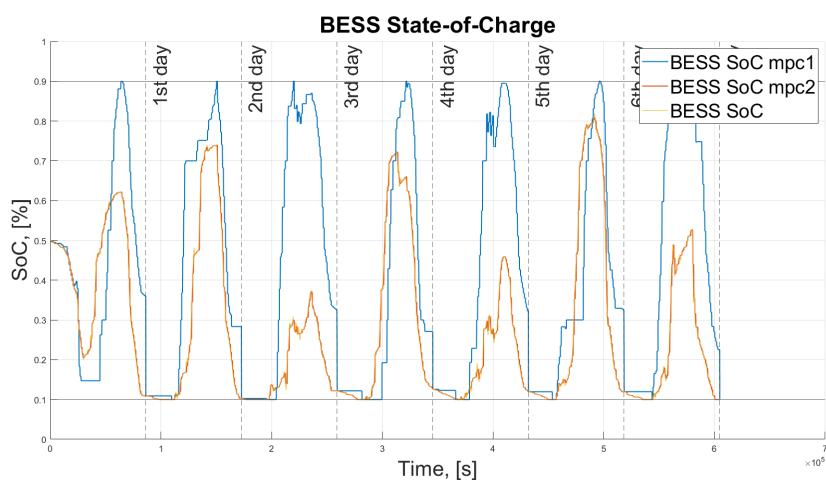


Figura 4.27: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di stato di carica della batteria

CAPITOLO 4. RISULTATI

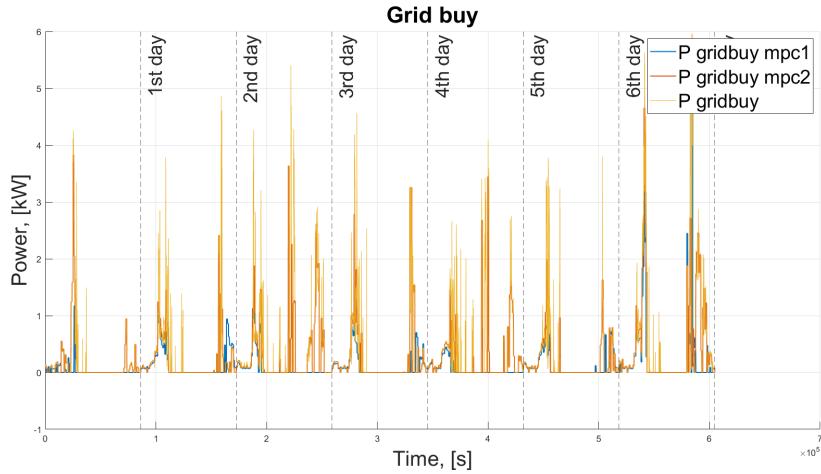


Figura 4.28: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di acquisto da rete elettrica

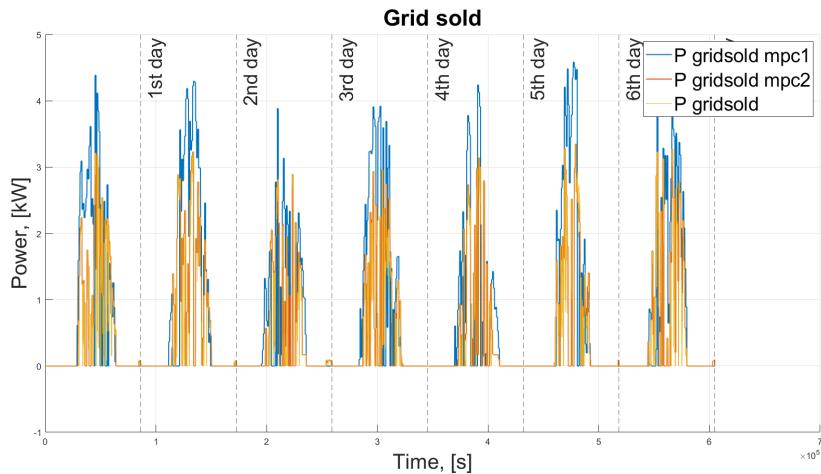


Figura 4.29: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di vendita alla rete elettrica

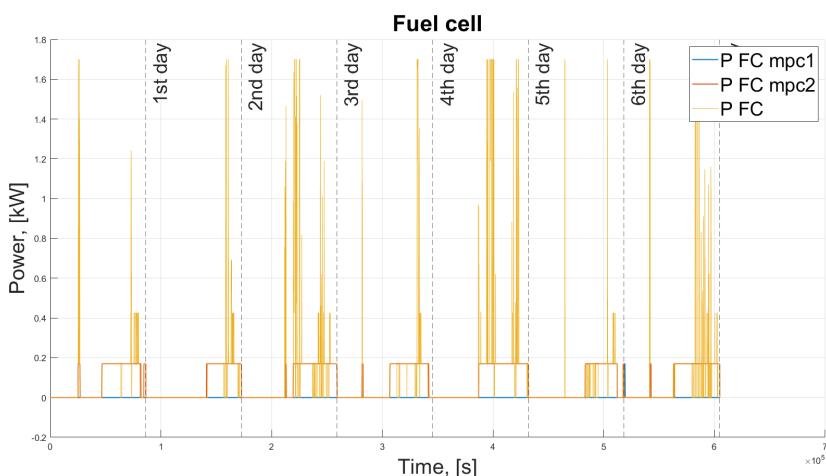


Figura 4.30: Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di funzionamento della fuel cell

CAPITOLO 4. RISULTATI

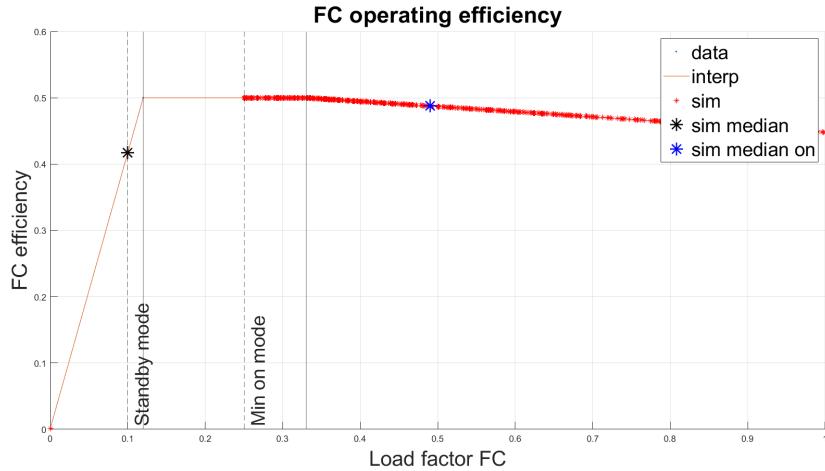


Figura 4.31: Caso 3 (previsioni sbagliate): punti operativi della fuel cell

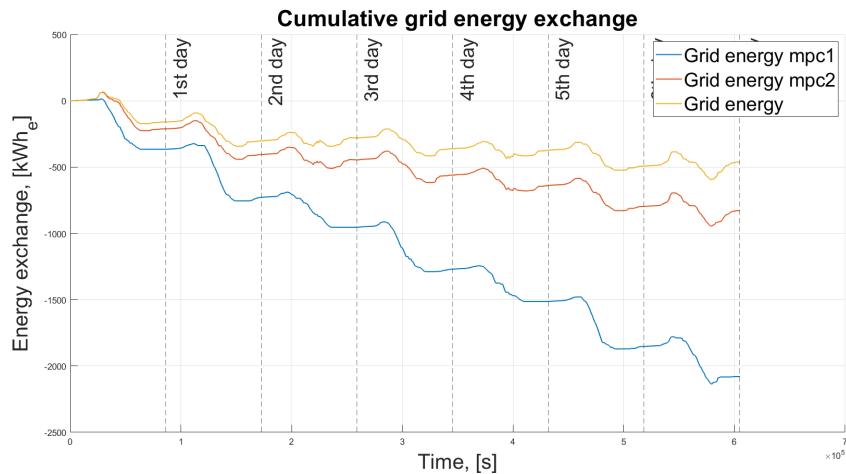


Figura 4.32: Caso 3 (previsioni sbagliate): cumulata dell'energia scambiata con la rete

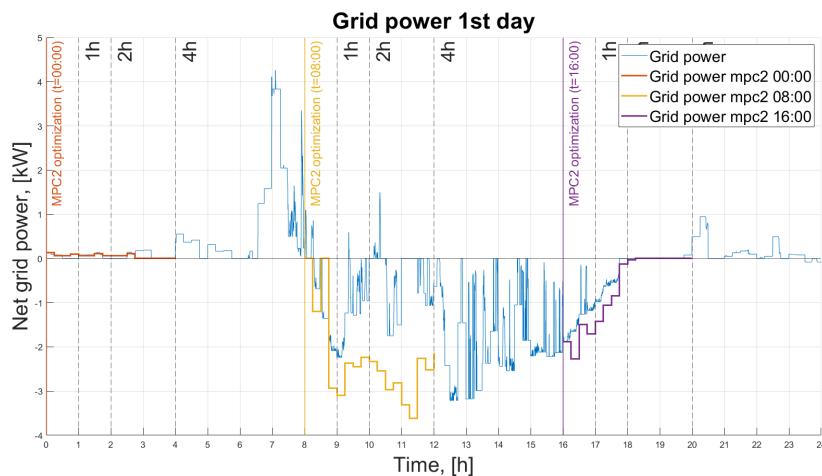


Figura 4.33: Caso 3 (previsioni sbagliate): potenza di *unbalance* con traguardi a 1, 2 e 4 ore

CAPITOLO 4. RISULTATI

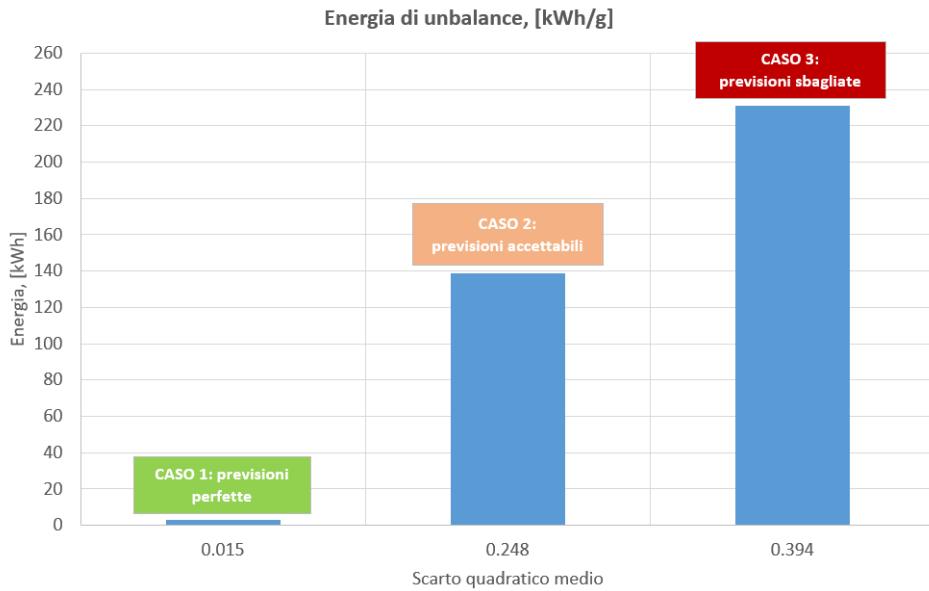


Figura 4.34: Andamento dell’energia di *unbalance* in funzione delle previsioni

Al fine di esplorare più approfonditamente questo aspetto, è stata quindi condotta un’ulteriore simulazione, per valutare l’effetto di previsioni caratterizzate da un errore elevato ma non ”sfavorevole” in cui, cioè, sia le previsioni meteorologiche che di carico risultino sovrastimate rispetto ai valori reali: le caratteristiche di quest’ultima simulazione sono riportate in tab. 4.11.

