POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Modellazione multi-dimensionale e analisi di flessibilità di sistemi multi-energia



Relatore prof. Gianfranco Chicco Candidato Cristian Piran

Anno Accademico 2021-2022

Ringraziamenti

Ringrazio il docente Chicco Gianfranco, relatore di tesi, per il prezioso contributo e per la disponibilità dimostrata durante la stesura dell'elaborato. E' stato un onore aver avuto la possibilità di essere un suo tesista.

Dedico questo lavoro ai miei genitori, per i sacrifici e per l'affetto dimostrato durante questo percorso di studi. Secondo Bernardo di Chartres, noi vediamo così lontano perché siamo "*come nani sulle spalle dei giganti*". Ho raggiunto questo obbiettivo, quindi, soprattutto grazie ai miei genitori.

Ringrazio i miei nonni per l'immancabile calore e affetto dimostrato in questi anni. Ringrazio Samuele e Deborah per avermi regalato la gioia di diventare zio.

Ringrazio mio fratello Michael, per aver condiviso gioie e difficoltà in questo percorso universitario.

Ringrazio mia zia Cristina per i suoi preziosi consigli in ambito lavorativo ed accademico. Un particolare ringraziamento a tutte le persone incontrate durante questo viaggio. Ognuna di loro ha contribuito a suo modo a formare l'uomo che sono adesso.

Indice

El	enco	delle t	tabelle	4
El	enco	delle f	igure	5
Ι	\mathbf{Pr}	ima F	Parte	7
1	Intr	oduzio	ne generale	9
2	Stat 2.1 2.2 2.3 2.4	Definiz Flessib 2.2.1 Somma Flessib 2.4.1 2.4.2 2.4.3	arte zione di flessibilità	$ \begin{array}{r} 13 \\ 14 \\ 15 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 23 \\ 24 \\ \end{array} $
3	Imp	lement	tazione mappe di fattibilità e modello matriciale nei sistem	i 07
	3.1 3.2	Realizz 3.1.1 3.1.2 Modell 3.2.1 3.2.2 3.2.3	gra zazione mappa di fattibilità nei sistemi multi-energia Metodo grafico per il calcolo della flessibilità Flow chart generico Io matriciale dei sistemi multi-energia Fattori di dispacciamento Realizzazione della tabella di connettività Matedo proposto per il calcolo della matrice di conversione	27 27 29 30 31 32 33 33
II	S	econd	a Parte	33 37
4	App	olicazio	one casi studio	39
	4.1	Calcole 4.1.1	o della flessibilità con domanda fissa	$\frac{39}{41}$

	4.2	Impatto della rete nel calcolo della flessibilità per sistemi MES distribuiti .	43
		4.2.1 Costruzione delle mappe in presenza di reti multi-energetiche	44
		4.2.2 Considerazioni sull'incertezza nei sistemi MES	47
	4.3	Modellazione multi-dimensionale e analisi costi di un sistema multi-energia	49
		4.3.1 Realizzazione mappa con somma di Minkowski	51
		4.3.2 Modello 3D	52
		4.3.3 Matrice di conversione	52
5	Ana	alisi dinamica e ricerca del punto di lavoro ottimale	57
	5.1	Processo di ottimizzazione non lineare nei sistemi multi-energia	57
	5.2	Metodo proposto per la linearizzazione dell'Energy Hub	58
		5.2.1 Descrizione del modello linearizzato	59
	5.3	Ottimizzazione del punto di lavoro a carico costante in relazione alla varia-	
		zione in tempo reale del prezzo dell'energia	61
		5.3.1 Evoluzione del costo ottimizzato a carico costante in una giornata	
		estiva	63
		5.3.2 Evoluzione del costo ottimizzato a carico costante in una giornata	
		invernale	65
		5.3.3 Adeguamento del sistema alle variazioni anomale dei prezzi dell'e-	
		nergia	68
	5.4	Ottimizzazione del punto di lavoro a seguito di variazione del carico	71
		5.4.1 Mappa di flessibilità dinamica	73
		5.4.2 Ottimizzazione del punto di lavoro in presenza di limiti temporali .	76
	5.5	Ottimizzazione del punto di lavoro con rendimenti non costanti	77
	~		

6 Conclusioni

Elenco delle tabelle

3.1	Tabella di connettività necessaria per la costruzione della matrice di con-	
	versione del sistema complessivo	33
4.1	Tabella di connettività del sistema composto da CHP, AB, EHP, WARG e	
	P2G	54
5.1	Tabella riassuntiva dei limiti superiori di funzionamento dei singoli compo-	
	nenti	61
5.2	Domanda energetica costante	62
5.3	Valori di rendimento e COP utilizzati nella prima iterazione	79

Elenco delle figure

1.1	Incremento temperatura superficiale globale tra il 1850 e 2020 $[2]$	9
1.2	Modello generico di un sistema multi-energia	10
2.1	Cubo ideale di flessibilità di un generico sistema <i>i-esimo</i> [9]	16
2.2	Aggregato di flessibilità tramite somma di Minkowski [9]	17
2.3	Hermann Minkowski [10]	17
2.4	Somma di Minkowski	18
2.5	Esempio di DMES ottenuto tramite l'aggregazione di MES locali [12]	19
2.6	Rappresentazione schematica di CHP (a), AB (b) e EHP (c)	21
2.7	Sistema di condizionamento (termico e elettrico) connesso in parallelo (b)	
	e in serie (a) al CHP	23
2.8	Rappresentazione schematica delle possibili connessioni del sistema di sto-	
	rage $[16]$	23
3.1	MES composto da CHP, AB e EDS	28
3.2	Regioni di funzionamento dei singoli componenti del MES	28
3.3	Mappa di fattibilità del sistema complessivo	29
3.4	Regioni di flessibilità del sistema	30
3.5	Flow chart generico per il calcolo della flessibilità con metodo grafico \ldots	31
3.6	Fattori di dispacciamento applicati a un sistema di trigenerazione	32
3.7	Step del processo back-tracking per la costruzione della matrice di efficienza	
	del sistema complessivo	35
4.1	Variazione punto di funzionamento agli estremi di tecnici del CHP	40
4.2	Limiti dinamici di funzionamento del CHP	42
4.3	Limiti temporali imposti dalla rete elettrica	42
4.4	Impatto dei vincoli di rete sulla regione di funzionamento	43
4.5	DMES composto da due nodi connessi tramite rete termica e gas	44
4.6	Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche .	45
4.7	Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche .	46
4.8	Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche	
	con vincoli sulla capacità massima	46
4.9	DMES composto da due nodi connessi da rete termica, elettrica e gas	47
4.10	Mappa di fattibilità del sistema nel funzionamento CHP on/off e quantifi-	
	cazione della flessibilità (upward e downward)	48
4.11	Mappa di fattibilità del sistema nel funzionamento CHP on/off e quantifi-	
	cazione della flessibilità (upward e downward)	49

4.12	Mappa di fattibilità con la presenza di fascia di tolleranza per la produzione $\hfill \hfill \hfil$	
	termica	50
4.13	Sistema MES composto da CHP, AB, EHP, WARG e P2G	50
4.14	Caratteristiche di funzionamento dei singoli componenti	51
4.15	Mappa di fattibilità, con regione di flessibilità e relativa incertezza, del	
	sistema sul piano calore-potenza elettrica	52
4.16	Modellazione 3D della mappa di fattibilità su piano Active Power - Heat -	
	Fuel	53
4.17	Modellazione 3D della mappa di fattibilità su piano Active Power - Heat -	
	Cooling	54
4.18	Sequenza di costruzione della matrice di connettività	55
5.1	Esempio di Energy Hub con biforcazione (a) e in presenza di sistema di	
	accumulo (b)	59
5.2	Andamento prezzo del gas e dell'elettricità in una giornata estiva	65
5.3	Flussi energetici alle ore 12 in una giornata estiva	66
5.4	Andamento prezzo del gas e dell'elettricità in una giornata invernale	67
5.5	Flussi energetici alle ore 12 in una giornata invernale	68
5.6	Andamento prezzo del gas e dell'elettricità nel 2021 nella medesima giornata	
	invernale	69
5.7	Flussi energetici alle ore 12 in una giornata invernale in piena crisi economica	70
5.8	Variazione relativa in p.u. del prezzo dell'energia elettrica prelevata (in	
	alto) e del costo ottimizzato (in basso) tra l'inverno del 2019 e l'inverno del	
	2021	71
5.9	Confronto tra andamento del costo non ottimizzato e costo ottimizzato	72
5.10	Variazione nel tempo della domanda energetica	73
5.11	Rappresentazione variazione domanda energetica sulla mappa di fattibilità	74
5.12	Andamento del prezzo dell'energia, del costo ottimizzato e dell'energia	
	prelevata a seguito di variazione carico giornaliero	75
5.13	Esempio di flessibilità dinamica del CHP nel piano Potenza attiva - Calore	
	partendo da 0.5 p.u. (caso a) e da funzionamento offline (caso b)	75
5.14	Variazione dell'energia assorbita dal cogeneratore in presenza e in assenza	
	di vincoli temporali	77
5.15	Andamento del prezzo dell'energia, del costo ottimizzato e dell'energia pre-	
	levata a seguito della variazione di carico giornaliero in presenza di limiti	-
	temporali	78
5.16	Confronto tra costo ottimizzato della simulazione in presenza e in assenza	-
	di limiti temporali	79
5.17	Flow chart per il calcolo del punto di funzionamento ottimale, relativo al	~ ~
F 10	k-esimo istante temporale, con rendimenti non costanti	80
5.18	Curva di rendimento di cogenerazione in funzione del fattore di carico	81
5.19	Curva di rendimento del boiler ausiliario e COP del chiller termico in	0.0
F 00	tunzione del fattore di carico	82
5.20	Evoluzione del costo ottimizzato	83
5.21	Numero di iterazioni ad ogni istante temporale	84

Parte I Prima Parte

Capitolo 1 Introduzione generale

Al fine di soddisfare gli obiettivi prefissati nella ventunesima riunione della Conferenza delle parti (COP21), tenutasi a Parigi nel 2015 con la partecipazione di 195 Stati insieme a molte organizzazioni internazionali, il sistema elettrico riveste un ruolo fondamentale. L'accordo prevede il mantenimento dell'innalzamento delle temperature sotto i 2 °C e, se possibile, sotto 1.5 °C rispetto ai livelli pre-industriali. [1]

La Figura 1.1 evidenzia l'andamento della temperatura media terrestre tra il 1850 e il 2020. Dalla figura emerge come l'andamento negli ultimi anni sia crescente e, in particolare, l'anno dove si sono registrate temperature maggiori è il 2016, con un incremento di temperature globali medie di 0.95 °C circa rispetto ai livelli pre-industriali. Il 2020 risulta il secondo anno in cui è stato registrato l'incremento di temperature globali medie maggiori.

L'asse delle ordinate nella figura è caratterizzato dalle variazioni delle temperature ri-



Figura 1.1. Incremento temperatura superficiale globale tra il 1850 e 2020 [2]

spetto alla media dei livelli pre-industriali. Tale valore fa riferimento alla temperatura media del periodo 1850 - 1900, periodo in cui gli effetti dell'attività umana non si erano

ancora manifestati.

L'integrazione di fonti rinnovabili, sistemi di produzione di energia elettrica a basse emissioni di CO_2 e sistemi energetici distribuiti (*distributed energy resources*, DER) sono essenziali nel nuovo scenario del sistema elettrico ma non sufficienti per raggiungere gli obiettivi prefissati. Infatti, per garantire una transizione sostenibile è necessario passare attraverso una decarbonizzazione di tutto il settore energetico, concentrandosi non solamente sul sistema elettrico. [3]

In quest'ottica, i sistemi multi-energia (*multi-energy systems*, MES) permettono l'interazione tra diversi vettori energetici (elettricità, calore, gas, idrogeno, ecc.) al fine di garantire una maggiore flessibilità del sistema complessivo, essenziale per un'ottimale integrazione delle fonti rinnovabili, e per incrementare l'efficienza energetica del sistema.

In Figura 1.2 è presente il modello generico di un sistema multi-energia caratterizzato da N vettori energetici in ingresso e M vettori in uscita. I componenti che caratterizzano il sistema multi-energia e che realizzano interazione tra i flussi energetici sono presenti all'interno del riquadro nero.

Inoltre, la possibilità di poter ottimizzare il comportamento dei sistemi multi-energia



Figura 1.2. Modello generico di un sistema multi-energia

permette di ottenere benefici in termini economici per gli utenti finali. In questo modo è possibile attenuare gli effetti di variazioni dei prezzi dei vettori energetici, sfruttando i più economici a discapito dei più costosi, senza alterare la domanda. Tale possibilità risulta essenziale nell'attuale periodo storico dove, a seguito degli effetti della pandemia da COVID-19 e della conseguente crisi economica, i prezzi dell'energia elettrica, prima, e del gas, in seguito, hanno subito un notevole incremento.

Il concetto di sistema multi-energia è completamente scalabile, in quanto può rappresentare i componenti energetici presenti all'interno di una città, di una regione o addirittura di una o più nazioni. Infatti, per soddisfare gli obiettivi della COP21, l'Unione Europea ha finanziato diversi progetti allo scopo di realizzare un sistema multi-energia su scala europea. Uno tra questi, chiamato *PlaMes*, prevede di studiare l'integrazione di diversi settori energetici (elettricità, calore, mobilità e gas), includendo le reti di trasmissione e distribuzione, e prevede di calcolare il costo ottimale del mix energetico del futuro sistema europeo in relazione agli obiettivi climatici. [4]

La presenza di sistemi multi-energia permette l'accesso a nuove forme di flessibilità. Per un sistema elettrico, la flessibilità è vista come la capacità di variare l'energia immessa e prelevata dalla rete elettrica nel tempo. La possibilità di far interagire diverse fonti energetiche, quindi, permette di avere a disposizione regioni di flessibilità maggiori. Tali sistemi permettono dunque una migliore integrazione delle fonti rinnovabili, riducendo i problemi legati alla loro volatilità. Inoltre, queste interazioni permettono di ridurre l'energia assorbita, a pari domanda, rispetto ai sistemi di produzione separata, garantendo efficienze maggiori.

In questo lavoro viene quantificato il valore della flessibilità nei sistemi multi-energia e, tramite un processo di ottimizzazione, si ricava il punto di funzionamento ottimale. Nella prima parte vengono analizzate le caratteristiche principali di tale tecnologia e viene proposto un metodo grafico per la valutazione della flessibilità. Nella seconda parte, invece, vengono analizzati i casi studio che si possono incontrare nei sistemi reali.

In particolare, nella sezione 2 si analizza il ruolo della flessibilità nei sistemi elettrici e vengono definite le principali caratteristiche dei sistemi multi-energia. Per definire il termine flessibilità si è fatto riferimento all'articolo "Towards a definition of flexibility: in search of the Holy Grail?" di W. Golden e P. Powell [6]. La flessibilità nei sistemi elettrici, invece, è stata descritta basandosi sul lavoro "Grid-side flexibility of power systems in integrating large-scale renewable generations" di J. Li, F. Liu, C. Shao e X. Liu [7]. Infine, per descrivere i modelli dei sistemi multi-energia si è fatto riferimento principalmente al libro "Distributed Multi-Generation Systems: Energy Models And Analyses" [13] e all'articolo "Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization" [17] di G. Chicco e P. Mancarella.

Nella sezione 3, invece, è indicato un metodo grafico per definire la mappa di fattibilità di un sistema multi-energia, ovvero le aree (o volumi) di possibile funzionamento. In seguito, viene definito un modello matriciale caratterizzante il sistema complessivo.

La seconda parte prevede inizialmente l'applicazione del metodo grafico a diversi casi studio, considerando l'impatto dei limiti di rete e dell'incertezza della domanda (sezione 4). Infine si realizza il modello multi-dimensionale del sistema, dove i singoli vettori energetici vengono usati come assi cartesiani.

L'articolo "Flexibility From Distributed Multienergy Systems" [12], di G.Chicco, S. Riaz, A. Mazza e P. Mancarella, è stato di fondamentale aiuto per la stesura delle sezioni 3 e 4. Nella sezione 5 è descritto il processo di ottimizzazione per la ricerca del punto di lavoro ottimale con l'obiettivo di minimizzare il costo per gli utenti finali. Viene proposto un metodo di linearizzazione dell'Energy Hub, come descritto nell'articolo "Automatic and linearized modeling of energy hub and its flexibility analysis" [20] di Y. Wang, J. Cheng, N. Zhang e C. Kang, in modo da ridurre il tempo computazionale e semplificare il problema. Inizialmente si applica il processo di ottimizzazione ad un carico costante per tutto l'arco della giornata e si analizza il funzionamento del problema in base a diverse condizioni ambientali. Infine, si applica il processo ad un carico variabile e si analizzano i limiti tecnologici temporali del sistema. Per l'implementazione dei codici di calcolo si è utilizzato l'ambiente MATLAB.