| Parametro | Valore |
|---------------------------|--------|
| $C_{BESS}, [kWh]$ | 8 |
| k_{PV} | 0.9 |
| k_{Load} | 0.8 |
| ub_{PV} | +5% |
| lb_{PV} | -5% |
| ub_{Load} | +5% |
| lb_{Load} | -5% |
| $\overline{RMS E}_{PV}$ | 0.485 |
| $\overline{RMS E}_{Load}$ | 0.520 |
| $\overline{RMS E}$ | 0.503 |

Tabella 4.11: Simulazione aggiuntiva sull’effetto di previsioni errate: caratteristiche

L’obiettivo di questa simulazione aggiuntiva è quindi quello di valutare la capacità del controllo sviluppato di garantire prestazioni adeguate in una situazione di previsioni né ottimistiche (fotovoltaico reale maggiore del previsto, carico reale minore del previsto) né pessimistiche (come il caso 3, con fotovoltaico reale minore del previsto e carico reale maggiore del previsto), in cui dunque entrambe le previsioni risultino sottostimate o, come per la simulazione trattata, sovrastimate: i risultati ot-

CAPITOLO 4. RISULTATI

tenuti da questa prova, denominata in seguito "Simulazione 1", sono mostrati nelle figure da 4.35 a 4.39 e in tabella 4.12:

- come introdotto, i profili di generazione da fotovoltaico e di carico elettrico (fig.4.35 e 4.36) sono tali per cui i valori reali (in giallo) risultino entrambi sottostimati rispetto alle previsioni di inizio giornata (in blu): così facendo, si introduce comunque un errore significativo, ma si vuole dimostrare come condizioni di questo tipo non siano penalizzanti per le prestazioni complessive del sistema di controllo;
- come primo risultato, la fuel cell (fig.4.37) si trova a lavorare per la maggior parte del tempo in condizioni di "standby", con pochi interventi rilevanti a potenza più elevata dato che la flessibilità può essere affidata alla batteria: ciò fa' sì che l'efficienza media di funzionamento risulti particolarmente elevata, molto vicina al tratto di *plateau*;
- è però dai risultati in fig.4.38 e 4.39 che si riesce a dimostrare un punto molto importante: l'effetto dell'errore delle previsioni non è infatti costante, ma dipende in maniera chiave dagli andamenti ottenuti, infatti con una situazione errata ma non penalizzante come quella in esame, il sistema di controllo risulta comunque in grado di minimizzare in maniera molto efficace l'energia di *unbalance* con la rete. Questo risultato positivo non è però evidente in fig.4.39, in cui gli scostamenti sono rilevanti già a partire dalla prima ora: si comprende, dunque, come in una situazione di questo tipo l'ottimizzazione al quarto d'ora sia la scelta migliore per ottenere un profilo di scambio con la rete il più possibile sovrapposto con quello di riferimento.

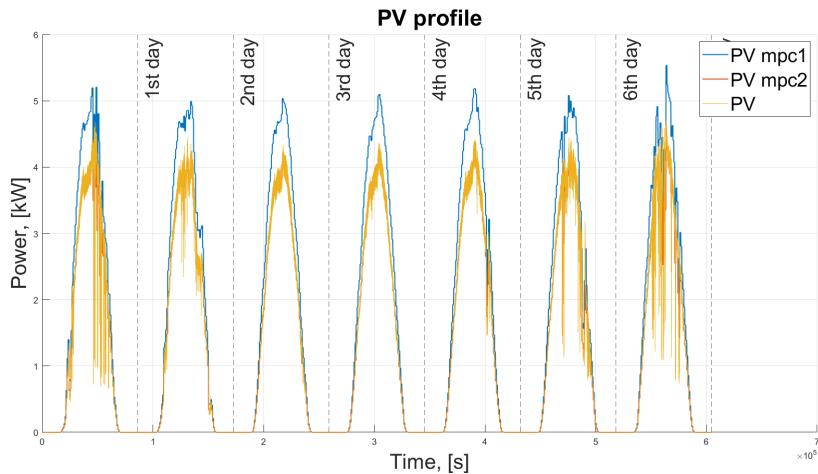


Figura 4.35: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da fotovoltaico

CAPITOLO 4. RISULTATI

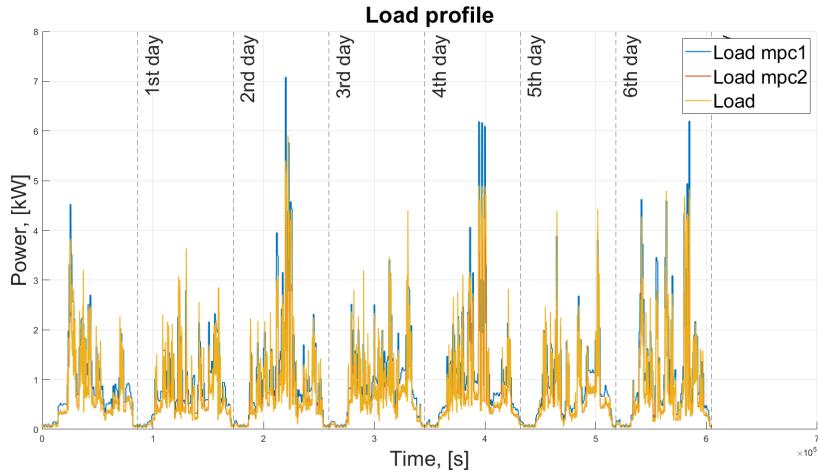


Figura 4.36: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da carico

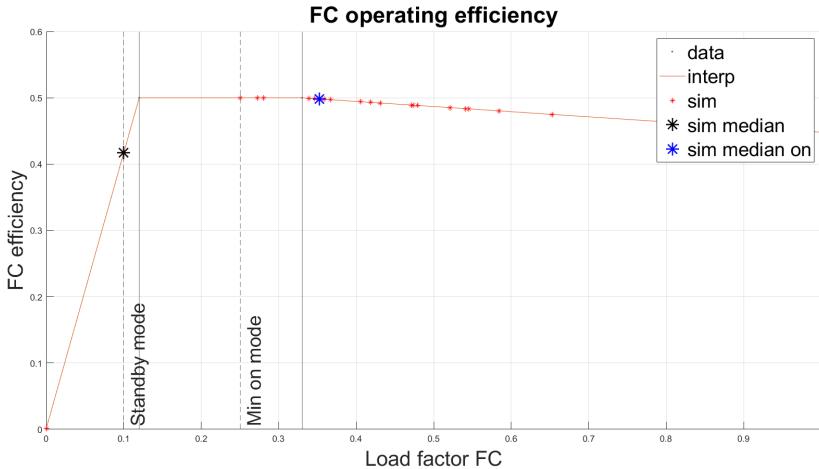


Figura 4.37: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): punti operativi della fuel cell

| Parametro | Valore | Unità di misura | Note |
|-----------------------------------|-----------|-----------------|-----------------------|
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})$ | 0.100 | kW/kW_{max} | media (FC accesa) |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})_{on}$ | 0.352 | kW/kW_{max} | media (FC on) |
| η_{FC} | 0.417 | kWh_e/kWh_f | media (FC accesa) |
| $\eta_{FC_{on}}$ | 0.498 | kWh_e/kWh_f | media (FC on) |
| h_{FC} | 6.203 | h/g | media (ore FC accesa) |
| $P_{grid_{MPC1}}$ | -0.726 | kW | media |
| $P_{grid_{MPC2}}$ | -0.762 | kW | media |
| P_{grid} | -0.717 | kW | media |
| $EE_{grid_{MPC1}} _{7days}$ | -2437.759 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{MPC2}} _{7days}$ | -2559.391 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid} _{7days}$ | -2408.683 | kWh_e | assoluto (7 giorni) |
| $EE_{grid_{unbalance}}$ | 4.154 | kWh_e/g | media |

Tabella 4.12: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): risultati

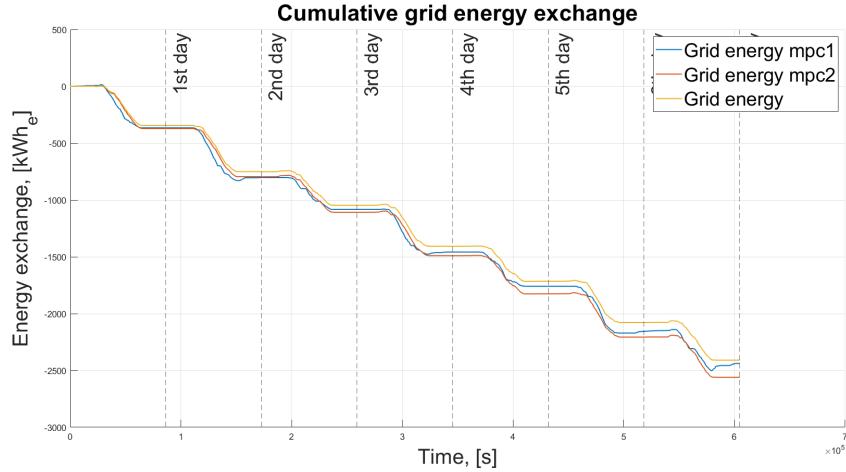


Figura 4.38: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): cumulata dell’energia scambiata con la rete

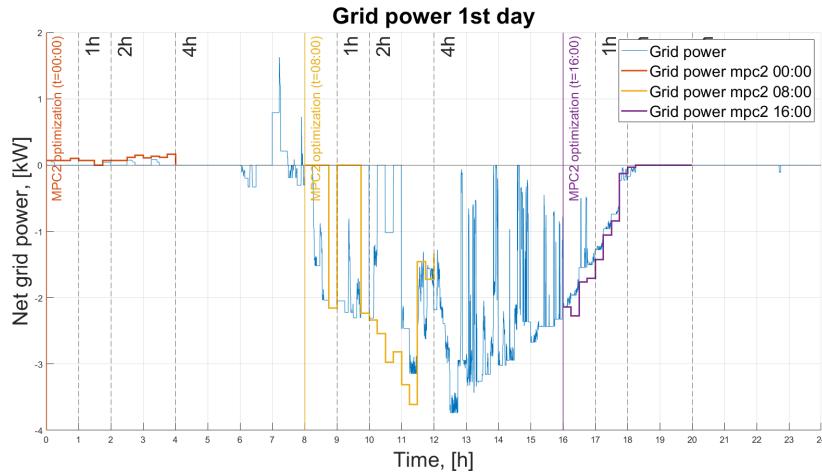


Figura 4.39: Simulazione 1 (previsioni sbagliate): potenza di *unbalance* con traguardi 1, 2 e 4 ore

4.3 Andamento delle prestazioni in funzione della capacità della batteria

Il trend descritto nell’ultima sezione, tale per cui l’energia di *unbalance* media giornaliera segue un andamento crescente, mette anche in luce come il grado di libertà più importante per il sistema di controllo è fornito dalla capacità della batteria. In particolare, la taglia supposta inizialmente (pari a $C_{BESS} = 8\text{kWh}$) non dimostra un livello di flessibilità particolarmente elevato, ovvero il processo di scarica si esaurisce troppo rapidamente senza fornire la possibilità di minimizzare in maniera adeguata gli scostamenti con il profilo di rete di riferimento.

Per valutare attentamente questo risultato, si è infine scelto di monitorare attraverso

due simulazioni aggiuntive (denominate "Simulazione 2" e "Simulazione 3") l'effetto di una capacità maggiore della batteria, e per stimare l'effetto della flessibilità del sistema di accumulo sull'energia di *unbalance* risultante, sono stati infine confrontate le prestazioni ottenute nel caso 3 al variare della taglia della batteria: le caratteristiche di queste ultime simulazioni sono riportate in tab.4.13.

| Parametro | Simulazione 2 | Simulazione 3 |
|---------------------------|---------------|---------------|
| $C_{BESS}, [kWh]$ | 12 | 16 |
| k_{PV} | 0.9 | 0.9 |
| k_{Load} | 1.1 | 1.1 |
| ub_{PV} | +5% | +5% |
| lb_{PV} | -5% | -5% |
| ub_{PV} | +5% | +5% |
| lb_{PV} | -5% | -5% |
| $\overline{RMS E}_{PV}$ | 0.486 | 0.483 |
| $\overline{RMS E}_{Load}$ | 0.306 | 0.304 |
| $\overline{RMS E}$ | 0.396 | 0.393 |

Tabella 4.13: Simulazioni aggiuntive sull'effetto della capacità della batteria: caratteristiche

Per le valutazioni relative all'effetto della capacità della batteria sulla flessibilità del sistema, sono riassunti a confronto nelle figure da 4.40 a 4.43 i principali risultati delle simulazioni 2 e 3, ed in tabella 4.14 è presentata una prospettiva generale in cui sono confrontati i risultati ottenuti con il caso 3: i profili di generazione da fotovoltaico e di carico, stavolta omessi, sono equivalenti a quelli del caso 3 riportati nelle fig.4.23 e 4.24.

Per quanto riguarda lo stato di carica della batteria, in fig.4.40 e 4.41, si può notare innanzitutto come all'aumentare della capacità installata, il range di funzionamento sia limitato ad una finestra via via più ridotta e sempre più vicina al valore soglia inferiore SOC_{min} : in tal senso, si verifica un sovrardimensionamento significativo della batteria rispetto alle reali esigenze richieste per il suo funzionamento.

Questo effetto "taglia" non è invece presente nella fuel cell (figg.4.42-4.43), che anzi lavora sempre in corrispondenza di un fattore di carico piuttosto elevato dato che la batteria si trova spesso in una condizione di SOC critica che ne limita la potenza erogabile.

Dal confronto dei risultati ottenuti dal caso 3 ($C_{BESS} = 8kWh$) e dalle simulazioni 2 ($C_{BESS} = 12kWh$) e 3 ($C_{BESS} = 16kWh$), si arriva infine ad una conclusione importante: le conseguenze negative di un sistema di *forecast* inadeguato sono solo parzialmente mitigabili da un sovrardimensionamento della taglia della batteria. I risultati di tabella 4.14 mostrano infatti un andamento decrescente dell'energia di *unbalance* all'aumentare della capacità installata della batteria, che non risulta tuttavia sufficiente a contenere entro livelli accettabili questo parametro.

CAPITOLO 4. RISULTATI

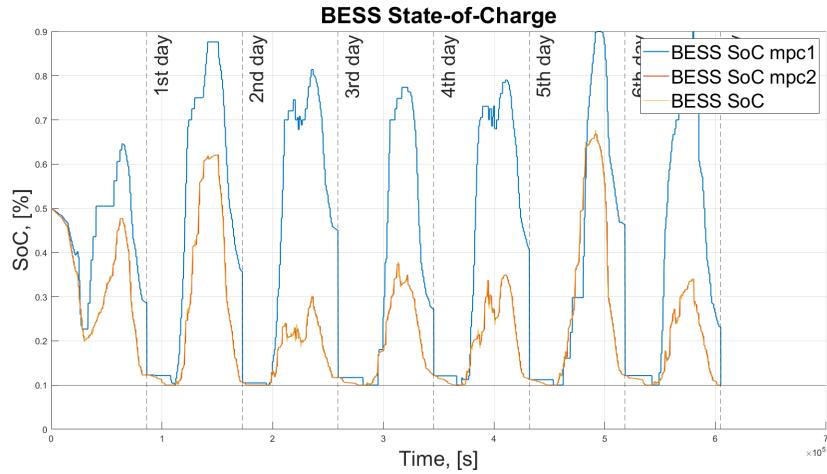


Figura 4.40: Simulazione 2 ($C_{BESS} = 12kWh$): profilo di stato di carica della batteria

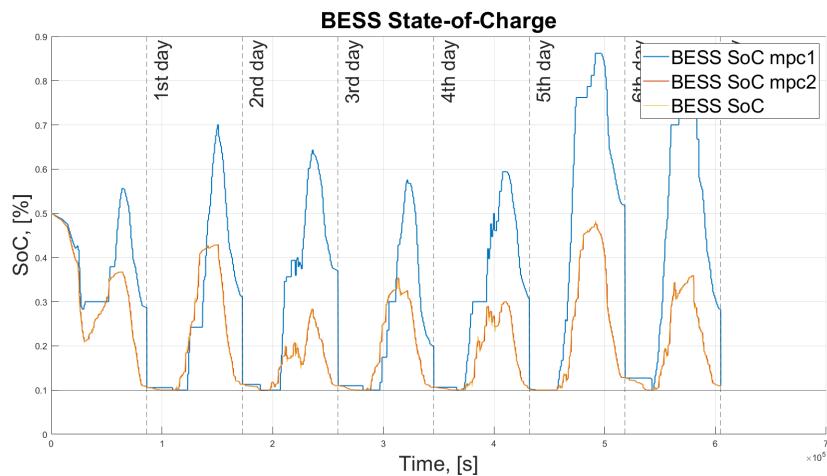


Figura 4.41: Simulazione 3 ($C_{BESS} = 16kWh$): profilo di stato di carica della batteria

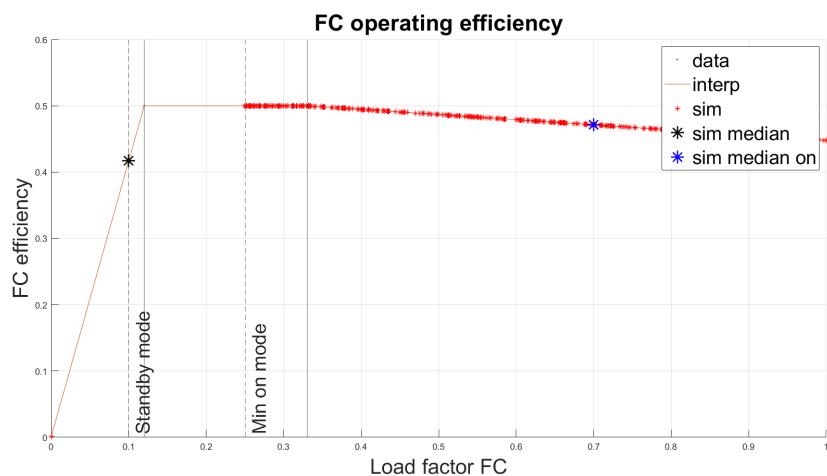


Figura 4.42: Simulazione 2 ($C_{BESS} = 12kWh$): punti operativi della fuel cell

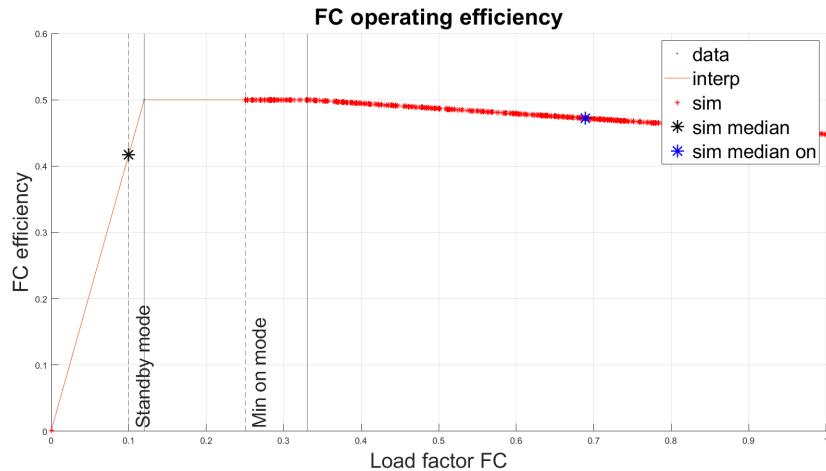


Figura 4.43: Simulazione 3 ($C_{BESS} = 16kWh$): punti operativi della fuel cell

| Parametro | Caso 3 | Simulazione 2 | Simulazione 3 | Unità di misura |
|----------------------------------|-----------|---------------|---------------|-----------------|
| C_{BESS} | 8 | 12 | 16 | kWh |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax}})$ | 0.100 | 0.100 | 0.100 | kW/kW_{max} |
| $(\frac{P_{FC}}{P_{FCmax\ on}})$ | 0.490 | 0.700 | 0.689 | kW/kW_{max} |
| η_{FC} | 0.417 | 0.417 | 0.417 | kWh_e/kWh_f |
| $\eta_{FC\ on}$ | 0.488 | 0.471 | 0.472 | kWh_e/kWh_f |
| h_{FC} | 8.919 | 7.476 | 8.592 | h/g |
| $P_{grid_{MPC1}}$ | -0.619 | -0.572 | -0.557 | kW |
| $P_{grid_{MPC2}}$ | -0.247 | -0.240 | -0.254 | kW |
| P_{grid} | -0.138 | -0.130 | -0.155 | kW |
| $EE_{grid_{MPC1} 7days}$ | -2079.181 | -1921.740 | -1870.233 | kWh_e |
| $EE_{grid_{MPC2} 7days}$ | -828.997 | -807.987 | -853.362 | kWh_e |
| $EE_{grid 7days}$ | -462.693 | -435.842 | -519.179 | kWh_e |
| $EE_{grid_{unbalance}}$ | 230.927 | 212.271 | 193.008 | kWh_e/g |

Tabella 4.14: Confronto sui risultati ottenuti al variare della capacità della batteria

Capitolo 5

Conclusioni

Come introdotto alla fine del primo capitolo, il presente lavoro di tesi è finalizzato allo sviluppo di un algoritmo di controllo predittivo per la gestione di un sistema energetico ibrido per applicazioni residenziali, in grado di perseguire gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico e di monitoraggio della salute dei componenti del sistema più sensibili al deterioramento introducendo il concetto di "Health Management": per far questo, i vincoli e le funzioni obiettivo implementate nel controllo sono state definite in maniera tale da minimizzare l'energia di *unbalance* scambiata con la rete ed i costi operativi, limitare la velocità di carica e scarica della batteria per valori dello stato di carica rispettivamente elevati o ridotti, contenere lo stato di carica all'interno di un certo range di funzionamento ottimale e modulare gli interventi della fuel cell sulla base della sua mappa di funzionamento.