Capitolo 2 Stato dell'arte

Dopo una breve introduzione sull'argomento di tesi, in questo capitolo si affronta il significato del termine flessibilità, con relative dimensioni e parametri caratterizzanti, concentrandosi successivamente nell'ambito dei sistemi elettrici. In particolare si effettua la distinzione tra flessibilità lato domanda, lato rete elettrica, lato generazione, e flessibilità operativa.

In seguito si accenna brevemente alla somma di Minkowski, un operatore matematico utile per l'approccio geometrico del calcolo di flessibilità.

Infine, vengono forniti modelli dei sistemi multi-energia, con eventuale presenza di sistemi di accumulo, e si effettua un'analisi benefici-costi.

2.1 Definizione di flessibilità

Non è immediato fornire la definizione del termine *flessibilità*, in quanto ogni particolare situazione e ogni problema colora a suo modo la sua enunciazione. In letteratura, molti autori concordano sul fatto che la flessibilità è un concetto multidisciplinare e rappresenta la "capacità di adattarsi o reagire" nel tempo, alle diverse circostanze (prevedibili e non) e nei diversi ambiti. Tale concetto può essere caratterizzato da quattro dimensioni dominanti:

- 1. temporale: quantifica il tempo impiegato ad adattarsi, a rispondere al cambiamento;
- 2. *range*: numero di opzioni percorribili per reagire a un cambiamento prevedibile o inatteso;
- 3. *intenzionale*: misura la proattività ad un evento inevitabile;
- 4. focus: rappresenta l'area di interesse, interna o esterna al sistema in esame.

Tali dimensioni descrivono le caratteristiche principali per perseguire l'obiettivo della flessibilità. La multidimensionalità di questo vocabolo rende il sistema anisotropo, ovvero può presentare diversi valori di flessibilità in diverse direzioni. Risulta perciò impreciso definire un sistema flessibile senza specificare l'ambito di interesse. A questo termine vengono associate quattro caratteristiche:

- 1. *efficienza*: capacità di soddisfare un obiettivo senza ottenere un degrado delle prestazioni;
- 2. reattività: abilità di reazione ai cambiamenti attraverso una rapida risposta;
- 3. versatilità: rappresenta l'estensione delle attività in reazione al cambiamento;
- 4. robustezza: corrisponde all'abilità di rispondere con successo alla variazione.

I primi due parametri, *efficienza* e *reattività*, misurano la dimensione temporale mentre versatilità e robustezza sono associate alla dimensione *range*. Le dimensioni *intenzionale* e *focus*, invece, dipendono dalla situazione specifica. L'*efficienza* misura il grado in cui si superano sfide entro i limiti temporali imposti, e la *reattività* misura il tempo di adattamento alle nuove condizioni. Versatilità è legata, invece, alla capacità di rispondere a diverse situazioni previste, mentre *robustezza* è l'abilità di adattarsi e rispondere ai cambiamenti inattesi. [6]

2.2 Flessibilità nei sistemi elettrici

Come descritto in precedenza, a seconda dell'applicazione si possono esprimere numerose definizioni e il mondo elettrico non fa eccezione. Infatti, nei sistemi elettrici ed energetici, la flessibilità si definisce come la possibilità di usare tutte le risorse a disposizione per rispondere in modo adeguato alle variazioni nel tempo della domanda e della generazione, considerando l'incertezza intrinseca, ad un costo accettabile. Tale obiettivo si ottiene attraverso componenti in grado di variare il punto di funzionamento tra diversi intervalli temporali. Nei sistemi elettrici esistono diversi fattori che ostacolano la flessibilità, quali ad esempio i limiti tecnici di massima variazione di potenza, stile di vita e comfort dei consumatori, inerzia termica ed *energy payback*. Particolare importanza rivestono incertezza e la volatilità della produzione di energia da fonte rinnovabile che al giorno d'oggi diventa sempre meno prevedibile. I vari operatori del settore devono poter porre rimedio a tali limiti attraverso sistemi di generazione distribuita, accumulo, sistemi di controllo e comunicazione avanzata, incentivi economici e, tema centrale del presente lavoro, sistemi multi-energia con la possibilità di poter diversificare i vettori energetici per poter soddisfare la domanda.

La flessibilità nei sistemi elettrici può essere generalmente suddivisa in 3 categorie: [7]

• Lato generazione: dove vengono utilizzati diversi approcci, ad esempio processi di ottimizzazione stocastica, nel quale l'incertezza è intrinseca nei processi decisionali. La maggior parte dei modelli presenta l'obiettivo di minimizzare il costo atteso attraverso indicatori basati sulla massima capacità, sulla minima generazione stabile e sui limiti della variazione del punto di funzionamento dei generatori convenzionali.

- Lato domanda: per migliorare la flessibilità si usa principalmente il demand response management. Tale strumento consiste nella variazione consapevole dei consumi lato clienti, rispetto alle normali condizioni, sotto uno specifico programma basato su incentivi o riduzione dei prezzi. La definizione di flessibilità, in questo caso, varia se si considera un'applicazione individuale o un aggregato di carichi. Nel primo caso vengono considerati indici comportamentali ricavati da questionari e sondaggi da parte dei singoli consumatori. Nel secondo caso, invece, viene realizzato l'aggregato attraverso indici statistici di variazione della domanda, quali l'indice di flessibilità dell'aggregato (FIAD) e il livello percentuale di flessibilità (PFL). [8]
- Lato rete elettrica: viene definita come la capacità di una rete elettrica di impiegare le sue risorse per reagire alla volatilità dello stato del sistema elettrico durante il suo funzionamento. La crescente presenza su larga scala della produzione da fonte rinnovabile, assieme alla relativa incertezza, causa l'aumento del rischio di congestione nelle linee e di conseguenza un aumento dei costi di funzionamento. Dunque sono necessarie nuove tecnologie per poter garantire un'adeguata flessibilità delle reti elettriche. Sistemi di trasmissione AC flessibili (FACTS), assieme a una topologia sempre più dinamica, e linee DC ad alta tensione (HVDC) sono sempre più utilizzate con scopi di compensazione di potenza reattiva, controllo di tensione e dei flussi di potenza, aumento della capacità di trasmissione e incremento della sicurezza.

2.2.1 Flessibilità operativa

Secondo la definizione, "la flessibilità operativa è la capacità del sistema elettrico di modulare l'energia prelevata e immessa nella rete elettrica nel tempo." [9]

Tale proprietà del sistema elettrico gioca un ruolo cruciale nella transizione energetica. La sufficiente disponibilità di flessibilità operativa è un prerequisito necessario per l'integrazione su larga scala della produzione di energia da fonte rinnovabile, soprattutto da fotovoltaico ed eolico.

La flessibilità operativa è essenziale per mitigare i disturbi del sistema elettrico, come ad esempio guasti e generazione di energia non costante tipica delle fonti rinnovabili. Tale parametro può essere ottenuto, lato produzione, in forma di alta dinamica di risposta da parte delle centrali elettriche convenzionali e, lato domanda, attraverso variazioni in tempo reale della curva di carico in modo da sfruttare al meglio la produzione rinnovabile quando è presente. La possibilità di poter importare/esportare energia, attraverso una fitta rete di collegamenti nazionali e internazionali, è probabilmente il modo più conveniente ed economico per incrementare la flessibilità del sistema. Inoltre, la presenza di sistemi di accumulo, quali ad esempio sistemi di accumulo dell'aria compressa (CAES), batterie, volani e sistemi di pompaggio idroelettrico, contribuiscono a rendere il sistema elettrico più flessibile.

Al fine di quantificare il valore di flessibilità di un sistema elettrico vengono definite quattro indici:

- capacità di potenza fornita π (MW);
- variazione di potenza ρ (MW/min);



Figura 2.1. Cubo ideale di flessibilità di un generico sistema *i-esimo* [9]

- capacità di energia fornita ϵ (MWh);
- durata della variazione δ (min).

La durata della variazione δ è strettamente legata alla potenza π e alla sua variazione ρ secondo l'equazione:

$$\delta = \frac{\pi}{\rho} \tag{2.1}$$

I parametri ρ , ϵ , π , invece, sono legati tra di loro attraverso relazioni differenziali e integrali (eq. 2.2 e 2.3).

$$\pi = \int \rho dt \tag{2.2}$$

$$\epsilon = \int \pi dt \tag{2.3}$$

La flessibilità del sistema è caratterizzata da tutti i possibili punti di funzionamento, i quali sono limitati dai valori massimi degli indici ρ_{\max}^{\pm} , ϵ_{\max}^{\pm} , π_{\max}^{\pm} . Il parametro δ non influisce nella stima della flessibilità in quanto dipendente dagli altri indici, come indicato dalla 2.1.

I parametri definiti in precedenza possono essere rappresentati attraverso il cosiddetto volume di flessibilità per un generico sistema i. I vertici di tale figura sono definiti attraverso gli estremi dei parametri ρ_{\max}^{\pm} , ϵ_{\max}^{\pm} , π_{\max}^{\pm} , come mostrato in Figura 2.1. Nel caso in cui siano presenti più sistemi elettrici, è possibile ottenere una flessibilità complessiva dell'aggregato sommando tra loro i parametri di flessibilità dei diversi sistemi (equazioni 2.4, 2.5 e 2.6).

$$\rho_{\text{agg}}^{+} = \sum_{i} \rho_{i}^{+} \qquad \rho_{\text{agg}}^{-} = \sum_{i} \rho_{i}^{-}$$
(2.4)

$$\epsilon_{\text{agg}}^{+} = \sum_{i} \epsilon_{i}^{+} \qquad \epsilon_{\text{agg}}^{-} = \sum_{i} \epsilon_{i}^{-}$$
(2.5)

$$\pi_{\text{agg}}^{+} = \sum_{i} \pi_{i}^{+} \qquad \pi_{\text{agg}}^{-} = \sum_{i} \pi_{i}^{-}$$
 (2.6)



Figura 2.2. Aggregato di flessibilità tramite somma di Minkowski [9]

La flessibilità dell'aggregato, composto da diversi sistemi elettrici, equivale ad aggregare i diversi volumi di flessibilità di ogni unità individuale. Nella realtà, i diversi volumi possono avere forme più o meno complesse e, dunque, si utilizza la *somma di Minkowski* (vedi sezione 2.3) per calcolare la flessibilità aggregata del sistema complessivo. In Figura 2.2 è presente un esempio con volumi parallelepipedi.

2.3 Somma di Minkowski

Prima di iniziare a descrivere i sistemi multi-energia e i casi in esame, è doveroso approfondire la somma di Minkowski in quanto verrà ampiamente utilizzata in seguito.

Tale operazione prende il nome dal matematico tedesco Hermann Minkowski¹, che per



Figura 2.3. Hermann Minkowski [10]

¹Hermann Minkowski (Aleksotas, 22 giugno 1864 - Gottinga, 12 gennaio 1909)



Figura 2.4. Somma di Minkowski

primo la definì (Figura 2.3). In geometria, dati due insiemi di punti A e B in uno spazio vettoriale, la somma di Minkowski è l'insieme di punti ottenuti addizionando gli elementi di A con quelli di B. Tale operazione viene definita secondo l'equazione:

$$A \oplus B = \{a + b \mid a\epsilon A, b\epsilon B\}$$

$$(2.7)$$

Se lo spazio vettoriale è il piano o lo spazio euclideo, la somma è un'operazione tra due forme geometriche. [11]

In figura 2.4 si può notare come, a partire da due insiemi di punti sul piano, si realizza la somma di Minkowski muovendo i punti appartenenti all'insieme A lungo il bordo superiore e il bordo destro dell'insieme B. La mappa ottenuta è indicata in figura con un tratteggio verde e, come vedremo nei capitoli successivi, è necessaria per identificare i possibili punti di funzionamento del sistema aggregato.

2.4 Flessibilità nei sistemi multi-energia

I sistemi multi-energia (MES), i quali sono composti da differenti vettori energetici (calore, elettricità, gas, idrogeno, ecc.) ottimamente integrati, possiedono un ruolo chiave per assicurare affidabilità e resilienza ai sistemi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Grazie all'integrazione dei diversi vettori energetici garantiscono nuove forme di flessibilità, soprattutto lato domanda. La composizione di diversi MES locali (Figura 2.5), attraverso la connessione di differenti vettori energetici, il cosiddetto sistema multi-energia distribuito (DMES), garantisce elevate potenzialità sul piano della flessibilità. Il concetto dei DMES è scalabile, in quanto i MES locali possono rappresentare una azienda

o una città, a seconda dello scopo dello studio.

La flessibilità per i sistemi MES viene definita attraverso il concetto di *electricity shifting*



Figura 2.5. Esempio di DMES ottenuto tramite l'aggregazione di MES locali [12]

potential, ovvero come la massima riduzione di elettricità in input, proveniente dalla rete di distribuzione, che si può ottenere a partire da uno stato iniziale noto e soggetto a vincoli. [12] In particolare, è possibile distinguere due tipologie:

- *flessibilità stazionaria*, ovvvero l'abilità di poter scambiare energia con la rete all'interno di una regione di fattibilità (*feasible operating range*, FOR) basata su vincoli stazionari;
- *flessibilità dinamica*, basata su FOR con vincoli che variano su base temporale. Ad esempio determinati punti di funzionamento possono essere raggiunti su una scala temporale oppure non possono essere mantenuti oltre ad un certo tempo.

La riduzione (o aumento) di elettricità scambiata con la rete viene incentivata in modo da coprire il costo della variazione di combustibile assorbito. Tale variazione avviene senza alterare la domanda, in modo da mantenere inalterato il livello di comfort dei clienti finali.

2.4.1 Modellazione sistemi multi-energia

I sistemi multi-energia vengono rappresentati attraverso hub energetici, i quali definiscono i diversi vettori energetici presenti all'interno degli MES e i collegamenti esterni. Questa struttura è stata sviluppata all'interno del progetto "Vision of Future Energy Networks", iniziato nel 2002, basato sull'evoluzione futura dei sistemi energetici in ottica sostenibile.

[15]

In base alla struttura dell'energy hub, i vari componenti sono rappresentati in box dove viene specificato il vettore energetico prodotto e assorbito sulla base della potenza media in un determinato passo temporale. Ogni elemento $y \in Y$, dove Y è l'insieme dei componenti di un MES, viene rappresentato secondo l'equazione (2.8).

$$v_{\rm o}^{\rm (y)} = H^{\rm (y)} \cdot v_{\rm i}^{\rm (y)} \tag{2.8}$$

dove:

- $v_i^{(y)}$: vettore delle potenze in ingresso (dimensione $K \times 1$) dell'elemento y-esimo;
- $v_{o}^{(y)}$: vettore delle potenze in uscita (dimensione $K \times 1$) dell'elemento y-esimo;
- $H^{(y)}$: matrice di conversione energetica (dimensione $K \times K$) dell'elemento y-esimo.

L'ordine dei termini di input e output non influisce sul risultato finale ma deve essere lo stesso tra $v_{\rm o}$ e $v_{\rm i}$. Per il singolo componente l'input e l'output possono essere diversi tra loro in base alla tecnologia di conversione energetica.

In generale, considerando 4 vettori energetici (combustibile, elettricità, calore e cooling), gli ingressi e le uscite del sistema vengono descritti in vettori colonna $v_i = [F_i, W_i, Q_i, R_i]^t$ e $v_o = [F_o, W_o, Q_o, R_o]^t$. Per ogni possibile combinazione tra i vettori si associa un termine di conversione energetica H_{XZ}^y , dove il primo pedice identifica il vettore in uscita mentre il secondo quello in ingresso. In base a $v_i \in v_o$ la matrice di conversione generica per i quattro vettori energetici può essere descritta come:

$$H_{\rm XZ} = \begin{bmatrix} \eta_{\rm FF} & \eta_{\rm FW} & \eta_{\rm FQ} & \eta_{\rm FR} \\ \eta_{\rm WF} & \eta_{\rm WW} & \eta_{\rm WQ} & \eta_{\rm WR} \\ \eta_{\rm QF} & \eta_{\rm QW} & \eta_{\rm QQ} & \eta_{\rm QR} \\ \eta_{\rm RF} & \eta_{\rm RW} & \eta_{\rm RQ} & \eta_{\rm RR} \end{bmatrix}$$
(2.9)

Per rendere più chiaro il significato della 2.8 vengono ora illustrati alcuni componenti che si possono incontrare durante lo studio dei sistemi MES.