Alla luce dei risultati e degli andamenti ottenuti dalle simulazioni effettuate e descritte nello scorso capitolo, gli aspetti più significativi emersi dal lavoro di tesi possono essere riassunti nei seguenti punti:

- In primo luogo, come prevedibile, la presenza di un sistema di *forecast* adeguato costituisce un punto di partenza importante per il raggiungimento di prestazioni ottimali del sistema di controllo. Le simulazioni realizzate hanno infatti dimostrato come, considerando come *baseline* il caso 2 di previsioni accettabili, passando al caso 1 di previsioni perfette si ha che ad una riduzione del 94% dell'errore corrisponde una riduzione di circa il 98% dell'energia di *unbalance*, ed al contrario per il caso 3 di previsioni sbagliate si ha che ad un incremento del 59% dello scarto quadratico medio si ottiene un aumento del 66% dell'energia di *unbalance*: questi risultati hanno quindi confermato quanto previsto inizialmente, ovvero che le prestazioni migliori del controllo predittivo sono garantite da previsioni meteorologiche e di carico accurate;

- La simulazione aggiuntiva effettuata per stimare l'effetto di previsioni errate ma non "sfavorevoli" ha poi messo in evidenza un altro aspetto importante ed altrimenti non quantificabile: le performance migliori non sono ottenibili soltanto in corrispondenza di previsioni perfette, dato che il controllo assicura risultati ottimali anche in condizioni di errore elevato ma non "penalizzante". La simulazione 1, infatti, caratterizzata dallo scarto quadratico medio più elevato ($\overline{RMSE} = 0.503$) tra tutte le prove condotte, ha portato ad un'energia di *unbalance* praticamente coincidente ($EE_{unbalance} = 4.154 \text{ kWh/g}$) a quella ottenuta in condizioni di previsioni perfette ($\overline{RMSE} = 0.015$, $EE_{unbalance} = 3.241 \text{ kWh/g}$), e da questo punto di vista il sistema di controllo sviluppato si dimostra estremamente adatto per le applicazioni residenziali in esame;
- in ultima analisi, per stimare in maniera più approfondita l'effetto della flessibilità fornita dal sistema di accumulo sull'energia di *unbalance* finale, sono state condotte delle simulazioni al variare della capacità della batteria, a parità di scarto quadratico medio delle previsioni. I risultati ottenuti hanno messo in luce come ci sia effettivamente un effetto positivo all'aumentare della taglia della batteria: con un'incremento di capacità del 50% rispetto al valore *baseline* di 8 kWh del caso 3, la simulazione 2 porta ad una riduzione dell'8% dell'energia di *unbalance* media giornaliera, ed analogamente la simulazione 3 dimostra come con una capacità doppia della batteria rispetto al valore di riferimento si possa ottenere una riduzione di circa il 16%. Questo andamento positivo apparentemente lineare è tuttavia soggetto ad alcuni effetti di saturazione: in particolare, l'incremento della taglia della batteria comporta un aumento importante dei costi fissi, ed i risultati ottenuti dalle simulazioni mostrano, attraverso l'andamento settimanale dello stato di carica, come in realtà la batteria risulti eccessivamente sovradimensionata rispetto alle esigenze richieste per la copertura del carico. In tal senso, questa analisi dimostra il fatto che il punto di ottimo sia in realtà un compromesso di natura economica tra l'aumento dei costi fissi del sistema di accumulo ed il risparmio associato alla potenzialità di riduzione dell'energia di *unbalance* che la flessibilità aggiuntiva può garantire.

Infine, gli sviluppi futuri del presente lavoro di tesi sono rivolti al suo impiego reale per il controllo di sistemi energetici ibridi basati su idrogeno e fonti rinnovabili: in particolare, metodologie di test e validazione di tipo *Hardware In the Loop* e relative analisi di performance in tempo reale tramite *Digital Twin* sarebbero in grado di permettere il monitoraggio e quindi una valutazione approfondita delle prestazioni ottenibili a livello sperimentale dal sistema di controllo predittivo.

Bibliografia

- [1] Wikipedia, "Combustibile fossile", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Combustibile_fossile
- [2] V. Smil, *Energy Transitions: Global and National Perspectives. & BP Statistical Review of World Energy*, 2017. [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/global-energy-substitution?stackMode=relative&country=~OWID_WRL
- [3] IRENA, *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*, International Renewable Energy Agency. [Online]. Available: <http://www.irena.org/publications>
- [4] Parlamento Europeo, *Note tematiche sull'Unione Europea, Politica energetica: principi generali*, 2021. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/it/sheet/68/politica-energetica-principi-generali>
- [5] CAIT Climate Data Explorer via Climate Watch, *Total greenhouse gas emissions including land-use change and forestry, measured in tonnes of carbon dioxide-equivalents* (2022). [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/total-ghg-emissions?tab=chart&country=~OWID_WRL
- [6] Unione dell'Energia, Consiglio dell'Unione Europea (2020). [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-union/>
- [7] European Commission, *Effort sharing 2021-2030: targets and flexibilities* (2021). [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_en

BIBLIOGRAFIA

- [8] European Commission, *Priorities 2019-2024: A European Green Deal* (2021). [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
- [9] United Nations, Department of Economic and Social Affairs, *Sustainable Development Goals*. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals>
- [10] Wikipedia, "Fonti di energia rinnovabile", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Fonti_di_energia_rinnovabile
- [11] Gestore dei Servizi Energetici - GSE, *Rapporto statistico 2020: Energia da fonti rinnovabili in Italia* (Marzo 2022). [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site
- [12] Terna, *Fonti rinnovabili* (2022). [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili>
- [13] Wikipedia, "Generazione distribuita", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Generazione_distribuita
- [14] Enel, "Un milione di prosumer per la transizione energetica" (2021). [Online]. Available: <https://www.enel.com/it/azienda/storie/articles/2021/11/un-milione-prosumer-energia>
- [15] Wikipedia, "Smart grid", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Smart_grid
- [16] Enel Green Power, "Idrogeno". [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/idrogeno>
- [17] Corriere della Sera, "Idrogeno, la nuova frontiera dell'economia green: che cos'è, a cosa serve, come si può impiegare". [Online]. Available: <https://www.corriere.it/economia/finanza/cards/che-cos-e-che-cosa-serve-l-idrogeno/che-cos-elettrolizzatore.shtml>
- [18] Wikipedia, "Pila a combustibile", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Pila_a_combustibile
- [19] T. Sutharssan,D. Montalvao,Y.K. Chen,W.C. Wang,C. Pisac,H. Elemara, "A review on prognostics and health monitoring of proton exchange membrane fuel cell",Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.75,

BIBLIOGRAFIA

- pagg.440-450 (2017). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.009>
- [20] M. Shakdwipee,R. Banerjee, "Techno-economic assessment of fuel cell vehicles for India", WHEC 16 / 13-16 June 2006 – Lyon France (2006). [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/288805120_Techno-economic_assessment_of_fuel_cell_vehicles_for_India
- [21] Wikipedia, "Proton-exchange membrane fuel cell", 2022. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Proton-exchange_membrane_fuel_cell
- [22] G. Napoli,M. Ferrero,F. Sergi,G. Brunaccini,V. Antonucci, "Data-driven models for a PEM fuel cell stack performance prediciton", International Journal of Hydrogen Energy, pag. 11 (2013). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.04.135>
- [23] L. De Giovanni, *Metodi e Modelli per l'Ottimizzazione Combinatoria, Ripasso sulla Modellazione in Programmazione Lineare*, Università di Padova. [Online]. Available: <https://www.math.unipd.it/~luigi/courses/metmodoc1011/m01.modelli.00.pdf>
- [24] Wikipedia, "Programmazione lineare", 2022. [Online]. Available: https://it.wikipedia.org/wiki/Programmazione_lineare
- [25] L. Bartolucci,S. Cordiner,V. Mulone,V. Rocco,J.L. Rossi, "Renewable source penetration and microgrids: Effects of MILP-based control strategies", Energy 152, pagg. 416-426 (2018). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.145>
- [26] L. Pinzari, *Appunti sul Controllo Predittivo basato sulla conoscenza del Modello*, Università degli Studi di Roma Tre (2010). [Online]. Available: <https://www.ludovicopinzari.net/uploads/4/4/5/5/44550263/mpc.pdf>
- [27] *Energy consumption in households*, Eurostat - statistics explained (2021). [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households

BIBLIOGRAFIA

- [28] S. Cordiner,V. Mulone,A. Giordani,M. Savino,G. Tomarchio,T. Malkow,G. Tsotridis,A. Pilenga,M.L. Karlsen,J. Jensen, "Fuel cell based Hybrid Renewable Energy Systems for off-grid telecom stations: Data analysis from on field demonstration tests", Applied Energy 192, pagg. 508-518 (2017). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.162>
- [29] L. Bartolucci,S. Cordiner,V. Mulone,S. Pasquale, "Fuel cell based Hybrid Renewable Energy Systems for off-grid telecom stations: Data analysis and system optimization", Applied Energy 252 (2019). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113386>
- [30] Fuel cells and Hydrogen Joint Undertaking. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu>
- [31] D. Zhang,N. Shah,L.G. Papageorgiou, "Efficient energy consumption and operation management in a smart building with microgrid", Elsevier, Energy Conversion and Management, volume 74, pagg. 209-222 (2013). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.04.038>
- [32] J.P Torreglosa,P. Garcia, L.M. Fernandez, F. Jurado, "Hierarchical energy management system for stand-alone hybrid system based on generation costs and cascade control", Elsevier, Energy Conversion and Management, volume 77, pagg. 514-526 (2014). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.031>
- [33] L. Bartolucci,S. Cordiner,V. Mulone,M. Santarelli "Hybrid renewable energy systems: Influence of short term forecasting on model predictive control performance", Elsevier, Energy, volume 172, pagg. 997-1004 (2019). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.104>
- [34] L. Bartolucci,S. Cordiner,V. Mulone,J.L. Rossi "Hybrid renewable energy systems for household ancillary services", Elsevier, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, volume 107, pagg. 282-297 (2019). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.021>
- [35] YALMIP. [Online]. Available: <https://yalmip.github.io>
- [36] M. Labonne, Introduction to Linear Programming in Python. [Online]. Available: <https://towardsdatascience.com/introduction-to-linear-programming-in-python-9261e7eb44b>

Elenco delle figure

| | | |
|-----|--|----|
| 1.1 | Evoluzione del consumo globale di energia primaria per fonte energetica | 2 |
| 1.2 | Energy transformation roadmap | 3 |
| 1.3 | Evoluzione delle emissioni annue di CO_2 equivalente | 5 |
| 1.4 | Sustainable Development Goals - SDG | 7 |
| 1.5 | Potenza e produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel 2020 | 8 |
| 2.1 | Struttura di una <i>Smart Grid</i> | 12 |
| 2.2 | Illustrazione schematica della prospettiva dei MES | 13 |
| 2.3 | Curva Corrente-Tensione di una cella a combustibile | 17 |
| 2.4 | Curva Efficienza-Potenza in una fuel cell | 17 |
| 2.5 | Struttura tipica di una PEM Fuel Cell | 18 |
| 2.6 | Concetto <i>rolling horizon</i> per un controllore MPC | 24 |
| 3.1 | Struttura generale di un modello di programmazione lineare | 29 |
| 3.2 | Schema a blocchi del sistema energetico ibrido in esame | 31 |
| 3.3 | Linearizzazione di η_{FC} e $factor_{FC}$ in funzione del fattore di carico . | 35 |
| 3.4 | Modello Simulink del controllore MPC1 | 38 |
| 3.5 | Modello Simulink del controllore MPC2 | 39 |
| 3.6 | Modello Simulink del controllore DP3 | 44 |
| 4.1 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di produzione da fotovoltaico . | 51 |
| 4.2 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di carico | 52 |
| 4.3 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di carica della batteria | 52 |
| 4.4 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di scarica della batteria | 52 |
| 4.5 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di stato di carica della batteria . | 53 |
| 4.6 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di acquisto da rete elettrica . . . | 53 |
| 4.7 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di vendita alla rete elettrica . . . | 53 |
| 4.8 | Caso 1 (previsioni perfette): profilo di funzionamento della fuel cell | 54 |

ELENCO DELLE FIGURE

| | |
|--|----|
| 4.9 Caso 1 (previsioni perfette): punti operativi della fuel cell | 54 |
| 4.10 Caso 1 (previsioni perfette): cumulata dell'energia scambiata con la rete | 54 |
| 4.11 Caso 1 (previsioni perfette): potenza di <i>unbalance</i> con traguardi a 1, 2 e 4 ore | 55 |
| 4.12 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di produzione da fotovoltaico . | 57 |
| 4.13 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di carico | 58 |
| 4.14 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di carica della batteria | 58 |
| 4.15 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di scarica della batteria | 58 |
| 4.16 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di stato di carica della batteria . | 59 |
| 4.17 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di acquisto da rete elettrica . | 59 |
| 4.18 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di vendita alla rete elettrica . | 59 |
| 4.19 Caso 2 (previsioni accettabili): profilo di funzionamento della fuel cell | 60 |
| 4.20 Caso 2 (previsioni accettabili): punti operativi della fuel cell | 60 |
| 4.21 Caso 2 (previsioni accettabili): cumulata dell'energia scambiata con la rete | 60 |
| 4.22 Caso 2 (previsioni accettabili): potenza di <i>unbalance</i> con traguardi a 1, 2 e 4 ore | 61 |
| 4.23 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da fotovoltaico . | 63 |
| 4.24 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di carico | 63 |
| 4.25 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di carica della batteria | 64 |
| 4.26 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di scarica della batteria | 64 |
| 4.27 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di stato di carica della batteria . | 64 |
| 4.28 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di acquisto da rete elettrica . | 65 |
| 4.29 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di vendita alla rete elettrica . | 65 |
| 4.30 Caso 3 (previsioni sbagliate): profilo di funzionamento della fuel cell | 65 |
| 4.31 Caso 3 (previsioni sbagliate): punti operativi della fuel cell | 66 |
| 4.32 Caso 3 (previsioni sbagliate): cumulata dell'energia scambiata con la rete | 66 |
| 4.33 Caso 3 (previsioni sbagliate): potenza di <i>unbalance</i> con traguardi a 1, 2 e 4 ore | 66 |
| 4.34 Andamento dell'energia di <i>unbalance</i> in funzione delle previsioni . | 67 |
| 4.35 Simulazione 1 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da fotovoltaico | 68 |
| 4.36 Simulazione 1 (previsioni sbagliate): profilo di produzione da carico . | 69 |
| 4.37 Simulazione 1 (previsioni sbagliate): punti operativi della fuel cell . | 69 |

ELENCO DELLE FIGURE

| | |
|---|----|
| 4.38 Simulazione 1 (previsioni sbagliate): cumulata dell'energia scambiata con la rete | 70 |
| 4.39 Simulazione 1 (previsioni sbagliate): potenza di <i>unbalance</i> con traghetti 1, 2 e 4 ore | 70 |
| 4.40 Simulazione 2 ($C_{BESS} = 12kWh$): profilo di stato di carica della batteria | 72 |
| 4.41 Simulazione 3 ($C_{BESS} = 16kWh$): profilo di stato di carica della batteria | 72 |
| 4.42 Simulazione 2 ($C_{BESS} = 12kWh$): punti operativi della fuel cell . . . | 72 |
| 4.43 Simulazione 3 ($C_{BESS} = 16kWh$): punti operativi della fuel cell . . . | 73 |

Elenco delle tabelle

| | | |
|------|---|----|
| 3.1 | Caratteristiche principali del sistema di controllo | 36 |
| 3.2 | Caratteristiche del controllore <i>MPC1</i> | 37 |
| 3.3 | Caratteristiche del controllore <i>MPC2</i> | 41 |
| 3.4 | Caratteristiche del controllore <i>DP3</i> | 42 |
| 4.1 | Parametri del sistema | 46 |
| 4.2 | Parametri di costo | 46 |
| 4.3 | Risultato della calibrazione dei parametri | 47 |
| 4.4 | Dettagli numerici per la costruzione dei casi studio esaminati | 48 |
| 4.5 | Caratteristiche caso 1: previsioni perfette | 49 |
| 4.6 | Caso 1 (previsioni perfette): risultati | 51 |
| 4.7 | Caratteristiche caso 2: previsioni accettabili | 57 |
| 4.8 | Caso 2 (previsioni accettabili): risultati | 57 |
| 4.9 | Caratteristiche caso 3: previsioni sbagliate | 62 |
| 4.10 | Caso 3 (previsioni sbagliate): risultati | 63 |
| 4.11 | Simulazione aggiuntiva sull'effetto di previsioni errate: caratteristiche | 67 |
| 4.12 | Simulazione 1 (previsioni sbagliate): risultati | 69 |
| 4.13 | Simulazioni aggiuntive sull'effetto della capacità della batteria: ca- ratteristiche | 71 |
| 4.14 | Confronto sui risultati ottenuti al variare della capacità della batteria | 73 |

Appendice: codice Matlab

In appendice, sono per completezza riportati i codici Matlab sviluppati per la definizione del sistema di controllo predittivo oggetto del lavoro di tesi.

CONTROLLORE 1 - MPC1:

```
1 function MPC1_control_output = MPC1_controller_final( 
2   counter_day , flag_opt , var_actual )
3 
4 % Load main parameters without control on sample time
5 %% Forecast time parameters
6 
7 % Days selection
8 daystart_for = '02.01.2022';
9 formatIn = 'dd.mm.yyyy';
10 gstart_for = datevec(daystart_for,formatIn);
11 g0start_for = gstart_for;
12 g0start_for(:,2:3)=1;
13 doy_for = datenum(gstart_for)-datenum(g0start_for)+1;
14 
15 clear gstart_for g0start_for daystart_for
16 
17 % Time parameters
18 hoy_for = doy_for * 24 - 24;
19 ndays_for=9;
20 time_hor_for=24*ndays_for;
21 hoe_for = hoy_for + time_hor_for;
22 time_step_for=0.25;
23 
24 n_intervals_for=(time_hor_for/time_step_for)+1;
25 time_for=linspace(0,time_hor_for,n_intervals_for);
26 
27 n_intervals_1day=(24/time_step_for);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
28
29 %% Optimization parameters
30
31 % Time
32 hoy_opt = doy_for * 24 - 24;
33 ndays_opt=2;
34 time_hor_opt=24*ndays_opt;
35 hoe_opt= hoy_opt + time_hor_opt;
36 time_step_opt=0.25;
37
38 %% Flag optimization (= 1 -> run MPC1 controller
39 optimization)
40 if flag_opt==1
41
42 % START NEW MPC1 OPTIMIZATION %
43
44 fprintf('*** MPC1 OPTIMIZATION (day = %d) STARTED *** \n
45 ',counter_day);
46
47 % Run with controlled sample time = 1 time per day
48
49 % Initial state
50
51 var_P_BESS_charge_mpc3=var_actual(1);
52
53 var_P_BESS_discharge_mpc3=var_actual(2);
54
55 var_P_grid_buy_mpc3=var_actual(3);
56
57 var_P_grid_sold_mpc3=var_actual(4);
58
59 var_P_FC_mpc3=var_actual(5);
60
61 var_BESS_SoC_mpc3=var_actual(6);
62
63 %% Load & PV forecast data
64
65 data_load_pv;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
64 P_load_forecast_tot=P_load_15m;
65
66 PV_max=6;
67
68 P_PV_15m=PV_15m*PV_max;
69
70 %% Refresh index & extract 2-days rolling horizon
    forecasted data (timestep = 1 day)
71
72 index_forecast_start=index_pv_load(3)+(counter_day*
    n_intervals_1day);
73
74 index_forecast_stop=index_forecast_start+(ndays_opt*
    n_intervals_1day);
75
76 %
77
78 n_intervals_opt=(index_forecast_stop-
    index_forecast_start)+1;
79
80 %
81
82 P_PV_forecast=P_PV_15m(index_forecast_start:
    index_forecast_stop);
83
84 P_load_forecast=P_load_forecast_tot(index_forecast_start
    :index_forecast_stop);
85
86 %% Operative costs
87
88 costs_EE=0.20;
89
90 revenue_EE=0.10;
91
92 costs_H2=0.8;
93
94 penalty_FCstartup=2;
95
96 %% BESS
97
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
98     SoC_max = 0.9;
99
100    SoC_min = 0.1;
101
102    %% FC
103
104    load_factor_x = [0 0.12 0.33 1];
105
106    eta_FC_y = [0.001 0.5 0.5 0.448];
107
108    load_factor_interp = linspace(0,1,1000);
109
110    eta_FC_interp = interp1(load_factor_x,eta_FC_y,
111                             load_factor_interp);
112
113    HV_H2 = 9.6;
114
115    %% Symbolic variables
116
117    % Avoid explosion of internally defined variables in
118    % YALMIP
119    yalmip('clear')
120
121    %% sdpvar
122    P_grid_buy=sdpvar(1,n_intervals_opt);
123    P_grid_sold=sdpvar(1,n_intervals_opt);
124    P_BESS_charge=sdpvar(1,n_intervals_opt);
125    P_BESS_discharge=sdpvar(1,n_intervals_opt);
126    BESS_SoC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
127    P_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
128    load_factor_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
129    eta_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
130    factor_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
131    var_FC_startup=sdpvar(1,n_intervals_opt);
132
133    %% binvar
134    bin_grid_buy=binvar(1,n_intervals_opt);
135    bin_grid_sold=binvar(1,n_intervals_opt);
136    bin_BESS_charge=binvar(1,n_intervals_opt);
137    bin_BESS_discharge=binvar(1,n_intervals_opt);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
136     bin_FC_on=binvar(1,n_intervals_opt);  
137     bin_FC_standby=binvar(1,n_intervals_opt);  
138  
139     bin_SoC_low=binvar(1,n_intervals_opt);  
140     bin_SoC_mean=binvar(1,n_intervals_opt);  
141     bin_SoC_high=binvar(1,n_intervals_opt);  
142  
143 %% Constraints  
144 % Main parameters  
145 PV_max = 6;  
146 C_BESS = 8;  
147 P_grid_max = 6;  
148 P_FC_max = 1.7;  
149 factor_FC_interp = load_factor_interp.*P_FC_max ./  
    eta_FC_interp;  
150 load_factor_FC_min = 0.25;  
151 P_FC_min = load_factor_FC_min * P_FC_max;  
152 load_factor_FC_standby = 0.10;  
153 P_FC_standby = load_factor_FC_standby * P_FC_max;  
154 opex_FC_H2_ref = (costs_H2/HV_H2)/eta_FC_interp(end);  
155 C_rate_low = 0.1;  
156 C_rate_mean = 1;  
157 C_rate_high = 0.1;  
158 bound_SoC_low=0.2;  
159 bound_SoC_high=0.2;  
160  
161 if var_P_FC_mpc3 == 0  
162  
163     last_var_FC_startup = 0;  
164  
165 else  
166  
167     last_var_FC_startup = 1;  
168  
169 end  
170  
171 % Define simple standard MPC controller  
172 % Current state is known so we replace this  
173  
174 Constraints=[BESS_SoC(1) == var_BESS_SoC_mpc3;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
175         var_FC_startup(1) == last_var_FC_startup -  
176             bin_FC_on(1)+bin_FC_standby(1));  
  
177         P_grid_buy >= 0;  
178         P_grid_buy <= P_grid_max;  
179         P_grid_sold >= 0;  
180         P_grid_sold <= P_grid_max;  
181         P_BESS_charge >= 0;  
182         P_BESS_charge <= C_BESS/time_step_opt;  
183         P_BESS_discharge >= 0;  
184         P_BESS_discharge <= C_BESS/time_step_opt;  
  
185  
186         BESS_SoC >= SoC_min;  
187         BESS_SoC <= SoC_max;  
188         P_FC(1) == var_P_FC_mpc3;  
189         P_FC >= 0;  
190         P_FC <= P_FC_max;  
  
191  
192         0 <= bin_BESS_charge <= 1;  
193         0 <= bin_BESS_discharge <= 1;  
194         0 <= bin_grid_buy <= 1;  
195         0 <= bin_grid_sold <= 1;  
196         0 <= bin_FC_on <= 1;  
197         0 <= bin_FC_standby <= 1;  
198         0 <= bin_SoC_low <= 1;  
199         0 <= bin_SoC_high <= 1;  
200         0 <= bin_SoC_high <= 1];  
  
201  
202     for i = 1:n_intervals_opt  
203         Constraints=[Constraints;  
204  
205             % Grid constraints  
206             P_grid_buy(i) <= bin_grid_buy(i)*  
207                 P_grid_max;  
208             P_grid_sold(i) <= bin_grid_sold(i)*  
209                 P_grid_max;  
210  
211             % BESS constraints  
212             implies(bin_SoC_low(i) == 1, [SoC_min  
213                 <= BESS_SoC(i) <= SoC_min +
```