Tra i diversi possibili componenti presenti nei sistemi multi-energia, è di particolare interesse il cogeneratore (CHP), il quale produce contemporaneamente calore ed elettricità a partire da un unica fonte, il combustibile (Figura 2.6-a). Tale sistema permette di soddisfare la domanda sfruttando meno combustibile rispetto alla produzione separata di calore ed elettricità, garantendo così un netto risparmio energetico e benefici ambientali. Vengono definiti tre principali parametri che caratterizzano questa tecnologia:

• Rapporto di cogenerazione, ovvero il rapporto tra la produzione di calore (Q) e l'elettricità (W).

$$\lambda = \frac{Q}{W} \tag{2.10}$$

• Efficienza elettrica, ovvero il rapporto tra l'output elettrico e il carburante totale assorbito (F).

$$\eta_{\rm WF,CHP} = \frac{W}{F} \tag{2.11}$$



Figura 2.6. Rappresentazione schematica di CHP (a), AB (b) e EHP (c)

• Efficienza termica, ovvero il rapporto tra l'output termico e il carburante totale assorbito (F).

$$\eta_{\rm QF,CHP} = \frac{Q}{F} \tag{2.12}$$

In presenza di un cogeneratore, ad esempio, i vettori energetici coinvolti nella relazione (2.8) sono il combustibile (in input), l'elettricità (in input proveniente da EDS e come output del CHP) e il calore (prodotto dal CHP). Il raffreddamento non viene considerato e dunque nelle equazioni viene considerato $R_{\rm o} = R_{\rm i} = 0$.

Nel caso di un cogeneratore, le equazioni (2.11) e (2.12) caratterizzano il sistema e, di conseguenza, il sistema può essere descritto come segue:

$$[0, W_{\rm o}, Q_{\rm o}, 0]^{\rm t} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{\rm WF, CHP} & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{\rm QF, CHP} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_{\rm i}, 0, 0, 0]^{\rm t}$$
(2.13)

Come il cogeneratore, un altro componente usato per la produzione di calore è il boiler ausiliario (AB). A seconda della tecnologia tale sistema può essere alimentato da combustibile o da elettricità e dunque può funzionare in parallelo o in serie al cogeneratore (Figura 2.6-b). Analogamente a quanto detto in precedenza, anche l'AB è caratterizzato da un'efficienza termica:

$$\eta_{\rm QF,AB} = \frac{Q}{F} \tag{2.14}$$

Anche per il AB viene identificata l'equazione caratteristica del sistema:

$$[0, 0, Q_{\rm o}, 0]^{\rm t} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ \eta_{\rm QF, AB} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_{\rm i}, 0, 0, 0]^{\rm t}$$
(2.15)

Di particolare importanza in questa transizione ecologica sono le pompe di calore (EHP), le quali essendo largamente scalabili, possono ricoprire il fabbisogno di una singola abitazione fino ad intere città. Tali sistemi sfruttano l'elettricità per la produzione di calore (Figura 2.6-c) e sono caratterizzati da un'efficienza elettrica:

$$\eta_{\rm QW,EHP} = \frac{Q}{W} \tag{2.16}$$

In questo caso l'equazione caratteristica del componente vale:

$$[0, 0, Q_{\rm o}, 0]^{\rm t} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{\rm QW, AB} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [0, W_{\rm i}, 0, 0]^{\rm t}$$
(2.17)

I sistemi di raffrescamento possono essere realizzati attraverso gruppi di refrigerazione che assorbono acqua riscaldata (WARG) o sistemi a compressione elettrica (CERG). I primi assorbono calore mentre i secondi vengono alimentati elettricamente. Entrambi sono caratterizzati da un coefficiente di performance (COP).

In seguito vengono descritte le equazioni matriciali che caratterizzano, rispettivamente, il CERG (eq. 2.18) e WARG (eq. 2.19).

I vari componenti che costituiscono il MES possono essere connessi in parallelo oppure in serie (o cascata). In Figura (2.7-a) è presente l'esempio di un sistema di raffreddamento collegato in parallelo al cogeneratore. In questo caso i due sistemi producono separatamente. In Figura (2.7-b), invece, è presente un sistema di raffreddamento (elettrico o termico) connesso in cascata al cogeneratore. Una porzione di output del cogeneratore viene usata per l'alimentazione del chiller.

Nel caso di un chiller elettrico connesso in serie a un cogeneratore (caso analogo per un chiller termico), la relazione che lega R_{o} - F_{i} è data dal prodotto dell'efficienza elettrica del cogeneratore e il COP del chiller (eq. 2.20).

$$R_{\rm o} = \eta_{\rm WF, CHP} \cdot COP_{\rm CERG} \cdot F_{\rm i} \tag{2.20}$$

Nei sistemi reali, i vari MES sono realizzati da Y componenti diversi che si differenziano da quelli appena elencati. Nei casi studio presenti nei capitoli successivi si incontreranno ulteriori componenti non presenti nell'elenco precedente. Ogni MES deve dunque essere studiato individualmente.



Figura 2.7. Sistema di condizionamento (termico e elettrico) connesso in parallelo (b) e in serie (a) al CHP

2.4.2 Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo sono essenziali per evitare che la produzione volatile da fonte rinnovabile non venga utilizzata e risultano importanti per garantire alti livelli di flessibilità al sistema. Nei sistemi MES, come rappresentato in Figura (2.8), è possibile collegare l'accumulo in ingresso o in uscita dell'hub.

L'equazione caratteristica dei sistemi multi-energia (eq. 2.8) risulta non più valida in



Figura 2.8. Rappresentazione schematica delle possibili connessioni del sistema di storage [16]

presenza di un sistema di accumulo. Tali unità, di natura qualsiasi, vengono caratterizzate da un vettore di derivate nel tempo dell'energia accumulata (\dot{e}) e da una matrice di accoppiamento tra potenza in uscita e energia accumulata (S). Dunque è possibile riscrivere la (2.8) in forma matriciale come: [16]

$$v_{\rm o} = [H - S][v_{\rm i} \quad \dot{e}]^t \tag{2.21}$$

dove \dot{e} rappresenta la differenza di energia accumulata tra due istanti temporali successivi considerando l'energia persa durante l'intervallo t $(e_t^{(\lambda)})$.

$$\dot{e} = e_{t} - e_{t-1} + e_{t}^{(\lambda)}$$
(2.22)

Confrontando (2.8) e (2.21) si può notare come la presenza dell'accumulo contribuisce a garantire un grado di flessibilità maggiore in quanto la variabile \dot{e} può essere controllata direttamente.

I casi studio presenti nei capitoli successivi sono privi di sistemi di accumulo in quanto non rientrano nell'obiettivo di questo lavoro.

2.4.3 Analisi costi-benefici dei MES

L'effettivo successo dell'electricity shifting potential è determinato attraverso un'analisi costi-benefici, come evidenziato nell'articolo [14]. Esso è strettamente legato ai possibili incentivi presenti:

- incentivo sulla disponibilità ²(mu/MW), si ottiene una remunerazione in base alla disponibilità offerta anche quando il sistema non è chiamato ad operare;
- incentivo di esercizio (mu/MWh), remunerazione sulla base dell'energia scambiata in rete.

I benefici ottenibili in un determinato intervallo temporale h vengono quantificati secondo l'equazione:

$$B(\alpha_{\rm h}, \chi_{\rm h}, \nu_{\rm h}) = (\alpha_{\rm h} \cdot k + \chi_{\rm h} \cdot \nu_{\rm h}) \cdot \Delta W_{\rm h}^{\rm EDS}$$
(2.23)

dove:

- $\alpha_{\rm h}$ è l'incentivo sulla disponibilità;
- $\chi_{\rm h}$ è l'incentivo di esercizio;
- $\nu_{\rm h}$ vale 1 se il servizio è in funzione e 0 altrimenti;
- *k* è il numero di intervalli temporali definiti in un'ora;
- $\Delta W_{\rm h}$ rappresenta l'input di riduzione di energia elettrica.

Il costo per realizzare l'energy shifting dipende dalla variazione del carburante e dalla variazione di energia elettrica scambiata in rete. Esso viene quantificato secondo l'equazione:

$$\Delta C_{\rm h} = \rho_{\rm h}^{\rm FDS} \cdot \Delta F_{\rm h}^{\rm FDS} + \rho_{\rm h}^{\rm EDS, buy} \cdot max\{\Delta W_{\rm h}^{\rm EDS}, 0\} + \rho_{\rm h}^{\rm EDS, sell} \cdot min\{\Delta W_{\rm h}^{\rm EDS}, 0\} \quad (2.24)$$

dove:

 $^{^{2}}$ mu= monetary unit

- $\rho_{\rm h}^{\rm FDS}$ è il prezzo di acquisto del carburante;
- $\rho_{\rm h}^{\rm EDS, buy}$ è il prezzo di acquisto dalla rete dell'elettricità;
- $\rho_{\rm h}^{\rm EDS, sell}$ è il prezzo di vendita in rete dell'elettricità

Si valuta dunque il profitto in un determinato intervallo temporale h come la differenza tra benefici e costi del servizio in funzione.

$$\Pi(\alpha_{\rm h}, \chi_{\rm h}, \nu_{\rm h}) = B(\alpha_{\rm h}, \chi_{\rm h}, \nu_{\rm h}) - \nu_{\rm h} \cdot \Delta C_{\rm h}$$
(2.25)

Se $\Pi(\alpha_h, \chi_h, \nu_h) > 0$ allora la variazione della domanda elettrica è conveniente dal punto di vista economico. Se, invece, $\Pi(\alpha_h, \chi_h, \nu_h) < 0$ allora la variazione del carico elettrico non è comporta benefici economici agli utenti finali.

Capitolo 3

Implementazione mappe di fattibilità e modello matriciale nei sistemi multi-energia

Concentrandosi sui soli sistemi multi-energia, viene analizzato un approccio grafico per il calcolo della flessibilità attraverso la realizzazione di mappe di fattibilità. Tale metodo viene analizzato in modo generico e, nei successivi capitoli, verrà applicato nei vari casi studio.

Per poter analizzare in modo più dettagliato i sistemi in esame, viene fornito un approccio matriciale dove, attraverso l'implementazione di fattori di dispacciamento e di coefficienti caratterizzanti del sistema, si realizza la matrice di conversione. Tale metodo permette di quantificare i vettori energetici presenti ed è essenziale per l'analisi dei costi.

3.1 Realizzazione mappa di fattibilità nei sistemi multienergia

In prima analisi, si considera un sistema composto da un CHP, un AB e la presenza della rete elettrica di distribuzione (EDS) utile a coprire parzialmente la domanda elettrica (Figura 3.1).

In ingresso al sistema è presente il vettore elettricità proveniente dalla rete elettrica e il vettore combustibile derivante dal sistema di distribuzione relativo (FDS). Lato utente, invece, il vettore elettrico e il calore vengono serviti attraverso AB, EDS e CHP. Quest'ultimo, di tipologia back-pressure, è caratterizzato da un rapporto costante calore-elettricità e da un valore di generazione minimo (MSG) nullo. La domanda elettrica viene coperta sia dal EDS che dal CHP, mentre la domanda termica viene soddisfatta da AB e CHP.

In Figura (3.2) sono presenti le regioni di funzionamento dei singoli componenti con i rispettivi minimi e massimi tecnici. Per quanto riguarda l'EDS, si considera solamente la potenza attiva con segno positivo, nel caso di potenza prelevata dalla rete, e segno negativo, nel caso di potenza immessa in rete da utenti attivi.



Figura 3.1. MES composto da CHP, AB e EDS



Figura 3.2. Regioni di funzionamento dei singoli componenti del MES

La regione di fattibilità del sistema complessivo si ottiene mediante somma di Minkowski di due elementi alla volta. Ad esempio, inizialmente si effettua la somma tra AB e EDS, come descritto dalla 3.1.

$$C = AB \oplus EDS \tag{3.1}$$

Il risultato viene sommato al CHP, secondo l'equazione 3.2, ricavando così la regione di fattibilità complessiva.

$$C_{\rm tot} = C \oplus CHP \tag{3.2}$$

La prima somma viene eseguita muovendo la regione di funzionamento dell'AB lungo il lato destro e superiore della regione dell'EDS. In modo analogo si effettua per il CHP.

La (3.1) permette di ottenere la regione di fattibilità dell'intero sistema nel caso in cui il CHP sia offline. Nei sistemi reali viene definito un valore minimo di generazione stabile, al di sotto del quale è più conveniente fermare la produzione del CHP. In questo caso semplificato si è trascurato il presente problema, mentre viene considerato nei capitoli successivi.

Nel caso in cui non venga disperso nell'ambiente del calore prodotto in eccesso, grazie alla (3.2) si ottiene la regione di funzionamento del sistema complessivo (Figura 3.3). Si può notare che viene evidenziata con il tratto rosso l'area raggiungibile solamente quando il CHP è offline. Come detto nei precedenti capitoli, la flessibilità viene quantificata



Figura 3.3. Mappa di fattibilità del sistema complessivo

sulla base dell'electricity shifting potential a partire da un punto noto. Conoscendo il valore di potenza media (P_0) e calore medio (Q_0) nel punto iniziale, è possibile calcolare quanto vale la variazione di potenza elettrica maggiore di P_0 (upward flexibility) o inferiore (downward flexibility). Per rendere più chiaro questo concetto, nei capitoli successivo si valuta il upward e downward flexibility in determinate condizioni di funzionamento.

3.1.1 Metodo grafico per il calcolo della flessibilità

Dopo aver costruito le mappe di fattibilità del sistema e conoscendo il punto di funzionamento iniziale (OP), è possibile individuare graficamente la regione di flessibilità upward (Φ^-) e downward (Φ^+) . La prima regione definisce la variazione di elettricità tra la cordinata P_0 e il limite superiore della FOR. La regione downward, invece, comprende la variazione di elettricità tra la coordinata P_0 e il limite inferiore della FOR. L'unione dei due parametri definisce la regione complessiva di flessibilità.

$$\Phi = \Phi^- \bigcup \Phi^+ \tag{3.3}$$

Figura 3.4. Regioni di flessibilità del sistema

La Figura 3.4 evidenzia con differenti colori le due regioni di flessibilità. La possibilità di poter lavorare con CHP off determina un aumento della regione Φ e, dunque, più possibilità per coprire la domanda.

3.1.2 Flow chart generico

Nella Figura 3.5 viene raffigurato un algoritmo generico utile al calcolo della regione di flessibilità con il metodo grafico, come descritto nel paragrafo precedente.

La figura differenzia i sistemi con e senza cogeneratore. Nel primo caso, infatti, la FOR risultante è data dall'unione della FOR del sistema con cogeneratore offline e della mappa in presenza di cogeneratore. Questa opzione permette di incrementare la regione di flessibilità, come mostrato nell'esempio della sezione precedente.

Noto infine il punto di funzionamento iniziale, si determina la regione di flessibilità upward e downward con il metodo grafico.

Questo flow chart, seppure generico e semplificativo, risulta una base di partenza utile alla generazione di mappe di fattibilità per sistemi più complessi.



Figura 3.5. Flow chart generico per il calcolo della flessibilità con metodo grafico

3.2 Modello matriciale dei sistemi multi-energia

Nel paragrafo precedente la flessibilità è stata valutata graficamente a partire dall'aggregazione, tramite somma di Minkowski, delle curve di funzionamento dei singoli componenti costituenti il MES. Questo approccio permette di identificare in maniera rapida ed intuitiva la regione di flessibilità, noto il punto di lavoro iniziale.

In ambito energetico, al fine di identificare le relazione tra i vettori energetici di ingresso e uscita, è necessario riferirsi a un modello matriciale. Questo modello permette di identificare il valore dei flussi energetici relativi al time step considerato e risulta necessario per quantificare il costo della variazione del punto di funzionamento. Nella sezione 2.4.1, per ogni singolo componente è stato associato una matrice di conversione energetica che lega il vettore degli ingressi e quello delle uscite. La situazione si complica nel caso di aggregazione di più elementi, in quanto non è sempre facile e intuibile identificare la matrice di conversione del sistema complessivo. A questo scopo, in questa sezione viene proposto il metodo usato in [17], dove a partire dalla topologia del sistema e dal modello dei singoli componenti permette di calcolare tale matrice in modo automatico.

3.2.1 Fattori di dispacciamento

Le interazioni tra diversi vettori energetici, all'interno dello stesso impianto e con le reti esterne, sono descritte attraverso collegamenti o *giunzioni*, dove l'input energetico di un componente è composto da più vettori, e *biforcazioni*, nel quale l'output di un componente si divide per alimentare diversi elementi o carichi. La presenza di questi link energetici è un punto critico per la realizzazione di un modello automatico del calcolo della matrice di conversione. A tale scopo, vengono introdotti i *fattori di dispacciamento*, ovvero delle costanti che quantificano la percentuale di vettore energetico ripartita nella biforcazioni del vettore energetico in esame. Queste costanti presentano un valore compreso tra 0 e 1 e la somma dei fattori originati da un singolo vettore energetico deve essere pari all'unità. Ad ogni biforcazione, dunque, un vettore energetico viene diviso in N parti, ciascuna associata a un fattore di dispacciamento, con grado di libertà pari a N-1.