ELENCO DELLE TABELLE

```

        bound_SoC_low , P_BESS_charge(i) <=
        bin_BESS_charge(i)*min(C_BESS*
        C_rate_mean,max(P_PV_forecast(i)-
        P_load_forecast(i),0)),
        P_BESS_discharge(i) <=
        bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
        C_rate_low,max(P_load_forecast(i),0)
        ))];

211 implies(bin_SoC_mean(i) == 1, [SoC_min+
        bound_SoC_low <= BESS_SoC(i) <=
        SoC_max - bound_SoC_high,
        P_BESS_charge(i) <= bin_BESS_charge(
        i)*min(C_BESS*C_rate_mean,max(
        P_PV_forecast(i)-P_load_forecast(i),
        0)), P_BESS_discharge(i) <=
        bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
        C_rate_mean,max(P_load_forecast(i),
        0))]);

212 implies(bin_SoC_high(i) == 1, [SoC_max-
        bound_SoC_high <= BESS_SoC(i) <=
        SoC_max , P_BESS_charge(i) <=
        bin_BESS_charge(i)*min(C_BESS*
        C_rate_high,max(P_PV_forecast(i)-
        P_load_forecast(i),0)),
        P_BESS_discharge(i) <=
        bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
        C_rate_mean,max(P_load_forecast(i),
        0))]);

213 bin_SoC_low(i)+bin_SoC_mean(i)+
        bin_SoC_high(i) == 1;

214
215 % Fuel Cell constraints
216 implies(bin_FC_on(i) == 1,P_FC_min <=
        P_FC(i) <= P_FC_max);
217 implies(bin_FC_standby(i) == 1,P_FC(i) ==
        P_FC_standby);
218 implies(bin_FC_on(i) + bin_FC_standby(i)
        ) == 0,P_FC(i) == 0);
219 P_FC(i) <= bin_FC_on(i)*P_FC_max+(
        bin_FC_standby(i)*P_FC_standby);

```

ELENCO DELLE TABELLE

```
220
221      % bin constraints
222      bin_BESS_charge(i)+bin_BESS_discharge(i)
223          ) <= 1;
224      bin_grid_buy(i)+bin_grid_sold(i) <= 1;
225      bin_FC_on(i)+bin_FC_standby(i) <= 1;
226
227      % bin constraints (control logic)
228      bin_BESS_charge(i)+bin_grid_buy(i) <=
229          1;
230      bin_BESS_discharge(i)+bin_grid_sold(i)
231          <= 1;
232      bin_FC_on(i)+bin_grid_sold(i) <= 1;
233
234      % power balance
235      P_grid_buy(i)-P_grid_sold(i)+
236          P_BESS_discharge(i)-P_BESS_charge(i)
237          +P_FC(i) == P_load_forecast(i) -
238              P_PV_forecast(i)];
239
240      end
241
242      for i=2:n_intervals_opt
243          Constraints=[Constraints ;
244              abs(P_FC(i)-P_FC(i-1)) <= P_FC_standby ;
245              var_FC_startup(i) == (bin_FC_on(i-1)+
246                  bin_FC_standby(i-1))-(bin_FC_on(i)+
247                  bin_FC_standby(i));
248              BESS_SoC(i)*C_BESS == BESS_SoC(i-1)*
249                  C_BESS + P_BESS_charge(i-1)*
250                      time_step_opt - P_BESS_discharge(i-
251                          1)*time_step_opt];
252
253      end
254
255      %% Objective function
256
257      load_factor_FC = P_FC/P_FC_max;
258      eta_FC = interp1(load_factor_interp ,eta_FC_interp ,
259          load_factor_FC , 'lp');
260      factor_FC = interp1(load_factor_interp*P_FC_max ,
261          factor_FC_interp ,P_FC , 'lp');
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
247
248 % Grid opex
249 opex_grid_buy=costs_EE*sum(P_grid_buy);
250 opex_grid_sold=revenue_EE*sum(P_grid_sold);
251 opex_grid=opex_grid_buy-opex_grid_sold;
252
253 % FC opex (H2)
254 opex_FC_H2=(costs_H2/HV_H2).*factor_FC;
255 opex_FC_total_H2=sum(opex_FC_H2);
256
257 % FC opex (startup)
258 n_startup=sdpvar(1,n_intervals_opt);
259 for i=1:n_intervals_opt
260     n_startup(i)=abs(min(var_FC_startup(i),0));
261 end
262 opex_FC_startup=penalty_FCstartup*opex_FC_H2_ref*sum(
263     n_startup);
264
265 % FC opex
266 opex_FC=opex_FC_total_H2+opex_FC_startup;
267
268 % Opex
269 opex=opex_grid+opex_FC;
270
271 Objective=opex;
272
273 Options=sdpsettings('verbose',2,'solver','gurobi',
274     'gurobi.Presolve',2,'gurobi.OptimalityTol',1e-2,
275     'gurobi.FeasibilityTol',1e-3);
276
277 %% Solution
278
279 sol = optimize(Constraints, Objective, Options);
280
281 if sol.problem==
282     opt_P_BESS_charge=value(P_BESS_charge);
283     opt_P_BESS_discharge=value(P_BESS_discharge);
284     opt_P_grid_buy=value(P_grid_buy);
285     opt_P_grid_sold=value(P_grid_sold);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
284     opt_P_FC=value(P_FC);
285     opt_SOC_BESS=value(BESS_SoC);
286
287     opt_P_BESS_charge_mpc1=opt_P_BESS_charge(1:
288         n_intervals_1day+1);
289     opt_P_BESS_discharge_mpc1=opt_P_BESS_discharge(1:
290         n_intervals_1day+1);
291     opt_P_grid_buy_mpc1=opt_P_grid_buy(1:n_intervals_1day
292         +1);
293     opt_P_grid_sold_mpc1=opt_P_grid_sold(1:
294         n_intervals_1day+1);
295     opt_P_FC_mpc1=opt_P_FC(1:n_intervals_1day+1);
296     opt_SOC_BESS_mpc1=opt_SOC_BESS(1:n_intervals_1day+1);
297
298 % CONTROLLER OUTPUT
299
300 MPC1_control_output=[opt_P_BESS_charge_mpc1;
301     opt_P_BESS_discharge_mpc1;opt_P_grid_buy_mpc1;
302     opt_P_grid_sold_mpc1;opt_P_FC_mpc1;
303     opt_SOC_BESS_mpc1];
304
305 else
306
307     disp('Hmm, something went wrong!');
308     sol.info
309     yalmiperror(sol.problem)
310
311 MPC1_control_output=zeros(6,n_intervals_1day+1);
312
313 end
314
315 fprintf('*** MPC1 OPTIMIZATION (day = %d) ENDED *** \n',
316         counter_day);
317
318 else
319
320 MPC1_control_output=zeros(6,n_intervals_1day+1);
321
322 end
```