Tali fattori vengono caratterizzati da una lettera α seguita da un apice, indicante il componente il cui output viene diviso, e due pedici, il primo relativo all'uso finale del vettore energetico e il secondo relativo alla natura originale del vettore. In Figura 3.6 è presente



Figura 3.6. Fattori di dispacciamento applicati a un sistema di trigenerazione

un esempio di trigenerazione dove vengono esplicitati i fattori di dispacciamento. I flussi energetici sono F, W, Q, R e vengono identificati i vettori in input $v_i = [F_i, 0, 0, 0]$ e in output $v_o = [0, W_o, Q_o, R_o]$. Il vettore elettricità prodotto dal cogeneratore si biforca in $\alpha_{WW}^{CHP}W_{CHP}$, alimentando il carico elettrico, e in $\alpha_{WR}^{CHP}W_{CHP}$, che alimenta il chiller elettrico (CERG). Vale sempre l'equazione $\alpha_{WW}^{CHP} + \alpha_{WR}^{CHP} - 1 = 0$.

In modo analogo il vettore combustibile si biforca in due componenti che alimentano il CHP e l'AB.

Per spiegare il metodo che consente di individuare la matrice input-output del sistema complessivo si fa riferimento all'esempio presente in Figura 3.6.

3.2.2 Realizzazione della tabella di connettività

Il primo passo consiste nel realizzare la tabella di connettività, dove i terminali di output sono collocati nella prima riga (e colonna), nelle successive righe (e colonne) vengono esplicitati i componenti costituenti il sistema e, infine, nell'ultima riga (e colonna) è presente il terminale di input. Ciascun termine all'interno della matrice assume il valore 1 se è presente la connessione tra la corrispondente riga e colonna, altrimenti 0. La tabella di connettività permette di individuare in modo matriciale i singoli collegamenti tra i componenti. In tabella 3.1 si ottiene il risultato del caso in esame.

La presenza di una giunzione è identificata da più termini unitari nella stessa riga. Nel

Tabella 3.1. Tabella di connettività necessaria per la costruzione della matrice di conversione del sistema complessivo

output	CERG	CHP	AB	input	
0	1	1	1	0	output
0	0	1	0	0	CERG
0	0	0	0	1	CHP
0	0	0	0	1	AB
0	0	0	0	0	input

caso in esame, la presenza di più componenti che alimentano i carichi costituisce una giunzione dal punto di vista dell'output.

3.2.3 Metodo proposto per il calcolo della matrice di conversione

Per realizzare la procedura di calcolo della matrice di conversione in modo automatico si utilizza la teoria dei grafi dove partendo dall'output e, tramite processo backward, si risale ai singoli ingressi individuando i singoli percorsi. Con la tecnica del back-tracking, la presenza delle giunzioni viene identificata con l'aggiunta di rami nel grafico ad albero. In questo modo la ricerca termina quando ogni percorso viene individuato.

Durante l'ispezione dei singoli percorsi si realizza progressivamente la matrice di conversione H moltiplicando i componenti della matrice di connettività con le singole matrici di efficienza di ciascun componente. Nello specifico, nel caso di assenza di giunzioni, durante l'ispezione si moltiplica il rispettivo termine della matrice di connettività che individua il percorso in esame con l'efficienza o il COP di ogni singolo componente. La presenza della giunzione, invece, introduce un termine di somma nella matrice di conversione che tiene

conto anche dei fattori di dispacciamento relativi ai singoli percorsi. Nel caso in esame, partendo da ogni singolo output (prima riga nella tabella di connettività) si realizzano i seguenti passaggi:

- 1. Viene individuato l'elemento non nullo della prima riga della tabella di connettività. La direzioni in cui si inizia a ispezionare gli elementi non nulli non altera il risultato e, se si incontrano solo zeri, il processo termina.
- 2. Una volta individuato il primo elemento non nullo della prima riga corrispondente al y-esimo elemento, spostarsi alla riga y-esima.
- 3. Ispezionare gli elementi non nulli della riga y-esima. In assenza di elementi non nulli, si moltiplica il temine della matrice di connettività per l'efficienza dell'elemento considerato e si salta al punto 5. In caso contrario si ispeziona la riga dell'elemento a cui corrisponde il termine non nullo e si moltiplica per l'efficienza dell'elemento non nullo appena ispezionato.
- 4. Si itera il procedimento, ovvero il punto precedente, fino a quando tutti gli input risultano ispezionati.
- 5. Si effettua procedimento del back-tracking alla riga dell'ultima giunzione incontrata. Se con tale procedimento si raggiunge la prima riga, la ricerca continua ripetendo il punto 2; altrimenti si ripete il punto 3 e 4 ricercando gli elementi non nulli della riga dell'elementino y-esimo.

In Figura 3.7 sono rappresentati i singoli passaggi del procedimento per il caso in esame. Ad ogni step si moltiplica per l'efficienza dell'elemento cerchiato. L'espressione finale della matrice H risulta essere:

$$[0, W_0, Q_0, R_0]^{t} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ \gamma & 0 & 0 & 0 \\ \delta & 0 & 0 & 0 \\ \zeta & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_i, 0, 0, 0]^{t}$$
(3.4)

dove:

•
$$\gamma = \alpha_{\rm WW}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm e}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS}$$
;

•
$$\delta = \alpha_{\text{Fx}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{CHP}} + \alpha_{\text{FQ}}^{\text{FDS}} \cdot \eta_{\text{t}}^{\text{AB}};$$

• $\zeta = COP^{\text{CERG}} \cdot \alpha_{\text{WR}}^{\text{CHP}} \cdot \eta_{\text{e}}^{\text{CHP}} \cdot \alpha_{\text{Fx}}^{\text{FDS}}$.

Questo processo, applicabile ad ogni sistema multi-energia, permette in maniera più rapida ed automatica di identificare la matrice di conversione complessiva. Tale matrice, soprattutto per sistemi più complessi, non è sempre facile da identificare intuitivamente.


Figura 3.7. Step del processo back-tracking per la costruzione della matrice di efficienza del sistema complessivo

Parte II Seconda Parte

Capitolo 4

Applicazione casi studio

In questa sezione si applicano i concetti teorici visti nei precedenti capitoli a diversi casi studio.

Inizialmente si analizza la flessibilità del sistema mantenendo costante la domanda termica e si valutano i limiti dinamici presenti nel sistema, come ad esempio i limiti di rampa del cogeneratore.

Successivamente si analizza l'impatto della rete, con i relativi vincoli, sul funzionamento del sistema. E' noto come la presenza di congestione nelle reti sia un fattore limitante della flessibilità.

Infine si studia un sistema più complesso, composto da elementi connessi in parallelo e in cascata. Tale sistema è caratterizzato dalla presenza di 4 vettori energetici, perciò, viene studiato con modelli multi-dimensionali. Inoltre, viene implementata la matrice di conversione al fine di analizzare i costi di funzionamento.

4.1 Calcolo della flessibilità con domanda fissa

Si considera ora lo stesso sistema studiato in precedenza (Figura 3.1) e si valuta la variazione del punto di funzionamento mantenendo invariata la domanda di calore per non alterare il comfort dei clienti finali. Inoltre, si ipotizza di operare nei punti estremi di funzionamento del CHP e si considerano solamente utenti passivi. Quest'ultima ipotesi si nota anche dai grafici in Figura 4.1 in quanto la potenza elettrica è sempre maggiore o uguale a 0.

In un determinato intervallo viene definito il punto iniziale di funzionamento, caratterizzato da $P_0 = 400 \text{ kW}_e$ e $Q_0 = 600 \text{ kW}_t$ (Figura 4.1-a). Il punto di lavoro (P_0, Q_0) può essere raggiunto solamente nel caso di CHP on.

Per soddisfare la domanda, si ipotizza il punto di lavoro del CHP ($P_{0,\text{CHP}} = 150 \text{ kW}_{e}$, $Q_{0,\text{CHP}} = 225 \text{ kW}_{t}$). In funzione di tale ipotesi, si determina di conseguenza il punto di lavoro iniziale del EDS ($P_{0,\text{EDS}} = 250 \text{ kW}_{e}$) e AB ($Q_{0,\text{AB}} = 375 \text{ kW}_{t}$).

Per valutare gli estremi di flessibilità upward e downward, a parità di domanda di calore, si varia il punto di lavoro e il punto di funzionamento del CHP in modo da raggiungere



Figura 4.1. Variazione punto di funzionamento agli estremi di tecnici del CHP

gli estremi della regione di fattibilità.

• La massima riduzione della domanda elettrica si verifica quando il punto di funzionamento assume il valore $P_1 = 0$ kW_e (Figura 4.1-b) e il CHP lavora a pieno carico, ovvero produce $P_{1,CHP} = 200$ kW_e e $Q_{1,CHP} = 300$ kW_t. Si determinano di conseguenza il punto di lavoro del AB ($Q_{1,AB} = 300$ kW_t) e del EDS ($P_{1,EDS} = -200$ kW_e). Dato che la domanda elettrica si è ridotta a zero, allora in questo caso il CHP produce energia elettrica che viene venduta in rete e ciò giustifica il segno negativo nel punto di lavoro dell'EDS.

La potenza elettrica media prelevata dalla rete passa da 250 kW_e a -200 kW_e, e la differenza (eq. 4.1) corrisponde alla massima flessibilità downward (Φ_{max}^+).

$$\Phi_{\rm max}^+ = P_{0,\rm EDS} - P_{1,\rm EDS} = 450 \,\rm kW_e \tag{4.1}$$

La regione compresa tra il punto di funzionamento iniziale (P_0, Q_0) e il punto di lavoro (P_1, Q_1) , a cui corrisponde $P_{1,\text{EDS}} = 0$ kW_e, rappresenta la regione in cui viene ridotta la potenza prelevata dalla rete (Φ^+) .

• Il massimo aumento della domanda elettrica, a parità di domanda termica ($Q_2 = 600 \text{ kW}_t$), si verifica quando il punto di funzionamento assume il valore $P_2 = 600 \text{ kW}_e$ (Figura 4.1-c) e il CHP lavora al minimo, ovvero produce $P_{2,\text{CHP}} = 100 \text{ kW}_e$ e $Q_{1,\text{CHP}} = 150 \text{ kW}_t$. Analogamente si determina di conseguenza il punto di lavoro dell'AB ($Q_{2,\text{AB}} = 450 \text{ kW}_t$) e dell'EDS ($P_{2,\text{EDS}} = 500 \text{ kW}_e$).

In questo caso, per soddisfare la domanda, si preleva più energia dalla rete elettrica. La potenza elettrica media, infatti, passa da 250 kW_e a 500 kW_e. In questo caso si parla di massima flessibilità upward (Φ_{max}^-) e si calcola secondo la 4.2.

$$\Phi_{\rm max}^- = P_{0,\rm EDS} - P_{2,\rm EDS} = -250 \,\rm kW_e \tag{4.2}$$

La regione compresa tra il punto di funzionamento iniziale (P_0, Q_0) e il punto di lavoro (P_2, Q_2) , a cui corrisponde $P_{2,\text{EDS}} = 500 \text{ kW}_e$, rappresenta la regione in cui viene incrementata la potenza prelevata dalla rete (Φ^-) .

La regione complessiva di massima flessibilità (Φ) è l'unione delle regioni in cui si riduce la potenza attiva prelevata dalla rete (Φ^+) e le regioni in cui si incrementa la potenza attiva prelevata (Φ^-) .

$$\Phi = \Phi^{-} \bigcup \Phi^{+} \tag{4.3}$$

In Figura 4.1-d è rappresentato il legame tra la regione di flessibilità, upward e downward, e la variazione del costo del punto di funzionamento, secondo l'equazione (2.24). In questo esempio si assume:

- $\rho^{\text{EDS,buy}} = 0.1 \text{ m.u./ kWh}$
- $\rho^{\text{EDS,sell}} = 0.05 \text{ m.u./ kWh}$
- $\rho^{\text{FDS,buy}} = 0.04 \text{ m.u./ kWh}$

Dalla Figura 4.1-d si può notare come il punto di funzionamento di partenza non è ottimale, in quanto esistono zone di lavoro in cui il costo si riduce. Inoltre, si può notare che, a causa dell'elevato costo del carburante, conviene lavorare al minimo tecnico del CHP e prelevare una maggiore energia elettrica dalla rete. Data la natura semplificativa dell'esempio, questa affermazione, ottenuta dalla semplice analisi dei risultati, può non corrispondere alla realtà in quanto i prezzi dell'elettricità e del carburante sono stati ipotizzati.

4.1.1 Valutazione dei limiti dinamici

Fino ad ora è stato considerato il calcolo della flessibilità in assenza di vincoli temporali, ovvero ogni punto di funzionamento poteva essere raggiunto in ogni istante temporale. In realtà, la presenza di limiti tecnologici fa variare la regione di funzionamento. Nei precedenti capitoli si è usato il termine *flessibilità dinamica* per indicare gli effetti di vincoli temporali sul calcolo della flessibilità.

Sulla base dell'esempio in Figura 3.1, si considera il caso di funzionamento del CHP con la presenza di limiti di rampa.

In Figura 4.2 la linea più spessa rappresenta i punti raggiungibili dal cogeneratore in breve tempo, mentre la linea sottile rappresenta il restante campo di lavoro che, a causa di limiti tecnologici, può essere raggiunto in un secondo momento. Le conseguenze di tale implicazione riversano sulla regione della flessibilità, upward e downward, che risulta limitata.

Anche la rete può essere soggetta a vincoli temporali, ad esempio per un certo intervallo di



Figura 4.2. Limiti dinamici di funzionamento del CHP

tempo può essere disincentivato l'inversione del flusso di potenza per evitare congestioni (Figura 4.3). In questo caso il flusso prelevato dall'EDS è nullo e solamente il cogeneratore copre la domanda elettrica. In questo caso la flessibilità downward vale 250 kW_e.



Figura 4.3. Limiti temporali imposti dalla rete elettrica

4.2 Impatto della rete nel calcolo della flessibilità per sistemi MES distribuiti

La presenza di MES distribuiti (DMES), interagenti tra loro attraverso diversi vettori energetici, permette di ottenere vantaggi sulla flessibilità del sistema complessivo e sulla riduzione del costo. Si parla, dunque, di flessibilità dell'aggregato e si quantifica secondo l'equazione (4.4).

$$\Phi_{\rm DMES} = \Phi_{\rm DMES}^{-} \bigcup \Phi_{\rm DMES}^{+} \tag{4.4}$$

In assenza di limiti di rete, la flessibilità complessiva del DMES si ottiene sempre attraverso la somma di Minkowski delle mappe dei diversi MES.

In realtà, una rete di un generico vettore energetico, che connette diversi MES, è soggetta a limiti fisici statici e dinamici, ad esempio limiti sulla capacità di trasporto, vincoli sulla tensione o pressione di esercizio. Tali restrizioni alterano la mappa del sistema complessivo e, di conseguenza, la flessibilità.

Per dimostrare l'impatto della rete sul calcolo della flessibilità si considera un sistema composto da due nodi, il nodo A è composto da un AB e il nodo B da un EHP. Quest'ultimo, nel suo funzionamento, assorbe energia elettrica e produce calore. I due nodi sono connessi da una rete termica soggetta a limiti di capacità. In Figura 4.4-a sono raffigurate le due regioni di funzionamento dei singoli nodi in caso assenza di connessione tra i due sistemi. I due sistemi lavorano separatamente e la flessibilità del sistema complessivo è nulla.

Nella figura si nota come all'aumentare della capacità massima della rete di connessione



Figura 4.4. Impatto dei vincoli di rete sulla regione di funzionamento

varia la regione di funzionamento e, di conseguenza, la flessibilità. La situazione più favorevole è rappresentata in Figura 4.4-d, dove i vincoli di rete non limitano la regione di funzionamento.

4.2.1 Costruzione delle mappe in presenza di reti multi-energetiche

In precedenza si è visto come la presenza di una singola rete di collegamento tra due nodi, di qualsiasi genere energetico, impone dei vincoli nella mappa di funzionamento complessiva e limita la flessibilità.

La presenza di più reti di collegamento tra due o più nodi, invece, apre nuovi scenari di gestione del sistema. La possibilità di far interagire i due nodi attraverso più vettori energetici permette di ampliare il campo della flessibilità e genera nuove condizioni di funzionamento.

Una possibile applicazione si verifica quando, attraverso l'uso di altri vettori energetici, si risolve la congestione presente in una rete. Ad esempio è possibile utilizzare la rete termica per trasferire l'energia prodotta da fonte rinnovabile che altrimenti verrebbe tagliata fuori a causa di una eventuale congestione della rete elettrica. Questo shifting energetico tra diversi vettori garantisce livelli di flessibilità maggiori.

Per illustrare gli effetti di reti multi energetiche, e relativi vincoli, sul calcolo della



Figura 4.5. DMES composto da due nodi connessi tramite rete termica e gas

flessibilità si considera il caso in Figura 4.5. Il sistema è composto da un AB nel nodo A e il nodo B è composto dal parallelo di EHP e P2G (power to gas). Quest'ultimo presenta input elettrico e output il vettore gas. I due nodi interagiscono grazie a una rete termica e una rete gas, dove al variare delle rispettive capacità, si valuta gli effetti sul calcolo della flessibilità.