ELENCO DELLE TABELLE

CONTROLLORE 2- MPC2:

```
1 function MPC2_control_output = MPC2_controller_final( 
2     last_opt_results , counter_index , counter_day , flag_opt ,
3     P_PV_actual , Load_actual , SoC_actual , var_actual , clock )
4
5 % Load main parameters without control on sample time
6
7 %% Forecast time parameters
8
9 % Days selection
10 daystart_for = '02.01.2022';
11 formatIn = 'dd.mm.yyyy';
12 gstart_for = datevec(daystart_for,formatIn);
13 g0start_for = gstart_for;
14 g0start_for(:,2:3)=1;
15 doy_for = datenum(gstart_for)-datenum(g0start_for)+1;
16
17 clear gstart_for g0start_for daystart_for
18
19 %% Time parameters
20 hoy_for = doy_for * 24 - 24;
21 ndays_for=9;
22 time_hor_for=24*ndays_for;
23 hoe_for = hoy_for + time_hor_for;
24 time_step_for=0.25;
25
26 n_intervals_for=(time_hor_for/time_step_for)+1;
27
28 %% Optimization parameters
29
30 ndays_opt=2;
31 time_step_opt=0.25;
32
33 nvar=6;
34
35 %% Flag optimization (= 1 -> run MPC2 controller
36 %% optimization )
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
37 if flag_opt==1

38 % START NEW MPC2 SUB-OPTIMIZATION %

39 last_opt_P_BESS_charge=last_opt_results(1:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-1));
40 last_opt_P_BESS_discharge=last_opt_results(2:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-2));
41 last_opt_P_grid_buy=last_opt_results(3:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-3));
42 last_opt_P_grid_sold=last_opt_results(4:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-4));
43 last_opt_P_FC=last_opt_results(5:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-5));
44 last_opt_SOC_BESS=last_opt_results(6:nvar:nvar*(n_intervals_1day+1)-(nvar-6));

45 var_P_BESS_charge_mpc3=var_actual(1);
46 var_P_BESS_discharge_mpc3=var_actual(2);
47 var_P_grid_buy_mpc3=var_actual(3);
48 var_P_grid_sold_mpc3=var_actual(4);
49 var_P_FC_mpc3=var_actual(5);
50 var_BESS_SoC_mpc3=var_actual(6);

51
52 fprintf('*** MPC2 OPTIMIZATION (i = %d) STARTED *** \n',
53 counter_index);

54
55 %% Load & PV forecast data

56
57 data_load_pv;
58
59 P_load_forecast_tot=P_load_15m;
60
61 PV_max=6;
62
63 P_PV_15m=PV_15m*PV_max;
64
65 %% Update index & extract 2-days rolling horizon
66 %% forecasted data (timestep = 15 min)
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
67     index_forecast_start=index_pv_load(3)+(counter_index -1);  
68  
69     index_forecast_stop=index_forecast_start+(ndays_opt*  
70         n_intervals_1day );  
71  
72     %  
73     P_PV_forecast=P_PV_15m(index_forecast_start :  
74         index_forecast_stop);  
75     P_load_forecast=P_load_forecast_tot(index_forecast_start  
76         :index_forecast_stop);  
77     %  
78  
79     n_intervals_opt=(index_forecast_stop -  
80         index_forecast_start)+1;  
81  
82     %% Update forecast data with actual pv & load data (1st  
83         element)  
84  
85     P_PV_forecast(1)=P_PV_actual;  
86  
87     %% Operative costs  
88  
89     costs_EE=0.20;  
90  
91     revenue_EE=0.10;  
92  
93     costs_H2=0.8;  
94  
95     penalty_FCstartup=2;  
96  
97     penalty_grid_unbalance=20;  
98  
99     %% BESS  
100  
101    SoC_max = 0.9;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
102
103     SoC_min = 0.1;
104
105 %% FC
106 load_factor_x = [0 0.12 0.33 1];
107
108 eta_FC_y = [0.001 0.5 0.5 0.448];
109
110 load_factor_interp = linspace(0,1,1000);
111
112 eta_FC_interp = interp1(load_factor_x,eta_FC_y,
113                           load_factor_interp);
114
115 HV_H2 = 9.6;
116
117 %% Symbolic variables
118 % Avoid explosion of internally defined variables in
119 % YALMIP
120 yalmip('clear')
121
122 % sdpvar
123 P_grid_buy=sdpvar(1,n_intervals_opt);
124 P_grid_sold=sdpvar(1,n_intervals_opt);
125 P_BESS_charge=sdpvar(1,n_intervals_opt);
126 P_BESS_discharge=sdpvar(1,n_intervals_opt);
127 BESS_SoC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
128 P_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
129 load_factor_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
130 eta_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
131 factor_FC=sdpvar(1,n_intervals_opt);
132 var_FC_startup=sdpvar(1,n_intervals_opt);
133
134 % binvar
135 bin_grid_buy=binvar(1,n_intervals_opt);
136 bin_grid_sold=binvar(1,n_intervals_opt);
137 bin_BESS_charge=binvar(1,n_intervals_opt);
138 bin_BESS_discharge=binvar(1,n_intervals_opt);
139 bin_FC_on=binvar(1,n_intervals_opt);
140 bin_FC_standby=binvar(1,n_intervals_opt);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
140
141     bin_SoC_low=binvar(1,n_intervals_opt);
142     bin_SoC_mean=binvar(1,n_intervals_opt);
143     bin_SoC_high=binvar(1,n_intervals_opt);
144
145 %% Constraints
146 % Main parameters
147 PV_max = 6;
148 C_BESS = 8;
149 P_grid_max = 6;
150 P_FC_max = 1.7;
151 factor_FC_interp = load_factor_interp.*P_FC_max./
152     eta_FC_interp;
153 load_factor_FC_min = 0.25;
154 P_FC_min = load_factor_FC_min * P_FC_max;
155 load_factor_FC_standby = 0.10;
156 P_FC_standby = load_factor_FC_standby * P_FC_max;
157 opex_FC_H2_ref = (costs_H2/HV_H2)/eta_FC_interp(end);
158 C_rate_low = 0.1;
159 C_rate_mean = 1;
160 C_rate_high = 0.1;
161 bound_SoC_low=0.2;
162 bound_SoC_high=0.2;
163
164 if var_P_FC_mpc3 == 0
165     last_var_FC_startup = 0;
166
167 else
168     last_var_FC_startup = 1;
169
170 end
171
172 % Define simple standard MPC controller
173 % Current state is known so we replace this
174
175
176 Constraints=[var_FC_startup(1) == last_var_FC_startup -(
177     bin_FC_on(1)+bin_FC_standby(1));
178
179     P_grid_buy >= 0;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
178          P_grid_buy <= P_grid_max;
179          P_grid_sold >= 0;
180          P_grid_sold <= P_grid_max;
181          P_BESS_charge >= 0;
182          P_BESS_charge <= C_BESS/time_step_opt;
183          P_BESS_discharge >= 0;
184          P_BESS_discharge <= C_BESS/time_step_opt;
185          BESS_SoC >= SoC_min;
186          BESS_SoC <= SoC_max;
187          P_FC >= 0;
188          P_FC <= P_FC_max;
189          eta_FC >= 0;
190          eta_FC <= 1;
191          factor_FC >= 0;

192
193          0 <= bin_BESS_charge <= 1;
194          0 <= bin_BESS_discharge <= 1;
195          0 <= bin_grid_buy <= 1;
196          0 <= bin_grid_sold <= 1;
197          0 <= bin_FC_on <= 1;
198          0 <= bin_FC_standby <= 1;
199          0 <= bin_SoC_low <= 1;
200          0 <= bin_SoC_high <= 1;
201          0 <= bin_SoC_high <= 1];

202
203  for i = 1:n_intervals_opt
204      Constraints=[Constraints;
205
206      % Grid constraints
207      P_grid_buy(i) <= bin_grid_buy(i)*
208          P_grid_max;
209      P_grid_sold(i) <= bin_grid_sold(i)*
210          P_grid_max;
211      bin_grid_buy(i)+bin_grid_sold(i) <= 1;
212
213      % BESS constraints
214      implies(bin_SoC_low(i) == 1, [SoC_min
215          <= BESS_SoC(i) <= SoC_min +
216          bound_SoC_low, P_BESS_charge(i) <=
217          bin_BESS_charge(i)*min(C_BESS*
```

ELENCO DELLE TABELLE

```

C_rate_mean ,max( P_PV_forecast(i)-
P_load_forecast(i),0)) ,
P_BESS_discharge(i) <=
bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
C_rate_low ,max( P_load_forecast(i),0)
))];

213 implies( bin_SoC_mean(i) == 1, [ SoC_min+
bound_SoC_low <= BESS_SoC(i) <=
SoC_max - bound_SoC_high ,
P_BESS_charge(i) <= bin_BESS_charge(
i)*min(C_BESS*C_rate_mean ,max(
P_PV_forecast(i)-P_load_forecast(i)
,0)), P_BESS_discharge(i) <=
bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
C_rate_mean ,max( P_load_forecast(i)
,0))]);

214 implies( bin_SoC_high(i) == 1, [ SoC_max-
bound_SoC_high <= BESS_SoC(i) <=
SoC_max , P_BESS_charge(i) <=
bin_BESS_charge(i)*min(C_BESS*
C_rate_high ,max( P_PV_forecast(i)-
P_load_forecast(i),0)) ,
P_BESS_discharge(i) <=
bin_BESS_discharge(i)*min(C_BESS*
C_rate_mean ,max( P_load_forecast(i)
,0))]);

215 bin_SoC_low(i)+bin_SoC_mean(i)+
bin_SoC_high(i) == 1;

216 bin_BESS_charge(i)+bin_BESS_discharge(i)
) <= 1;

217
218 % Fuel Cell constraints
219 implies( bin_FC_on(i) == 1,P_FC_min <=
P_FC(i) <= P_FC_max);
220 implies( bin_FC_standby(i) == 1,P_FC(i)
== P_FC_standby);
221 implies( bin_FC_on(i) + bin_FC_standby(i)
) == 0,P_FC(i) == 0);
222 P_FC(i) <= bin_FC_on(i)*P_FC_max+(

bin_FC_standby(i)*P_FC_standby);

```

ELENCO DELLE TABELLE

```
223         bin_FC_on(i)+bin_FC_standby(i) <= 1;
224
225         % bin constraints (control logic)
226         bin_BESS_charge(i)+bin_grid_buy(i) <=
227             1;
228         bin_BESS_discharge(i)+bin_grid_sold(i)
229             <= 1;
230         bin_FC_on(i)+bin_grid_sold(i) <= 1;
231
232         % Power balance
233         P_grid_buy(i)-P_grid_sold(i)+
234             P_BESS_discharge(i)-P_BESS_charge(i)
235             +P_FC(i) == P_load_forecast(i) -
236                 P_PV_forecast(i)];
237
238     end
239
240     for i=2:n_intervals_opt
241         Constraints=[Constraints ;
242             abs(P_FC(i)-P_FC(i-1)) <= P_FC_standby;
243             var_FC_startup(i) == (bin_FC_on(i-1)+
244                 bin_FC_standby(i-1))-(bin_FC_on(i)+
245                     bin_FC_standby(i));
246             BESS_SoC(i)*C_BESS == BESS_SoC(i-1)*
247                 C_BESS + P_BESS_charge(i-1)*
248                     time_step_opt - P_BESS_discharge(i-
249                         1)*time_step_opt];
250
251     end
252
253     %% Objective function
254
255     load_factor_FC = P_FC/P_FC_max;
256     eta_FC = interp1(load_factor_interp ,eta_FC_interp ,
257         load_factor_FC , 'lp');
258     factor_FC = interp1(load_factor_interp*P_FC_max ,
259         factor_FC_interp ,P_FC , 'lp');
260
261     % Grid opex
262     opex_grid_buy=costs_EE*sum(P_grid_buy);
263     opex_grid_sold=revenue_EE*sum(P_grid_sold);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
251     nhours_unbalance=6;
252     last_opt_P_grid=last_opt_P_grid_buy - last_opt_P_grid_sold
253         ;
254     P_grid=P_grid_buy - P_grid_sold ;
255     P_grid_unbalance=abs( sum( last_opt_P_grid(2:1+
256         nhours_unbalance/time_step_opt))) - sum( P_grid(1:
257         nhours_unbalance/time_step_opt)));
258
259
260     opex_grid_unbalance=penalty_grid_unbalance *
261         P_grid_unbalance ;
262
263
264     opex_grid=opex_grid_buy - opex_grid_sold +
265         opex_grid_unbalance ;
266
267
268     % FC opex (H2)
269     opex_FC_H2=(costs_H2/HV_H2).* factor_FC ;
270     opex_FC_total_H2=sum(opex_FC_H2);
271
272
273     % FC opex ( startup )
274     n_startup=sdpvar(1,n_intervals_opt);
275     for i=1:n_intervals_opt
276         n_startup(i)=abs(min(var_FC_startup(i),0));
277     end
278     opex_FC_startup=penalty_FC_startup*opex_FC_H2_ref*sum(
279         n_startup) ;
280
281     % FC opex
282     opex_FC=opex_FC_total_H2+opex_FC_startup ;
283
284
285     % Opex
286     opex=opex_grid+opex_FC ;
287
288
289     Objective=opex ;
290
291
292     Options=sdpsettings('verbose',2,'solver','gurobi',
293         'gurobi.Presolve',2,'gurobi.OptimalityTol',1e-2,
294         'gurobi.FeasibilityTol',1e-3);
295
296
297     %% Solution
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
283     sol = optimize([ Constraints ; BESS_SoC(1)==SoC_actual ] ,  
284         Objective , Options );  
285  
286     if sol.problem==0  
287  
288         opt_P_BESS_charge=value(P_BESS_charge);  
289         opt_P_BESS_discharge=value(P_BESS_discharge);  
290         opt_P_grid_buy=value(P_grid_buy);  
291         opt_P_grid_sold=value(P_grid_sold);  
292         opt_P_FC=value(P_FC);  
293         opt_SOC_BESS=value(BESS_SoC);  
294  
295         opt_P_BESS_charge_mpc2=opt_P_BESS_charge(1:  
296             n_intervals_1day+1);  
297         opt_P_BESS_discharge_mpc2=opt_P_BESS_discharge(1:  
298             n_intervals_1day+1);  
299         opt_P_grid_buy_mpc2=opt_P_grid_buy(1:n_intervals_1day  
300             +1);  
301         opt_P_grid_sold_mpc2=opt_P_grid_sold(1:  
302             n_intervals_1day+1);  
303         opt_P_FC_mpc2=opt_P_FC(1:n_intervals_1day+1);  
304         opt_SOC_BESS_mpc2=opt_SOC_BESS(1:n_intervals_1day+1);  
305  
306         MPC2_control_output=[ opt_P_BESS_charge_mpc2 ;  
307             opt_P_BESS_discharge_mpc2 ; opt_P_grid_buy_mpc2 ;  
308             opt_P_grid_sold_mpc2 ; opt_P_FC_mpc2 ;  
309             opt_SOC_BESS_mpc2 ];  
310  
311     else  
312  
313         disp('Hmm, something went wrong!');  
314         sol.info  
315         yalmiperror(sol.problem)  
316  
317         MPC2_control_output=last_opt_results;  
318  
319     end  
320  
321     fprintf('*** MPC2 OPTIMIZATION ( i = %d) ENDED *** \n' ,  
322         counter_index);
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
314
315 else
316
317     MPC2_control_output=zeros(6,n_intervals_1day+1);
318
319 end
```