In Figura 4.6 è presente l'area di funzionamento (*feasible operating range*, FOR) sul piano Q-W considerando:

- nessuna rete energetica (a);
- solo rete termica (b);

- solo rete gas (c);
- rete gas e termica in assenza di restrizioni (d).

Il nodo A è alimentato da EDS e da FDS, in modo da poter soddisfare la domanda degli utenti anche in assenza di reti di distribuzione verso altri nodi. Il nodo B, invece, in assenza di connessioni risulta offline.

I casi (b) e (c) della Figura 4.6 mostrano come varia la FOR al variare della rete considerata. Entrambe le reti sono considerate invece nel caso (d), il quale presenta regione di funzionamento maggiore dimostrando i tipici vantaggi che si ottengono in presenza di reti multi-energetiche.

La Figura 4.7, invece, rappresenta i 4 casi elencati in precedenza differenziando la FOR



Figura 4.6. Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche

per il nodo A e per il nodo B, le quali, a seguito della dissimmetrie tecnologiche tra i due nodi, presentano geometrie differenti.

Si considera ora come variano le regioni di funzionamento appena studiate con l'aggiunta di vincoli. In questo esempio si considera un limite sulla capacità massima di 0.6 p.u. per la rete termica e di 0.4 p.u. per la rete gas. In modo analogo si valutano i 4 casi precedenti con l'aggiunta dei vincoli.

Confrontando la (4.6) con la (4.8) si nota la riduzione della FOR a seguito dei vincoli: le linee continue rappresentano la capacità energetica di ogni linea che può essere trasferita, mentre le linee tratteggiate rappresentano la quota non traferita causa vincoli.



Figura 4.7. Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche



Figura 4.8. Mappa di funzionamento del sistema in presenza di reti multi-energetiche con vincoli sulla capacità massima

4.2.2 Considerazioni sull'incertezza nei sistemi MES

In questo capitolo si effettuano delle considerazioni sui sistemi MES in presenza di incertezza e come essa impatta sul calcolo della flessibilità. In un periodo di forte sviluppo di sistemi di produzione di energia rinnovabile, la problematica dell'incertezza nella produzione, dovuta alla volatilità della fonte, è un tema sempre più centrale. La presenza di sistemi RES, come fotovoltaico o eolico, in un sito sono sempre accompagnati da studi probabilistici per poter individuare la produzione annuale o le ore equivalenti di funzionamento.

In quest'ottica è presente un esempio semplificativo a scopo di esporre la problematica relativa alla tolleranza di produzione e al suo impatto sulla flessibilità del sistema complessivo.

Si considera il sistema presente in Figura 4.9, composto da due nodi connessi attraverso rete termica, elettrica e gas. Il nodo A è composto da AB e EHP, mentre il nodo B, il quale assorbe combustibile dalla rete, è composto da EHP e CHP. In questo esempio non si considerano i limiti di rete. Analogamente a quanto spiegato nei capitoli precedenti,



Figura 4.9. DMES composto da due nodi connessi da rete termica, elettrica e gas

attraverso la somma di Minkowski si ricava la zona di possibile funzionamento del sistema complessivo (Figura 4.10). Viene, inoltre, evidenziata la condizione in cui il cogeneratore è offline.

Ipotizzando il punto di lavoro iniziale, si possono identificare le regioni di flessibilità upward e downward. In Figura 4.11 si nota come varia la regione di flessibilità al variare del punto di lavoro. In questo esempio, è importante notare come variando lo stato del cogeneratore, da ON a OFF, si riesce ad ottenere una regione di flessibilità maggiore (Figura 4.11-a,c).

Il caso b, invece, è l'unico punto in cui, attraverso una combinazione di risorse, si riesce a soddisfare il massimo carico termico ma al costo di ottenere una flessibilità elettrica nulla.

Partendo da un punto di funzionamento iniziale ipotizzato, $P_0 = 0.25$ p.u., $Q_0 = 2$ p.u.,



Figura 4.10. Mappa di fattibilità del sistema nel funzionamento CHP on/off e quantificazione della flessibilità (upward e downward)

si valuta la regione di flessibilità considerando la domanda termica affetta da incertezza pari a $Q_{\rm d}=2\pm0.25\,$ p.u.

Confrontando la (4.12) e la (4.11-a) si nota, a parità di punto iniziale di lavoro, come varia la regione di flessibilità upward e downward. In particolare il punto di flessibilità massima upward (Φ_{\max}^+) si calcola come il minimo tra i valori agli estremi della regione di tolleranza, secondo l'equazione:

$$\Phi_{\max}^{+} = \min\{\Phi_{\max,1}^{+}, \Phi_{\max,2}^{+}\}$$
(4.5)

Analogamente, il punto di flessibilità massima downward (Φ_{\max}^{-}) si valuta come il massimo tra i valori agli estremi della regione di tolleranza, secondo l'equazione:

$$\Phi_{\max}^{-} = \max\{\Phi_{\max,1}^{-}, \Phi_{\max,2}^{-}\}$$
(4.6)

In conclusione si constata graficamente che, in presenza di incertezza nella produzione, la regione di flessibilità diminuisce rispetto alla situazione iniziale. Si può dunque inserire l'incertezza nella lista dei nemici della flessibilità nei sistemi multi-energia.

Nel caso dunque di un'ampia presenza di produzione da fonte rinnovabile, volatile per natura, tale impatto non può essere trascurato.



Figura 4.11. Mappa di fattibilità del sistema nel funzionamento CHP on/off e quantificazione della flessibilità (upward e downward)

4.3 Modellazione multi-dimensionale e analisi costi di un sistema multi-energia

Si considera ora il sistema presente in Figura 4.13 che alimenta gli utenti attraverso 4 vettori energetici (combustibile, elettricità, calore e raffrescamento) ed è alimentato dalla rete gas e dalla rete elettrica. Sono presenti, inoltre, due componenti (EHP e WARG) connessi in cascata al sistema. Il primo viene alimentato sia dalla rete elettrica e sia dal cogeneratore, mentre il chiller termico assorbe calore proveniente dall'AB e dal cogeneratore. La presenza di componenti connessi in parallelo porta all'introduzione dei coefficienti di dispacciamento. In Figura 4.13 vengono indicati tali coefficienti in presenza di ogni biforcazione e, vale sempre, che la somma dei fattori di dispacciamento relativi a una singola biforcazione coincide con l'unità.

Ad esempio, la biforcazione relativa al flusso energetico prelevato dalla rete elettrica è caratterizzata dalla seguente equazione:

$$\alpha_{\rm WF}^{\rm EDS} + \alpha_{\rm WW}^{\rm EDS} + \alpha_{\rm WQ}^{\rm EDS} = 1 \tag{4.7}$$

Una porzione di calore prodotto dal cogeneratore viene disperso nell'ambiente ($\alpha_{Qa}^{CHP} F_{FDS}$) in modo da garantire flessibilità negli impianti dove elettricità e calore in uscita sono strettamente legati da un rapporto di cogenerazione fisso, come negli impianti di condensazione, nelle turbine a gas a ciclo aperto e nei motori a combustione. Il calore disperso è una variabile algebrica e viene calcolato dopo aver ottenuto il bilancio energetico negli altri



Figura 4.12. Mappa di fattibilità con la presenza di fascia di tolleranza per la produzione termica



Figura 4.13. Sistema MES composto da CHP, AB, EHP, WARG e P2G

terminali dei componenti del MES.

Nei precedenti esempi, sono stati considerati cogeneratori back-pressure, ovvero a rapporto di cogenerazione costante, e con una produzione stabile minima (MSG) pari a 0. In questo modo la caratteristica calore - elettricità corrisponde ad una retta passante per l'origine. Nel caso in esame, si vuole effettuare un'indagine più realistica. Si assume dunque un MSG=0.4 p.u. e rendimenti polinomiali caratterizzati dalle seguenti equazioni:

$$\eta_{\rm e}^{\rm CHP} = 0.24 + 0.16 \cdot P_{\rm CHP} \tag{4.8}$$

$$\eta_{\rm t}^{\rm CHP} = 0.24 + 0.16 \cdot Q_{\rm CHP} \tag{4.9}$$

In questo esempio viene considerata una pompa di calore che assorbe elettricità producendo calore e raffrescamento. Vengono definiti, dunque, due rendimenti, ottenibili come rapporto tra il vettore energetico in uscita e il vettore in ingresso.

In Figura 4.14, sono raffigurate le caratteristiche di funzionamento dei singoli componenti su piani bidimensionali, dove gli assi cartesiani corrispondono ai vettori energetici in esame.

Nei grafici, le caratteristiche assumono valori negativi quando il vettore energetico è



Figura 4.14. Caratteristiche di funzionamento dei singoli componenti

assorbito, ovvero in ingresso al sistema, e positivi, quando il vettore è prodotto. Per uniformità grafica, sono riportati i valori in p.u.

Inoltre si notano, come descritto in precedenza, la non linearità del cogeneratore e il limite minimo di produzione stabile.

4.3.1 Realizzazione mappa con somma di Minkowski

Partendo dai grafici presenti in Figura 4.14, attraverso la somma di Minkowski, si ricava l'area di funzionamento del sistema complessivo. Data la complessità del sistema, vengono analizzate le proiezioni su piani bidimensionali della FOR.

In Figura 4.15, ad esempio, è riportata la mappa di fattibilità del sistema sul piano calorepotenza elettrica. Anche in questo caso si nota come il funzionamento con CHP offline permetta di aumentare la regione di flessibilità. Si è ipotizzato un punto di lavoro iniziale e, mediante metodo grafico, si è ricavata la regione di flessibilità (upward e downward) con relativa incertezza. In questo modo la domanda di calore è rimasta costante in modo da non alterare il comfort degli utenti finali.



Figura 4.15. Mappa di fattibilità, con regione di flessibilità e relativa incertezza, del sistema sul piano calore-potenza elettrica

4.3.2 Modello 3D

Un metodo per rappresentare la mappa di fattibilità consiste nella rappresentazione tridimensionale. Nelle Figure 4.16 e 4.17 vengono rappresentati i poliedri con le rispettive proiezioni bidimensionali. In particolare, nella prima immagine viene rappresentato il poliedro rosso sul piano Active power - Heat - Fuel e le rispettive proiezioni 2D sugli assi come ombre di colore grigio. Il poliedro blu nella seconda figura rappresenta il grafico 3D sul piano Active Power - Heat - Cooling con rispettive proiezioni bidimensionali.

I grafici sono stati ottenuti combinando il gruppo CHP-AB-WARG e la coppia EHP-P2G. Lo stesso risultato, comunque, si sarebbe ottenuto con altre combinazioni. La flessibilità dell'aggregato di più MES risulta notevolmente maggiorata.

4.3.3 Matrice di conversione

Dall'esempio in Figura 4.13 si ricava la matrice di connettività e, di conseguenza, la matrice di conversione attraverso il metodo proposto nella sezione 3.2.

Il vettore degli ingressi è composto da energia elettrica e combustibile prelevati dalle rispettive reti di distribuzione. Si definisce dunque il vettore $v_i = [F_i, W_i, 0, 0]$. Gli utenti,



Figura 4.16. Modellazione 3D della mappa di fattibilità su piano Active Power - Heat - Fuel

invece, vengono alimentati dal vettore elettrico prelevato da rete e generato dal cogeneratore; il vettore calore prodotto dal gruppo AB-CHP; combustibile generato dal P2G e prelevato dalla rete; ed infine dal vettore cooling generato dal chiller e dalla pompa di calore. Il vettore degli output, dunque, è definito da $v_o = [F_0, W_0, Q_0, R_0]$.

Il set completo dei fattori di dispacciamento è rappresentato nell'insieme in equazione (4.10), dove il pedice x indica l'ingresso di un componente (cogeneratore e EHP) il cui output non è unico. Tale sistema è fondamentale per la definizione della matrice di conversione visto l'elevato numero di biforcazioni.

$$\begin{cases} \alpha_{\rm WF}^{\rm EDS} + \alpha_{\rm WW}^{\rm EDS} + \alpha_{\rm WQ}^{\rm EDS} = 1\\ \alpha_{\rm Wx}^{\rm CHP} + \alpha_{\rm WW}^{\rm CHP} = 1\\ \alpha_{\rm QQ}^{\rm CHP} + \alpha_{\rm QR}^{\rm CHP} + \alpha_{\rm Qa}^{\rm CHP} = 1\\ \alpha_{\rm QQ}^{\rm AB} + \alpha_{\rm QR}^{\rm AB} = 1\\ \alpha_{\rm Fx}^{\rm AB} + \alpha_{\rm FD}^{\rm AB} + \alpha_{\rm FF}^{\rm FDS} + \alpha_{\rm FF}^{\rm FDS} = 1 \end{cases}$$

$$(4.10)$$

Il passo successivo consiste nel costruire la matrice di connettività, nella quale si definiscono la topologia del sistema e i vari collegamenti tra i componenti. Ciascun termine assume valore 1 in presenza di un collegamento fisico, 0 altrimenti. In questo caso si hanno due input, EDS e FDS, e di conseguenza ci saranno due colonne e due righe, dove l'input elettrico è anche connesso direttamente con l'uscita. Il risultato ottenuto è mostrato in Tabella 4.1.

Ad esempio, il collegamento tra FDS e CHP è individuato dal termine 1 presente nella



Figura 4.17. Modellazione 3D della mappa di fattibilità su piano Active Power - Heat - Cooling

output	WARG	CHP	AB	P2G	EHP	FDS	EDS	
0	1	1	1	1	1	1	1	output
0	0	1	1	0	0	0	0	WARG
0	0	0	0	0	0	1	0	CHP
0	0	0	0	0	0	1	0	AB
0	0	0	0	0	0	0	1	P2G
0	0	1	0	0	0	0	1	EHP
0	0	0	0	0	0	0	0	FDS
0	0	0	0	0	0	0	0	EDS

Tabella 4.1. Tabella di connettività del sistema composto da CHP, AB, EHP, WARG e P2G

colonna del FDS e in corrispondenza della riga CHP. Questo collegamento deve rendere conto, oltre dei rendimenti di ogni componente, anche dei fattori di dispacciamento relativi. Nel processo di realizzazione della matrice di conversione, bisogna dunque moltiplicare il termine della matrice di connettività per il coefficiente $\alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS}$.

Come descritto nei capitoli precedenti, si inizia a costruire la matrice di conversione analizzando la prima riga della matrice di connettività. Il primo termine non nullo che si incontra è relativo alla colonna EDS. Non essendoci altri termini unitari nella riga a cui



Figura 4.18. Sequenza di costruzione della matrice di connettività

corrisponde il termine EDS, allora la prima iterazione termina. Questo descrive il collegamento diretto tra EDS e carico elettrico, a meno di fattore di dispacciamento relativo. La seconda iterazione inizia analizzando il successivo termine unitario presente nella prima colonna, relativo ovvero alla colonna FDS. Anche in questo caso l'iterazione termina subito, a meno di fattore di dispacciamento in quanto è presente un collegamento diretto tra ingresso e uscita attraverso la rete gas.

Il successivo termine unitario si incontra nella colonna dove è indicata la pompa di calore. Tenendo conto del coefficiente di prestazione dell'EHP, si passa ad analizzare i termini unitari presenti alla riga del relativo componente. La presenza di due termini unitari nella riga in esame descrive il doppio ingresso del componente e, attraverso i rispettivi coefficienti e fattori di dispacciamento, verranno perciò sommati. Il primo ingresso proviene direttamente dalla rete elettrica mentre il secondo proviene dal cogeneratore e di conseguenza, attraverso il valore del rendimento elettrico del componente, dal FDS.

Come descritto in Figura 4.18, le iterazioni continuano fino a quando non sono stati analizzati tutti i termini unitari della prima riga.

Dopo aver completato il processo si calcola matrice di conversione. Il risultato ottenuto è mostrato nell'equazione (4.11).

$$[F_{0}, W_{0}, Q_{0}, R_{0}]^{t} = \begin{bmatrix} \alpha_{\text{FF}}^{\text{FDS}} & \alpha_{\text{WF}}^{\text{EDS}} \cdot COP^{\text{P2G}} & 0 & 0\\ \beta & \alpha_{\text{WW}}^{\text{EDS}} & 0 & 0\\ \gamma & COP_{\text{t}}^{\text{EHP}} \cdot \alpha_{\text{WQ}}^{\text{EDS}} & 0 & 0\\ \delta & COP_{\text{c}}^{\text{EHP}} \cdot \alpha_{\text{WQ}}^{\text{EDS}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_{\text{i}}, W_{\text{i}}, 0, 0]^{\text{t}}$$
(4.11)

dove:

- $\beta = \alpha_{\rm WW}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm e}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS}$;
- $\gamma = \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} \cdot \left(\eta_{\rm t}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm QQ}^{\rm CHP} + COP_{\rm t}^{\rm EHP} \cdot \alpha_{\rm Wx}^{\rm CHP} \right) + \alpha_{\rm QQ}^{\rm AB} \cdot \eta t^{\rm AB} \cdot \alpha_{\rm FQ}^{\rm FDS}$;
- $\delta = COP_{\rm c}^{\rm WARG} \cdot \left(\alpha_{\rm QR}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm t}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} + \alpha_{\rm QR}^{\rm AB} \cdot \eta_{\rm t}^{\rm AB} \cdot \alpha_{\rm FQ}^{\rm FDS}\right) + COP_{\rm c}^{\rm EHP} \cdot \alpha_{\rm Wx}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm e}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS}.$

Conoscendo la matrice di conversione e noti i flussi di energia in prelievo dalla rete, è possibile ricavare il valore dei vettori energetici che alimentano i carichi. Questi valori sono essenziali per la stima dei costi e per il calcolo del profitto legato alla variazione del punto di lavoro.

Capitolo 5

Analisi dinamica e ricerca del punto di lavoro ottimale

Dopo aver studiato i sistemi multi-energia dal punto di vista statico, ovvero in assenza della dimensione temporale, in questa sezione si descrive la risposta del sistema alle variazioni dinamiche. A questo scopo si ricorre spesso al processo di ottimizzazione per ottenere una soluzione che rispetta obiettivi prefissati.

Inizialmente si determina l'energia prelevata dalla rete soddisfando l'obiettivo del minimo costo, mantenendo il carico costante e considerando la variazione giornaliera dei prezzi del gas e dell'elettricità.

Successivamente, simulando una brusca variazione del carico, vengono analizzati i comportamenti del sistema al fine di minimizzare i costi per gli utenti finali. In seguito, viene studiato il comportamento del sistema in presenza di limiti tecnologici dei componenti e vengono analizzati i possibili svantaggi che possono nascere in presenza di limiti. Infine, viene creato un processo di ottimizzazione iterativo, in modo da simulare l'effetto di rendimenti non costanti.

Il codice per il programma di ottimizzazione è stato sviluppato nell'ambiente di calcolo MATLAB, usando la funzione *fmincon*. La simulazione è stata eseguita da un portatile con processore Intel CORE i3 da 1.7 GHz e una RAM da 4 GB.

5.1 Processo di ottimizzazione non lineare nei sistemi multi-energia

L'analisi dinamica dei sistemi multi-energia consiste nello studio dell'evoluzione del punto di lavoro nel tempo in relazione a determinati vincoli e soddisfando determinati obiettivi. Questo genere di problemi viene risolto attraverso l'uso ricorrente di sistemi di ottimizzazione, ovvero processi caratterizzati dalla massimizzazione (o minimizzazione) di determinati scopi, in base a determinate variabili decisionali e sottoposti a vincoli che limitano l'area di lavoro.

I problemi di ottimizzazione, in generale, sono caratterizzati da:

- funzione obiettivo, che quantifica lo scopo del problema;
- variabili decisionali, i quali valori vengono scelti per massimizzare o minimizzare l'obiettivo;
- vincoli, limitano i possibili valori assunti dalle variabili decisionali.

Nel caso più generale, un sistema di ottimizzazione viene caratterizzato dalla seguente formulazione:

$$\min f(\bar{x}) = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$
s.t.
$$\bar{h}(\bar{x}) = 0$$

$$\bar{g}(\bar{x}) \le 0$$
(5.1)

dove $f(\bar{x})$ è la funzione obiettivo da minimizzare, mentre $\bar{h}(\bar{x})$ e $\bar{g}(\bar{x})$ sono rispettivamente i vincoli di uguaglianza e di diseguaglianza.

Nel caso in esame si faranno riferimento a problemi non lineari (NLP), ovvero caratterizzati da funzioni obiettivo non lineari e da vincoli espressi secondo funzioni continue e non lineari.

Nei sistemi multi-energia, l'obiettivo scelto da minimizzare è la funzione costo, ovvero l'equazione (2.24), espressa in unità monetaria (m.u.). I vincoli di uguaglianza sono dati dalle equazioni di bilancio energetico di ogni vettore, mentre i vincoli di diseguaglianza rappresentano i limiti massimi e minimi di funzionamento dei vari componenti. Il problema di ottimizzazione, dunque, si presenta come segue: [19]

$$\min Costo = \min \rho^{\text{FDS}} \cdot F_{i}^{\text{FDS}} + \rho^{\text{EDS,buy}} \cdot \max\{W_{i}^{\text{EDS}}, 0\} + \rho^{\text{EDS,sell}} \cdot \min\{W_{i}^{\text{EDS}}, 0\}$$
s.t.
$$\bar{h}(\bar{x}) = 0$$

$$\bar{g}(\bar{x}) \equiv 0$$
$$\bar{g}(\bar{x}) \le 0$$

(5.2)

dove W_{i}^{EDS} rappresenta l'energia elettrica prelevata-immessa in rete e F_{i}^{FDS} rappresenta l'energia prelevata dalla rete del combustibile.

Questo modello viene utilizzato per ottenere il punto di funzionamento ottimale ad ogni istante temporale e per ogni condizione considerata. Sulla base dei valori ottenuti, si può calcolare il valore dell'electric shifting potential e di conseguenza la flessibilità.

5.2 Metodo proposto per la linearizzazione dell'Energy Hub

Il modello matriciale per la caratterizzazione dei sistemi multi-energia, descritto in precedenza, prevede l'introduzione dei fattori di dispacciamento quando un vettore energetico viene diviso, ovvero quando serve alla connessione di diversi rami in parallelo. Tali parametri, essenziali per rendere il sistema più operativamente performante, vengono considerati come variabili decisionali.

I modelli utili alla descrizione degli Energy Hub prevedono il prodotto tra matrici di conversione, composte dal prodotto di fattori di dispacciamento e relativi vettori energetici in ingresso, anche essi variabili decisionali. Questi modelli risultano altamente non lineari e diventa complicato dal punto di vista matematico realizzare un sistema di ottimizzazione composto dal prodotto di variabili decisionali.

Nell'articolo [20] viene proposto un metodo di modellazione automatica dei Energy Hub che permette di superare questi ostacoli. Attraverso l'introduzione di matrici di accoppiamento estese vengono linearizzate le relazioni di conversione energetica nei modelli dell'Energy Hub.

5.2.1 Descrizione del modello linearizzato

Per descrivere il funzionamento del modello di linearizzazione si prendono in considerazione i due esempi presenti in Figura 5.1.

Il caso (a) presenta una biforcazione di un vettore energetico. Questa struttura è usata



Figura 5.1. Esempio di Energy Hub con biforcazione (a) e in presenza di sistema di accumulo (b)

quando un componente è connesso a diversi altri componenti. Più precisamente, il vettore

 $W_{\text{CHP,o}}$ viene diviso in W_{EHP} e W_{o} . In questo caso, invece di usare i fattori di dispacciamento per quantificare il valore di W_{EHP} rispetto a $W_{\text{CHP,o}}$, si introduce una variabile aggiuntiva W_{DIS} . Quest'ultima variabile viene calcolata in modo lineare, noti i valori di $W_{\text{CHP,o}}$ e W_{o} , secondo la seguente relazione:

$$W_{\rm DIS} = W_{\rm CHP,o} - W_{\rm o} \tag{5.3}$$

Viene definita, dunque, una variabile aggiuntiva per esplicitare l'ulteriore grado di libertà offerto dalla biforcazione. In generale, se un ramo viene diviso in N rami attraverso una biforcazione, si definiscono N-1 variabili aggiuntive.

Il caso (b) in Figura 5.1, invece, illustra come viene identificata la variabile aggiuntiva in presenza di un sistema di accumulo. L'uscita elettrica del cogeneratore viene divisa in due rami: il primo è connesso direttamente all'ingresso della pompa di calore, mentre il secondo è connesso al sistema di accumulo $W_{\text{EES},i}$. La variabile aggiuntiva W_{DIS} , che descrive il grado di libertà offerto dalla presenza dello storage, viene espressa come differenza tra il vettore energetico in uscita dall'accumulo, $W_{\text{EES},o}$, e la variabile in ingresso, $W_{\text{EES},i}$. Il vettore energetico in ingresso della pompa di calore viene dunque calcolato secondo la seguente relazione:

$$W_{\rm EHP} = W_{\rm CHP,o} - W_{\rm EES,i} + W_{\rm EES,o} = W_{\rm CHP,o} + W_{\rm DIS}$$
(5.4)

Per ogni Energy Hub viene definito il vettore dei flussi energetici in ingresso al sistema, il vettore dei flussi energetici in uscita e il vettore contenente le variabili aggiuntive:

- $P = [F_i, W_i, Q_i, R_i]^t;$
- $L = [F_{o}, W_{o}, Q_{o}, R_{o}]^{t};$
- $v = [E_{\text{DIS},1}, E_{\text{DIS},2}, \dots, E_{\text{DIS},n}]^{\text{t}}.$

A seconda dei flussi energetici presenti in ogni sistema e del numero di componenti costituenti il sistema, i vettori avranno diverse dimensioni.

Il modello linearizzato, attraverso l'uso di variabili aggiuntive, permette di poter definire relazioni lineari tra i vettori in ingresso e in uscita. In particolare, le relazioni di conversione energetica dell'Energy Hub vengono espresse secondo la seguente relazione:

$$L = [C_{\rm LP} C_{\rm Lv}] \cdot [P v]^{\rm t} \tag{5.5}$$

dove $C_{\rm LP}$ è la matrice di accoppiamento tra il vettore P e il vettore L, e $C_{\rm Lv}$ è la matrice di accoppiamento tra il vettore L e il vettore v. Le due matrici sono composte da termini costanti se tutti i componenti dell'Energy Hub presentano rendimenti costanti. Nelle prossime sezioni si applicherà il metodo lineare al caso studio con l'approssimazione di rendere costanti i rendimenti del cogeneratore e del boiler ausiliario.

Viene inoltre definito il vettore delle variabili intermedie per descrivere il vettore energetico in uscita di ogni componente. Ad esempio, in Figura 5.1-a, $W_{\text{CHP},o}$ e R_o sono variabili intermedie. Anche quest'ultime variabili presentano una correlazione lineare con i vettori energetici in ingresso, secondo la seguente relazione:

$$T = [C_{\rm TP} C_{\rm Tv}] \cdot [P v]^{\rm t}$$
(5.6)

dove C_{TL} e C_{Tv} sono le matrici di accoppiamento tra P - T e v - T. Le equazioni (5.5) e (5.6) possono essere riscritte come segue:

$$[LT]^{t} = \begin{bmatrix} C_{LP} & C_{Lv} \\ C_{TP} & C_{Tv} \end{bmatrix} \cdot [Pv]^{t}$$
(5.7)

dove la matrice $C = \begin{bmatrix} C_{\text{LP}} & C_{\text{Lv}} \\ C_{\text{TP}} & C_{\text{Tv}} \end{bmatrix}$ è detta *matrice di accoppiamento estesa*. Tale matrice, a differenza della matrice di conversione del sistema tradizionale, è priva di fattori di dispacciamento e contiene solamente valori costanti. Inoltre, non sono presenti prodotti tra variabili decisionali e le relazioni sono lineari.

Nel capitolo seguente viene applicato il seguente metodo al caso studio in esame in un processo di ottimizzazione dei costi. Negli esempi seguenti i componenti che costituiscono la martrice di accoppiamento sono noti, mentre il vettore delle incognite sono rappresentate dal vettore colonna $[\bar{x}] = [P v]^{t}$.

5.3 Ottimizzazione del punto di lavoro a carico costante in relazione alla variazione in tempo reale del prezzo dell'energia

Come prima analisi si considera l'ottimizzazione della funzione costi considerando l'evoluzione giornaliera dei vettori energetici prelevati dalla rete e considerando il carico costante. Quest'ultima ipotesi, fortemente irrealistica, permette di poter semplificare notevolmente lo sviluppo del problema.

Si considera un sistema analogo a quello presente in Figura 4.13 e si considerano i limiti di funzionamento elencati nella Tabella 5.1. Tali valori sono scelti in modo casuale e non sono confrontabili con i tipici limiti dei componenti reali. Ad esempio, attualmente non esiste un'applicazione del P2G per taglie dell'ordine dei kW_f .

Grandezza	Limite superiore
$P_{\rm CHP,MAX}$	500 kW_{e}
$Q_{\rm CHP,MAX}$	$500 \ \mathrm{kW_t}$
$Q_{\rm AB,MAX}$	$800 \ \mathrm{kW_t}$
$H_{\rm EHP,MAX}$	$400 \ \mathrm{kW_t}$
$R_{\rm EHP,MAX}$	400 kW_{c}
$R_{\mathrm{WARG,MAX}}$	400 kW_{c}
$F_{\rm P2G,MAX}$	$60 kW_{ m f}$

Tabella 5.1. Tabella riassuntiva dei limiti superiori di funzionamento dei singoli componenti

Inoltre, si distingue il funzionamento del sistema in una giornata estiva e in una giornata invernale. Nel primo caso, data la bassa domanda di calore e l'elevata richiesta di condizionamento, la pompa di calore funziona in modalità cooling, ovvero produce calore nullo. Il secondo caso, invece, prevede il funzionamento della pompa di calore in modalità heating, ovvero produce solamente calore data la scarsa richiesta di condizionamento. Ne consegue che anche le matrici di conversione nei due casi saranno distinte. In particolare, per la giornata estiva, si ottiene la seguente matrice di conversione:

$$[F_0, W_0, Q_0, R_0]^{t} = \begin{bmatrix} \alpha_{\text{FF}}^{\text{FDS}} & \alpha_{\text{WF}}^{\text{EDS}} \cdot COP^{\text{P2G}} & 0 & 0\\ \beta & \alpha_{\text{WW}}^{\text{EDS}} & 0 & 0\\ \gamma & 0 & 0 & 0\\ \delta & COP_{\text{c}}^{\text{EHP}} \cdot \alpha_{\text{WQ}}^{\text{EDS}} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_{\text{i}}, W_{\text{i}}, 0, 0]^{\text{t}}$$
(5.8)

Durante il periodo invernale, invece, la matrice di conversione diventa la seguente:

$$[F_0, W_0, Q_0, R_0]^{t} = \begin{bmatrix} \alpha_{\text{FF}}^{\text{FDS}} & \alpha_{\text{WF}}^{\text{EDS}} \cdot COP^{\text{P2G}} & 0 & 0\\ \beta & \alpha_{\text{WW}}^{\text{EDS}} & 0 & 0\\ \gamma & COP_t^{\text{EHP}} \cdot \alpha_{\text{WQ}}^{\text{EDS}} & 0 & 0\\ \delta & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [F_i, W_i, 0, 0]^{t}$$
(5.9)

dove, in entrambi i casi:

$$\begin{split} \bullet & \beta = \alpha_{\rm WW}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm e}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} ; \\ \bullet & \gamma = \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} \cdot \left(\eta_{\rm t}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm QQ}^{\rm CHP} + COP_{\rm t}^{\rm EHP} \cdot \alpha_{\rm Wx}^{\rm CHP} \right) + \alpha_{\rm QQ}^{\rm AB} \cdot \eta t^{\rm AB} \cdot \alpha_{\rm FQ}^{\rm FDS} ; \\ \bullet & \delta = COP_{\rm c}^{\rm WARG} \cdot \left(\alpha_{\rm QR}^{\rm CHP} \cdot \eta_{\rm t}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} + \alpha_{\rm QR}^{\rm AB} \cdot \eta_{\rm t}^{\rm AB} \cdot \alpha_{\rm FQ}^{\rm FDS} \right) + COP_{\rm c}^{\rm EHP} \cdot \alpha_{\rm Wx}^{\rm CHP} \cdot \alpha_{\rm Fx}^{\rm FDS} . \end{split}$$

Viene assunto come carico costante il punto di lavoro espresso nella Tabella 5.2.

Il punto iniziale è stato scelto in modo da appartenere alla mappa di fattibilità del

Tabella 5.2. Domanda energetica costante

Vettore	Punto di lavoro				
F_0	$30 \mathrm{kW_f}$				
W_0	400 kW_{e}				
Q_0	$1000 \ \mathrm{kW_t}$				
R_0	$50 \ \mathrm{kW_c}$				

sistema complessivo, ottenuta mediante l'uso della somma di Minkowski.

L'andamento giornaliero dei prezzi di gas ed elettricità si basa sugli esiti storici presenti nella piattaforma del GME (Gestore Mercati Energetici). Questo ente organizza e gestisce i mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali, svolgendo le proprie attività nel rispetto degli indirizzi del Ministero della Transizione ecologica (MITE) e delle previsioni regolatorie definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Rete e Ambiente (ARERA). [21]

In questa analisi viene ipotizzato un prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso pari a $\rho^{\text{EDS,sell}} = \frac{1}{3} \cdot \rho^{\text{EDS,buy}}$.