CONTROLLORE 3 - DP3:

```
1 function DP3_control_output = DP3_controller_final(
2     last_opt_results ,counter_index ,index_DP3_tot ,counter_day ,
3     flag_opt ,P_BESS_ref ,P_FC_ref ,P_grid_ref ,P_PV_actual ,
4     Load_actual ,SoC_actual)
5
6
7 time_step_opt=(20/3600);
8
9 %% Flag optimization (= 1 -> run DP3 controller optimization
10 )
11
12 if flag_opt==1
13
14     % start new DP3 sub-optimization %
15
16     fprintf('*** DP3 OPTIMIZATION ( i = %d) STARTED *** \
17             n' ,index_DP3_tot);
18
19
20     % Run with controlled sample time = 20 s timestep
21
22     last_P_BESS_charge=last_opt_results(1);
23     last_P_BESS_discharge=last_opt_results(2);
24     last_P_grid_buy=last_opt_results(3);
25     last_P_grid_sold=last_opt_results(4);
26     last_P_FC=last_opt_results(5);
27     last_BESS_SoC=SoC_actual;
28
29
30     %% BESS
31
32     SoC_max = 0.9;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
26
27     SoC_min = 0.1;
28
29     C_rate_low = 0.1;
30
31     C_rate_mean = 1;
32
33     C_rate_high = 0.1;
34
35     bound_SoC_low=0.2;
36
37     bound_SoC_high=0.2;
38
39     if SoC_actual <= SoC_min+bound_SoC_low
40
41         BESS_C_rate_charge_max = C_rate_mean;
42
43         BESS_C_rate_discharge_max = C_rate_low;
44
45     end
46
47
48     if SoC_min+bound_SoC_low < SoC_actual && SoC_actual
49         < SoC_max-bound_SoC_high
50
51         BESS_C_rate_charge_max = C_rate_mean;
52
53         BESS_C_rate_discharge_max = C_rate_mean;
54
55     end
56
57     if SoC_actual >= SoC_max-bound_SoC_high
58
59         BESS_C_rate_charge_max = C_rate_high;
60
61         BESS_C_rate_discharge_max = C_rate_mean;
62
63     end
64
% Fuel cell
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
65
66     load_factor_x = [0 0.12 0.33 1];
67
68     eta_FC_y = [0.001 0.5 0.5 0.448];
69
70     load_factor_interp = linspace(0,1,1000);
71
72     eta_FC_interp = interp1(load_factor_x ,eta_FC_y ,
73                             load_factor_interp);
74
75 %% Symbolic variables
76
77 % Avoid explosion of internally defined variables in
78 % YALMIP
79 yalmip('clear')
80
81 %% sdpvar
82 P_grid_buy=sdpvar(1,1);
83 P_grid_sold=sdpvar(1,1);
84 P_BESS_charge=sdpvar(1,1);
85 P_BESS_discharge=sdpvar(1,1);
86 BESS_SoC=sdpvar(1,1);
87 P_FC=sdpvar(1,1);
88 load_factor_FC=sdpvar(1,1);
89 eta_FC=sdpvar(1,1);
90 factor_FC=sdpvar(1,1);
91
92 %% binvar
93 bin_grid_buy=binvar(1,1);
94 bin_grid_sold=binvar(1,1);
95 bin_BESS_charge=binvar(1,1);
96 bin_BESS_discharge=binvar(1,1);
97 bin_FC_on=binvar(1,1);
98 bin_FC_standby=binvar(1,1);
99
100 %% Constraints
101 %% Main parameters
102 C_BESS = 8;
103 P_grid_max = 6;
104 P_FC_max = 1.7;
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
103     factor_FC_interp = load_factor_interp.*P_FC_max ./  
104         eta_FC_interp;  
105     load_factor_FC_min = 0.25;  
106     P_FC_min = load_factor_FC_min * P_FC_max;  
107     load_factor_FC_standby = 0.10;  
108     P_FC_standby = load_factor_FC_standby * P_FC_max;  
109  
110 % Define simple standard MPC controller  
111 % Current state is known so we replace this  
112  
113 Constraints=[P_grid_buy >= 0;  
114             P_grid_buy <= P_grid_max;  
115             P_grid_sold >= 0;  
116             P_grid_sold <= P_grid_max;  
117             P_BESS_charge >= 0;  
118             P_BESS_charge <= C_BESS/time_step_opt;  
119             P_BESS_discharge >= 0;  
120             P_BESS_discharge <= C_BESS/  
121                 time_step_opt;  
122             BESS_SoC >= SoC_min;  
123             BESS_SoC <= SoC_max;  
124             P_FC >= 0;  
125             P_FC <= P_FC_max;  
126  
127             0 <= bin_BESS_charge <= 1;  
128             0 <= bin_BESS_discharge <= 1;  
129             0 <= bin_grid_buy <= 1;  
130             0 <= bin_grid_sold <= 1;  
131             0 <= bin_FC_on <= 1;  
132             0 <= bin_FC_standby <= 1;  
133  
134 % Grid constraints  
135 P_grid_buy <= bin_grid_buy*P_grid_max;  
136 P_grid_sold <= bin_grid_sold*P_grid_max  
137 ;  
138 bin_grid_buy+bin_grid_sold <= 1;  
139  
140 % BESS constraints  
141 P_BESS_charge <= bin_BESS_charge*min(  
142             C_BESS*BESS_C_rate_charge_max ,max(
```

ELENCO DELLE TABELLE

```

139          P_PV_actual - Load_actual ,0));
P_BESS_Discharge <= bin_BESS_Discharge *
min(C_BESS*BESS_C_rate_Discharge_max
, max(Load_actual ,0));
140          bin_BESS_Charge+bin_BESS_Discharge <=
1;
141          BESS_SoC*C_BESS == last_BESS_SoC*C_BESS
+ last_P_BESS_Charge*time_step_opt
- last_P_BESS_Discharge*
time_step_opt;
142          ((P_BESS_Charge-P_BESS_Discharge)*
time_step_opt)+(BESS_SoC*C_BESS) <=
(SoC_max)*C_BESS
143          ((P_BESS_Charge-P_BESS_Discharge)*
time_step_opt)+(BESS_SoC*C_BESS) >=
(SoC_min)*C_BESS
144
145          % Fuel cell constraints
146          implies(bin_FC_on == 1,P_FC_min <= P_FC
<= P_FC_max);
147          implies(bin_FC_standby == 1,P_FC ==
P_FC_standby);
148          implies(bin_FC_on + bin_FC_standby ==
0,P_FC == 0);
149          P_FC <= bin_FC_on*P_FC_max +
bin_FC_standby*P_FC_standby);
150          abs(P_FC - last_P_FC) <= 0.6*P_FC_max;
151          bin_FC_on+bin_FC_standby <= 1;
152
153          % bin (logic) constraints
154          bin_BESS_Charge+bin_Grid_buy <= 1;
155          bin_BESS_Discharge+bin_Grid_sold <= 1;
156          bin_FC_on+bin_Grid_sold <= 1;
157
158          % Power balance
159          P_grid_buy - P_grid_sold + P_BESS_Discharge
- P_BESS_Charge + P_FC == Load_actual -
P_PV_actual];
160
161

```

ELENCO DELLE TABELLE

```
162 %% Objective function
163 if last_P_FC==0
164     last_var_FC_startup=0;
165 else
166     last_var_FC_startup=1;
167 end
168
169 var_FC_startup=last_var_FC_startup -(bin_FC_on+
170     bin_FC_standby );
171
172 n_startup=abs(min(var_FC_startup ,0));
173 penalty_FC_startup=100;
174
175 n_shutdown=max(var_FC_startup ,0);
176 penalty_FC_shutdown=10;
177 %
178
179 eta_FC = interp1(load_factor_interp ,eta_FC_interp ,
180     load_factor_FC , 'milp');
180 load_factor_FC = P_FC/P_FC_max ;
181 factor_FC = interp1(load_factor_interp*P_FC_max ,
182     factor_FC_interp ,P_FC , 'milp');
183
184 % BESS
185 P_BESS=P_BESS_charge-P_BESS_discharge ;
186 alpha1=1;
187 delta1=abs(P_BESS_ref-P_BESS );
188
189 % FC
190 P_FC=P_FC ;
191 alpha2=10;
192 delta2=abs(P_FC_ref-P_FC );
193 penaltyfun_FC=((penalty_FC_startup*n_startup)+(
194     penalty_FC_shutdown*n_shutdown));
195
196 % Grid
197 P_grid=P_grid_buy-P_grid_sold ;
198 alpha3=100;
199 delta3=abs(P_grid_ref-P_grid );
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
198
199      %
200
201      delta_function=(alpha1*delta1)+(alpha2*delta2)+(
202          penaltyfun_FC)+(alpha3*delta3);
203
204
205      Objective=delta_function;
206
207      Options=sdpsettings('verbose',0,'solver','gurobi',
208          'gurobi.Presolve',2,'gurobi.OptimalityTol',1e-2,
209          'gurobi.FeasibilityTol',1e-3);
210
211      %% Solution
212
213      UsedInObjective = recover(depends(Objective));
214
215      if sol.problem==0
216
217          opt_P_BESS_charge=value(P_BESS_charge);
218          opt_P_BESS_discharge=value(P_BESS_discharge);
219          opt_P_grid_buy=value(P_grid_buy);
220          opt_P_grid_sold=value(P_grid_sold);
221          opt_P_FC=value(P_FC);
222          opt_SOC_BESS=value(BESS_SoC);
223
224          DP3_control_output=[opt_P_BESS_charge;
225              opt_P_BESS_discharge;opt_P_grid_buy;
226              opt_P_grid_sold;opt_P_FC;opt_SOC_BESS];
227
228      else
229
230          disp('Hmm, something went wrong!');
231          sol.info
232          yalmiperror(sol.problem)
```

ELENCO DELLE TABELLE

```
232     DP3_control_output=last_opt_results ;  
233  
234     end  
235  
236     fprintf( '*** DP3 OPTIMIZATION ( i = %d ) ENDED *** \n'  
237           , index_DP3_tot );  
238 else  
239  
240     DP3_control_output=last_opt_results ;  
241  
242 end  
243  
244 end
```

Ringraziamenti

Al termine di un percorso così lungo e significativo, denso di momenti, persone ed esperienze indimenticabili, desidero prima di tutto ringraziare la mia famiglia, per avermi permesso di raggiungere questo traguardo.

Grazie a Federico, Valerio, Emanuele e Alessandro, per aver trascorso insieme questi anni.

Grazie a Nicolò, Matteo e Riccardo, per il vostro sostegno “esterno” e per questo ancor più importante.

Grazie a Mirko e Federico, Sara, Fabrizio, Giulia e Davide, Lucia, Mario e Giulio, per aver condiviso insieme questi anni di magistrale in pandemia, a distanza prima e in presenza poi, attraverso corsi e progetti di gruppo.

Infine, un sincero grazie al prof. Bartolucci per la fiducia ed il costante aiuto durante questo periodo di tesi, e a Matteo per l’amicizia ed il prezioso supporto.