5.3.1 Evoluzione del costo ottimizzato a carico costante in una giornata estiva

Considerando una giornata estiva e mantenendo il carico costante, si individuano le variazioni dei prelievi energetici al fine di minimizzare il costo all'utente finale. La Figura 5.2a mostra l'andamento dei prezzi durante l'arco della giornata ricavati sulla piattaforma del GME.

Data la complessità del sistema, si preferisce utilizzare il modello lineare al fine di semplificare l'analisi di ottimizzazione. Come primo passo vengono definiti i vettori caratterizzanti il sistema:

- $L = [F_{\rm o} W_{\rm o} Q_{\rm o} R_{\rm o}]^{\rm t};$
- $P = [F_i W_i]^t;$
- $T = [W_{\text{CHP}} Q_{\text{CHP}} Q_{\text{AB}} R_{\text{WARG}} R_{\text{EHP}} F_{\text{P2G}}]^{\text{t}};$
- $v = [F_{\text{CHP}} F_{\text{AB}} Q_{\text{WARG}} Q_{\text{a}} W_{\text{EHP}} W_{\text{P2G}}]^{\text{t}};$

Il componente R_{EHP} presente nel vettore delle variabili intermedie viene sostituito dal componente Q_{EHP} durante il funzionamento invernale.

Inoltre, è presente la variabile decisionale Q_a nel vettore delle variabili aggiuntive che quantifica il calore emesso nell'ambiente al fine di mantenere il bilancio termico e di rappresentare un ulteriore grado di libertà.

Applicando il modello lineare, e considerando i vettori espressi in precedenza, si ottiene la seguente matrice di accoppiamento estesa:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & \eta_{P2G} \\ 0 & 1 & \eta_{CHP}^{W} & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{Q} & \eta_{AB}^{Q} & -1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{WARG} & 0 & COP_{EHP} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{W} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{Q} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{AB}^{Q} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{WARG} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{EHP} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{P2G} \end{bmatrix}$$
(5.10)

Noto il punto di lavoro assegnato, i limiti superiori di funzionamento e noto il modello che descrive il sistema complessivo, è possibile definire i vincoli che caratterizzano il sistema di ottimizzazione. Infatti, dalla matrice di accoppiamento estesa è possibile definire i vincoli di uguaglianza e di diseguaglianza che caratterizzano il problema di ottimizzazione, noti i limiti superiori e inferiori delle grandezze incognite.

I parametri del vettore colonna $[P v]^{t}$ non sono noti e rappresentano le variabili decisionali del problema. I componenti del vettore [L], invece, sono noti (Tabella 5.2) e rimangono costanti per tutto l'arco della giornata secondo le ipotesi scelte. E' possibile, dunque, definire le equazioni di uguaglianza che caratterizzano il problema di ottimizzazione riferendosi alla matrice di accoppiamento estesa. In forma matriciale si esprime secondo l'equazione (5.11).

$$[L] - \begin{bmatrix} C_{\rm LP} & C_{\rm Lv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P \, v \end{bmatrix}^{\rm t} = 0 \tag{5.11}$$

In particolare, in questo esempio, il sistema che descrive i vincoli di uguaglianza è il seguente:

$$\begin{cases}
F_{i} - F_{CHP} + F_{AB} + \eta_{P2G} \cdot W_{P2G} - F_{o} = 0 \\
W_{i} + \eta_{CHP}^{W} \cdot F_{CHP} - W_{EHP} - W_{P2G} - W_{o} = 0 \\
\eta_{CHP}^{Q} \cdot F_{CHP} + \eta_{AB}^{Q} \cdot F_{AB} - Q_{WARG} - Q_{a} - Q_{o} = 0 \\
COP_{WARG} \cdot Q_{WARG} + COP_{EHP} \cdot W_{EHP} - R_{o} = 0
\end{cases}$$
(5.12)

Anche i componenti del vettore [T] presentano un valore non noto e sono classificate come variabili decisionali. Tuttavia, è noto il limite superiore che queste variabili possono assumere (Tabella 5.1). Nota la matrice di accoppiamento estesa, quindi, è possibile definire un sistema di disequazioni che caratterizzano il problema di ottimizzazione. In forma matriciale questo si esprime secondo l'equazione (5.13).

$$\begin{bmatrix} C_{\rm TP} & C_{\rm Tv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P \, v \end{bmatrix}^{\rm t} \le \begin{bmatrix} T_{\rm MAX} \end{bmatrix}$$
(5.13)

In particolare, in questo caso, il sistema di disequazioni è il seguente:

$$\begin{cases} \eta_{\rm CHP}^{\rm W} \cdot F_{\rm CHP} \leq W_{\rm CHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm CHP}^{\rm Q} \cdot F_{\rm CHP} \leq Q_{\rm CHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm AB}^{\rm Q} \cdot F_{\rm AB} \leq Q_{\rm AB}^{\rm MAX} \\ OP_{\rm WARG} \cdot Q_{\rm WARG} \leq R_{\rm WARG}^{\rm MAX} \\ COP_{\rm EHP} \cdot W_{\rm EHP} \leq R_{\rm EHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm P2G} \cdot W_{\rm P2G} \leq F_{\rm P2G}^{\rm MAX} \end{cases}$$
(5.14)

La funzione obiettivo, invece, coincide con quella espressa nella (5.2).

La Figura 5.2b mostra il risultato del processo di ottimizzazione. Le Figure 5.2c e 5.2d mostrano, invece, come dovrebbe variare l'energia prelevata dalla rete al fine di soddisfare l'obiettivo.

Si può notare come in questo caso, dato l'elevato prezzo dell'energia elettrica rispetto al gas, si preferisce prelevare maggiore combustibile e sfruttare maggiormente i componenti alimentati dallo stesso vettore energetico. Inoltre, nelle fasce orarie in cui il prezzo di energia elettrica è maggiore, si nota come il costo dell'energia si riduca. Questo determina la convenienza nel vendere l'energia prodotta in eccesso in rete, ovvero immettere un flusso energetico negativo. Questo fatto viene confermato dalla Figura 5.2c, dove si può notare l'inversione della tendenza.

Quanto detto fino ad ora trova conferma nella Figura 5.3, dove si evidenziano i flussi energetici relativi alle ore 12. Si può notare come il flusso elettrico è prodotto dal cogeneratore, il quale alimenta il carico costante, la pompa di calore e immette in rete la quota in eccesso. In questo caso, il P2G non viene utilizzato dato l'elevato prezzo dell'energia elettrica.



Figura 5.2. Andamento prezzo del gas e dell'elettricità in una giornata estiva

In questa analisi è stata fatta l'ipotesi di trascurare i limiti tecnologici nella variabilità del funzionamento. Ogni componente raggiunge un determinato punto di funzionamento in un tempo che non è mai infinitesimo. Tale fattore condiziona notevolmente i risultati e, perciò, verrà analizzata singolarmente nei capitoli successivi.

L'indagine semplificata ha lo scopo di evidenziare come l'elevato prezzo dell'elettricità, dovuto ad un alto carico di condizionamento nel periodo estivo, causa quantità maggiori di energia prelevate dalla rete gas. In questo modo vengono sfruttati maggiormente i componenti alimentati dal combustibile, come il cogeneratore e il boiler ausiliario, rispetto al periodo invernale.

5.3.2 Evoluzione del costo ottimizzato a carico costante in una giornata invernale

In modo analogo, considerando l'evoluzione dei prezzi in una giornata invernale, si processa l'ottimizzazione dei costi mantenendo il carico costante. Per poter confrontare i risultati con l'esempio precedente, si assume il medesimo valore della domanda energetica (Tabella 5.2) e gli stessi limiti superiori dei vari componenti (Tabella 5.1).



Figura 5.3. Flussi energetici alle ore 12 in una giornata estiva

La pompa di calore in questo caso opera in heating mode, ovvero producendo esclusivamente calore. Il sistema, dunque, viene caratterizzato dai seguenti vettori:

- $L = [F_{\mathrm{o}} W_{\mathrm{o}} Q_{\mathrm{o}} R_{\mathrm{o}}]^{\mathrm{t}};$
- $P = [F_i W_i]^t;$
- $T = [W_{\text{CHP}} Q_{\text{CHP}} Q_{\text{AB}} R_{\text{WARG}} R_{\text{EHP}} F_{\text{P2G}}]^{\text{t}};$
- $v = [F_{\text{CHP}} F_{\text{AB}} Q_{\text{WARG}} Q_{\text{a}} Q_{\text{EHP}} W_{\text{P2G}}]^{\text{t}};$

Applicando il modello lineare, e considerando i vettori espressi in precedenza, si ottiene la seguente matrice di accoppiamento estesa:

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & \eta_{P2G} \\ 0 & 1 & \eta_{CHP}^{W} & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{Q} & \eta_{AB}^{Q} & -1 & -1 & COP_{EHP} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{WARG} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{W} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP}^{Q} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{AB}^{Q} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{WARG} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & COP_{EHP} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{P2G} \end{bmatrix}$$
(5.15)

Anche in questo caso, nota la struttura del sistema, vengono definiti gli insiemi dei vincoli di uguaglianza (equazione 5.16) e di diseguaglianza (equazione 5.17). La funzione obiettivo, invece, rimane sempre la stessa.

$$\begin{cases}
F_{i} - F_{CHP} + F_{AB} + \eta_{P2G} \cdot W_{P2G} = F_{o} \\
W_{i} + \eta_{CHP}^{W} \cdot F_{CHP} - W_{EHP} - W_{P2G} = W_{o} \\
\eta_{CHP}^{Q} \cdot F_{CHP} + \eta_{AB}^{Q} \cdot F_{AB} - Q_{WARG} - Q_{a} + COP_{EHP} \cdot W_{EHP} = Q_{o} \\
COP_{WARG} \cdot Q_{WARG} = R_{o}
\end{cases}$$
(5.16)

$$\begin{cases} \eta_{\rm CHP}^{\rm W} \cdot F_{\rm CHP} \leq W_{\rm CHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm CHP}^{\rm Q} \cdot F_{\rm CHP} \leq Q_{\rm CHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm AB}^{\rm Q} \cdot F_{\rm AB} \leq Q_{\rm AB}^{\rm MAX} \\ COP_{\rm WARG} \cdot Q_{\rm WARG} \leq R_{\rm WARG}^{\rm MAX} \\ COP_{\rm EHP} \cdot W_{\rm EHP} \leq Q_{\rm EHP}^{\rm MAX} \\ \eta_{\rm P2G} \cdot W_{\rm P2G} \leq F_{\rm P2G}^{\rm MAX} \end{cases}$$
(5.17)

In Figura 5.4, viene analizzata l'evoluzione dei prezzi di gas ed elettricità (a), l'evoluzione dell'energia prelevata dalla rete (c-d) e l'andamento del costo ottimizzato (b).

Si può notare come, dato l'elevato prezzo del gas, viene prelevata una maggiore quantità



Figura 5.4. Andamento prezzo del gas e dell'elettricità in una giornata invernale

di energia dalla rete elettrica rispetto al caso estivo. Questo si traduce in un maggiore sfruttamento dei componenti alimentati tramite vettore elettrico. Si prelevano quantità maggiori di gas durante le fasce orarie in cui il prezzo dell'energia elettrica aumenta, come ad esempio dalle ore 8 alle ore 12 e dalle ore 15 alle ore 22. In questo caso il costo dell'energia complessivo è maggiore rispetto al periodo estivo e non viene venduta energia elettrica in rete data la scarsa convenienza.

Considerando come riferimento le ore 12, si considerano i flussi energetici dei vari componenti (Figura 5.5). E' evidente la convenienza nel produrre calore sfruttando al massimo la disponibilità della pompa di calore. Infatti, il calore prodotto dal gruppo cogeneratore è nullo, mentre il boiler ausiliario, il quale presenta efficienza maggiore, viene utilizzato assieme alla pompa di calore per coprire la domanda termica. Questo è dovuto alla notevole differenza dei prezzi tra gas ed elettricità, ed è in linea con quanto detto fino ad ora. Questo dimostra l'efficacia del processo di ottimizzazione e come, grazie alla presenza di flessibilità, è possibile ridurre il costo per gli utenti finali.



Figura 5.5. Flussi energetici alle ore 12 in una giornata invernale

5.3.3 Adeguamento del sistema alle variazioni anomale dei prezzi dell'energia

I due casi mostrati nei capitoli precedenti dimostrano come sia conveniente per gli utenti avere a disposizione un sistema multi-energia dove, grazie all'interazione tra diversi componenti, è possibile avere benefici economici. Tale possibilità risulta fondamentale in presenza di alta volatilità dei prezzi.

Nei due esempi precedenti sono stati considerati gli andamenti giornalieri dei prezzi relativi all'anno 2019 in quanto dal 2020, a causa dell'emergenza sanitaria e della conseguente crisi economica, i prezzi dell'energia hanno subito ampie variazioni. A marzo 2020, la diffusione della pandemiada Covid-19 in Europa con il conseguente crollo dei consumi a causa del lockdown ha portato alla riduzione dei costi dell'energia al minimo storico. Verso la fine dell'anno e per tutto il 2021, si è verificato un'inatteso rimbalzo che ha portato a una crescita imponente dei prezzi legata alla tendenza di forte crescita delle quotazioni delle materie prime energetiche.

In Figura 5.6 è presente l'andamento dei prezzi energetici della stessa giornata invernale precedente ma riferita all'anno 2021, in piena crisi economico-sanitaria.

In modo analogo, nel nuovo processo di ottimizzazione si considera lo stesso carico costante (Tabella 5.2) e gli stessi limiti superiori dei componenti (Tabella 5.1) ai fini di poter confrontare i risultati. Inoltre, rimangono invariati i vincoli di uguaglianza (equazione 5.16), di diseguaglianza (equazione 5.17) e rimane invariata la funzione obiettivo da minimizzare (equazione 5.2).

Confrontando la (5.6) con la (5.4), si nota come il prezzo dell'energia prelevata dalla rete elettrica, a distanza di due anni, è aumentato di circa un ordine di grandezza. Rimane quasi inalterato il prezzo del combustibile prelevato dalla rete nel periodo considerato.

Dalla figura si nota come l'eccessivo aumento dell'energia elettrica comporti il maggior



Figura 5.6. Andamento prezzo del gas e dell'elettricità nel 2021 nella medesima giornata invernale

prelievo di energia dalla rete FDS e un maggior sfruttamento dei componenti ad essa connessi, quali cogeneratore e boiler ausiliario. Tale supposizione è verificata dalla Figura 5.7 riferita ai flussi energetici presenti alle ore 12. A parità di carico, si nota una quantità maggiore di energia prelevata dalla rete gas rispetto al caso precedente.



A differenza del periodo invernale analizzato nel capitolo precedente, in questo caso si

Figura 5.7. Flussi energetici alle ore 12 in una giornata invernale in piena crisi economica

verifica l'inversione del flusso elettrico dalle ore 18 alle ore 20, fascia oraria in cui si ha il picco assoluto del costo dell'energia elettrica. Per sopperire alla mancanza di tale vettore, il flusso prelevato dalla rete gas aumenta, raggiungendo valori di circa 1500 kW_f.

Dall'analisi della medesima giornata invernale presa a distanza di due anni, in presenza di alta volatilità dei prezzi, si nota l'importanza di avere un sistema multi-energia integrato. Questa tesi viene confermata dal confronto tra l'analisi della variazione relativa del prezzo dell'energia espressa in p.u., calcolata secondo l'equazione (5.18), e la variazione relativa dell'energia venduta in rete, coincidente con la (5.18), e la variazione relativa del prezzo del combustibile, circa trascurabile per il periodo analizzato.

$$\Delta \rho^{\text{EDS,buy}} = \frac{\rho_{2021}^{\text{EDS,buy}} - \rho_{2019}^{\text{EDS,buy}}}{\rho_{2019}^{\text{EDS,buy}}}$$
(5.18)

$$\Delta Costo = \frac{Costo_{2021} - Costo_{2019}}{Costo_{2019}}$$
(5.19)

L'analisi viene effettuata confrontando i prezzi e relativi costi tra una giornata invernale del 2019 e la medesima giornata del 2021. Nella Figura 5.8 viene evidenziato come la variazione relativa del prezzo dell'elettricità, durante l'arco della giornata, oscilla tra 4 p.u. e 10 p.u. circa. L'andamento del costo ottimizzato, invece, presenta una variazione relativa più contenuta, oscillando tra 0.4 p.u. e 1.2 p.u. circa. Quindi, anche in presenza di un incremento di prezzo tra le due annate di 10 volte, il costo per gli utenti finali rimane contenuto.

Se si considera, invece, il comportamento del sistema nella giornata invernale del 2019


Figura 5.8. Variazione relativa in p.u. del prezzo dell'energia elettrica prelevata (in alto) e del costo ottimizzato (in basso) tra l'inverno del 2019 e l'inverno del 2021

con i prezzi anomali del 2021 si ottiene una curva di costo nettamente maggiore. Confrontando tale andamento con il costo derivato da un comportamento ottimizzato, presente in Figura 5.9, si può quantificare il risparmio economico degli utenti. In particolare, in questo caso si ottiene un risparmio di 1099 m.u. circa.

Nel caso dell'attuale crisi economico-sanitaria, quindi, la presenza di sistemi multi-energia risulta fondamentale al fine di attutire gli effetti sugli utenti finali.

5.4 Ottimizzazione del punto di lavoro a seguito di variazione del carico

Dall'analisi del comportamento del sistema multi-energia, a carico costante, a seguito della variazione in tempo reale del prezzo dell'energia si verifica l'importanza di avere vettori energetici integrati tra loro al fine di ridurre il costo in bolletta agli utenti finali e allo scopo di incrementare la flessibilità complessiva.

L'analisi a carico costante, però, non trova riscontro nella maggior parte delle applicazioni reali. In questa sezione, dunque, viene analizzato il funzionamento dell'Energy Hub, a seguito di una brusca variazione di carico elettrico e termico, mantenendo inalterata la domanda di condizionamento e di gas.



Figura 5.9. Confronto tra andamento del costo non ottimizzato e costo ottimizzato

Nello specifico, in Figura 5.10, è presente la variazione nel tempo della domanda energetica. In corrispondenza delle ore 12, la domanda termo-elettrica inizia ad aumentare in modo lineare raggiungendo il picco alle ore 13, e infine rimane costante per il resto della giornata Il carico elettrico (W_0) , nella fascia oraria di interesse, passa da 100 kW_e a 500 kW_e, mentre il carico termico (Q_0) passa da 800 kW_t a 1000 kW_t.

Viene applicato il processo di ottimizzazione in presenza di variazione della domanda all'Energy Hub presente in Figura 4.13, considerando la pompa di calore in modalità heating. Si considerano, inoltre, i limiti di funzionamento dei singoli componenti espressi nel precedente capitolo.

Sulla base di queste ultime ipotesi, utilizzando il metodo grafico per il calcolo della mappa di fattibilità dimostrato nella sezione 3.1, si traccia la FOR nel piano calore-potenza attiva dell'Energy Hub in esame (Figura 5.11) distinguendo l'area di funzionamento con o senza il cogeneratore. Per il seguente calcolo è stato ipotizzato un MSG = 0.4 p.u.

Non sono riportate in seguito le FOR relative ai vettori di gas e condizionamento in quanto, a scopo esemplificativo, si è ipotizzata la loro costanza.

Inoltre, nella Figura 5.11, viene rappresentata la traiettoria ideale di variazione della domanda elettrica e termica. Tale curva, avulsa dal tempo, non raffigura i due tratti di funzionamento a carico costante prima e dopo la variazione.

Entrambi i punti di lavoro ricadono nell'area con CHP in funzione e, in particolare, il punto finale è al limite dell'area di fattibilità.



Figura 5.10. Variazione nel tempo della domanda energetica

Considerando l'evoluzione dei prezzi energetici presenti in Figura 5.12, si applica il processo di ottimizzazione visto nei casi precedenti. Il caso b della Figura 5.12 riporta il risultato della simulazione in termini di costo dell'utente. In questo caso, si nota che nella fascia oraria in cui è presente la brusca variazione della domanda si ha un conseguente aumento del costo per gli utenti.

Questa simulazione è stata eseguita in assenza di limiti tecnologici, ovvero come se tutti i componenti potessero rispondere in un tempo infinitesimo alle variazioni del carico. La realtà tecnologica è molto distante da questa ipotesi, in quanto ogni componente presenta dei vincoli dinamici che ostacolano la flessibilità del sistema.

Nella sezione successiva viene introdotto un limite temporale sul funzionamento del cogeneratore e, sulla base dell'evoluzione del carico, vengono analizzate le differenze rispetto al caso di traiettoria libera da vincoli.

5.4.1 Mappa di flessibilità dinamica

In generale, le *mappe di flessibilità dinamica* sono aree di funzionamento limitate da vincoli temporali nel quale non è possibile raggiungere ogni punto di funzionamento allo stesso istante. Tali restrizioni sono dovuti a limiti tecnologici appartenenti ai componenti del sistema. In questo capitolo viene considerato un cogeneratore non ideale e vengono confrontate le mappe di possibile funzionamento al variare dell'arco temporale.



Figura 5.11. Rappresentazione variazione domanda energetica sulla mappa di fattibilità

Come già introdotto nella sezione 4.1.1, è possibile introdurre limiti di rampa al funzionamento del cogeneratore. In Figura 4.2 della sezione 4.1.1 sono rappresentati i punti raggiungibili dal cogeneratore entro un primo intervallo temporale (linea rossa più spessa) e i restanti punti di funzionamento raggiungibili in un secondo time step (linea sottile). Per analizzare come varia la mappa di flessibilità, si considera un cogeneratore con MSG =0.4 p.u. e un limite di rampa ($rr_{CHP} =$ ramp-rate constraints) pari a 0.667 %/min. Quest'ultimo valore significa che il punto di funzionamento del CHP può variare, lungo la classica traiettoria di funzionamento del componente, al massimo del 20% ogni 30 minuti. In base al punto iniziale di funzionamento del cogeneratore, si avranno differenti mappe di flessibilità.

Nello specifico, in Figura 5.13, vengono analizzati due casi specifici:

• Nel caso A, in corrispondenza del punto di lavoro assegnato, il cogeneratore lavora a metà della sua caratteristica di funzionamento (0.5 p.u.). In base al valore scelto di rr_{CHP} , il componente impiegherà 30 minuti per variare il punto di funzionamento di una quantità massima di ± 20 %. L'area tratteggiata in giallo rappresenta la massima FOR possibile a causa dei limiti del cogeneratore.

Nei successivi 30 minuti, il CHP può operare nella zona compresa tra $\pm 40\%$ rispetto alla condizione iniziale. La mappa di fattibilità conseguente è rappresentata da un tratteggio verde.

Infine, trascorsi ulteriori 30 minuti, è possibile accedere all'intera mappa di fattibilità rappresentata da un tratteggio blu.



Figura 5.12. Andamento del prezzo dell'energia, del costo ottimizzato e dell'energia prelevata a seguito di variazione carico giornaliero



Figura 5.13. Esempio di flessibilità dinamica del CHP nel piano Potenza attiva - Calore partendo da 0.5 p.u. (caso a) e da funzionamento offline (caso b)

 Nel caso B, invece, si considera un punto di funzionamento iniziale in cui il CHP è spento. Questo è dovuto al fatto che la produzione richiesta dal cogeneratore è inferiore al MSG. Sono necessari almeno 60 minuti per poter superare la soglia di minima produzione stabile e, di conseguenza, ad avviare il cogeneratore. Ne consegue che è possibile accedere all'intera mappa di fattibilità in un tempo maggiore.

Nella Figura 5.13, dunque, è possibile notare chiaramente le regioni accessibili in base al punto di lavoro iniziale e in base ai limiti temporali predefiniti. Le mappe di flessibilità dinamiche possono essere costruite anche per gli altri vettori energetici, sulla base dei limiti tecnologici dei componenti ad essi associati.

5.4.2 Ottimizzazione del punto di lavoro in presenza di limiti temporali

Considerando i limiti di rampa indicati in precedenza, si valuta ora il processo di ottimizzazione nel caso di variazione della domanda energetica. In ottica di comparazione dei risultati, si considera il medesimo Energy Hub con identici limiti superiori di funzionamento dei componenti.

Rispetto alla simulazione precedente, si limita la variazione del combustibile assorbito dal cogeneratore (F_{CHP}) tra iterazioni consegutive a un valore massimo $rr_{\text{CHP}} = 0.4 \%/\text{ora}$, come descritto dalla seguente equazione.

$$F_{\rm CHP}(t) - F_{\rm CHP}(t-1) \le 0.4 \cdot F_{\rm CHP}(t-1)$$
 (5.20)

In Figura 5.14 si nota come, in assenza di limiti temporali, il flusso energetico assorbito dal cogeneratore passa da circa 583 k W_f a circa 1250 k W_f in corrispondenza della variazione del carico (Figura 5.10).

Imponendo l'equazione (5.20), l'energia assorbita dal cogeneratore assume una pendenza minore e raggiunge la nuova configurazione dopo 3 ore. Durante questo periodo di tempo, il resto del sistema deve adeguarsi per soddisfare la richiesta di variazione di carico da parte degli utenti.

In Figura 5.15 è presente il risultato della simulazione in presenza di limiti temporali. Rispetto alla Figura 5.12, si nota come un notevole aumento di energia prelevata dalla rete elettrica in corrispondenza del dodicesimo time step al fine di sopperire i limiti tecnici del cogeneratore. Questo comporta un aumento del costo per gli utenti rispetto all'analoga situazione in assenza di limiti temporali. In Figura 5.16 viene evidenziata la differenza tra le due curve di costo ottimizzato nelle due situazioni.

La curva blu, relativa alla simulazione vincolata, presenta un picco intorno alle ore 13 rispetto alla curva rossa tratteggiata, relativa alla simulazione non vincolata. Questo massimo relativo si attenua in modo graduale con il passare dei minuti. Non appena il cogeneratore si porta nelle condizioni finali di funzionamento, la curva di costo ottimizzato ritorna a coincidere con l'analoga in assenza di limiti.



Figura 5.14. Variazione dell'energia assorbita dal cogeneratore in presenza e in assenza di vincoli temporali

Quanto dimostrato fino ad ora può valere per ogni componente e per ogni vettore energetico, complicando l'analisi di ottimizzazione dell'Energy Hub. Questo spiega come i limiti tecnici temporali siano un ostacolo per il raggiungimento del punto di lavoro ottimizzato e riducano notevolmente la flessibilità del sistema.

5.5 Ottimizzazione del punto di lavoro con rendimenti non costanti

Il metodo di ottimizzazione utilizzato nei precedenti capitoli permette di linearizzare i vincoli di uguaglianza e diseguaglianza, semplificando notevolmente il problema, ma non permette l'utilizzo di rendimenti variabili. Nelle applicazioni pratiche, i rendimenti dei singoli componenti non sono quasi mai costanti ma dipendono dall'energia prodotta. Per ricreare casistiche più simili alle condizioni reali, dunque, è necessario apportare delle modifiche al codice di ottimizzazione utilizzato in precedenza, implementando il caso di rendimenti non costanti.

Ad ogni istante temporale, il processo di ottimizzazione viene applicato più volte, calcolando ad ogni iterazione i nuovi rendimenti, fino a quando non viene rispettato il criterio di arresto. La Figura 5.17 evidenzia il processo iterativo composto dai seguenti passaggi:

1. Noti i valori dei rendimenti iniziali e il carico assorbito dagli utenti, si esegue il



Figura 5.15. Andamento del prezzo dell'energia, del costo ottimizzato e dell'energia prelevata a seguito della variazione di carico giornaliero in presenza di limiti temporali

processo di ottimizzazione con l'obiettivo di minimizzare il costo finale relativo al k-esimo istante temporale.

- 2. Vengono calcolati i rendimenti dei singoli componenti, attraverso formule lineari e non lineari, a partire dai valori dei vettori energetici ricavati dal precedente processo di ottimizzazione.
- 3. Si applica il problema di ottimizzazione considerando i rendimenti ottenuti al passo precedente e considerando lo stesso carico. I risultati ottenuti saranno differenti rispetto ai risultati ricavati in precedenza a causa dei differenti rendimenti.
- 4. Per ogni vettore energetico, si calcola la differenza relativa tra il risultato del processo di ottimizzazione e il vettore corrispondente al precedente processo di ottimizzazione. L'iterazione, relativa al k-esimo istante temporale, termina se il valore massimo tra le differenze relative dei vettori energetici risulta minore della tolleranza. Altrimenti si ripetono i punti 2 e 3.

Il processo iterativo viene applicato al sistema presente in Figura 4.13, considerando il carico costante espresso in Tabella 5.2 e considerando l'evoluzione giornaliera dei prezzi in una giornata invernale in piena crisi economica. La prima iterazione viene eseguita considerando i rendimenti espressi nella Tabella 5.3.



Figura 5.16. Confronto tra costo ottimizzato della simulazione in presenza e in assenza di limiti temporali

Nelle iterazioni successive, invece, vengono considerati rendimenti lineari e non lineari.

Grandezza	Valore
$\eta_{ m CHP}^{ m W}$	0.3
$\eta_{ m CHP}^{ m Q}$	0.45
η_{AB}^{Q}	0.85
COP_{WARG}	0.65
$COP_{\rm EHP}$	3
$\eta_{\rm P2G}^{\rm F}$	0.5

Tabella 5.3. Valori di rendimento e COP utilizzati nella prima iterazione

In particolare, per il cogeneratore vengono considerati rendimenti lineari, caratterizzati dalle seguenti equazioni:

$$\eta_{\text{CHP}}^{\text{W}} = \eta_{0,\text{CHP}}^{\text{W}} + (\eta_{0,\text{CHP}}^{\text{W}} - \eta_{\text{N,CHP}}^{\text{W}}) \cdot q_{\text{CHP}}^{\text{W}}$$

$$\eta_{\text{CHP}}^{\text{Q}} = \eta_{0,\text{CHP}}^{\text{Q}} + (\eta_{0,\text{CHP}}^{\text{Q}} - \eta_{\text{N,CHP}}^{\text{Q}}) \cdot q_{\text{CHP}}^{\text{Q}}$$
(5.21)

dove:

• $q_{\text{CHP}}^{\text{W}} = \frac{W_{\text{CHP}}}{W_{\text{CHP,MAX}}}$, rappresenta il fattore di carico elettrico;



Figura 5.17. Flow chart per il calcolo del punto di funzionamento ottimale, relativo al k-esimo istante temporale, con rendimenti non costanti

- $q_{\text{CHP}}^{\text{Q}} = \frac{Q_{\text{CHP}}}{Q_{\text{CHP,MAX}}}$, rappresenta il fattore di carico termico;
- $\eta^{W}_{N,CHP}$, $\eta^{Q}_{N,CHP}$ rapprentano i rendimenti nominali e coincidono con i rispettivi valori dei rendimenti considerati alla prima iterazione;
- $\eta^{W}_{0,CHP} = 0.8 \cdot \eta^{W}_{N,CHP}$, rappresenta il valore del rendimento elettrico quando il fattore di carico è nullo;
- $\eta_{0,CHP}^{Q} = 0.8 \cdot \eta_{N,CHP}^{Q}$, rappresenta il valore del rendimento termico quando il fattore di carico è nullo.

In Figura 5.18 è presente l'andamento del rendimento, termico ed elettrico, in funzione del rispettivo fattore di carico. Si considera un valore minimo di produzione stabile (MSG) pari a 0.4 p.u., al di sotto del quale il cogeneratore è spento.

Il rendimento termico del boiler ausiliario viene caratterizzato dalla seguente equazione:



Figura 5.18. Curva di rendimento di cogenerazione in funzione del fattore di carico

$$\eta_{\rm AB}^{\rm Q} = \frac{q_{\rm AB}}{q_{\rm AB} + \beta_0 + \beta_1 \cdot q_{\rm AB} + \beta_2 \cdot q_{\rm AB}^2} \tag{5.22}$$

dove:

- $q_{AB} = \frac{Q_{AB}}{Q_{AB,MAX}}$, rappresenta il fattore di carico;
- $\beta_0 = 0.0347$ p.u.;
- $\beta_1 = 0.1005$ p.u.;
- $\beta_2 = 0.0413$ p.u.

Il COP del chiller termico, invece, viene caratterizzato dalla seguente equazione:

$$COP_{\text{WARG}} = \frac{q_{\text{WARG}}}{q_{\text{WARG}} + \beta_0 + \beta_1 \cdot q_{\text{WARG}} + \beta_2 \cdot q_{\text{WARG}}^2}$$
(5.23)

dove:

• $q_{AB} = \frac{R_{WARG}}{R_{WARG,MAX}}$, rappresenta il fattore di carico;

- $\beta_0 = 0.0987$ p.u.;
- $\beta_1 = 0.1067$ p.u.;
- $\beta_2 = 0.3331$ p.u.

In Figura 5.19 è presente l'andamento del rendimento non lineare del boiler ausiliario e l'andamento del COP del chiller termico. Il primo presenta un valore di picco con $q_{AB} = 1$ p.u., mentre il secondo presenta il valore di picco con $q_{WARG} \simeq 0.54$ p.u.

La pompa di calore è caratterizzata da un COP costante, in quanto non dipende dalla



Figura 5.19. Curva di rendimento del boiler ausiliario e COP del chiller termico in funzione del fattore di carico

potenza in uscita ma dalla temperatura raggiunta durante il funzionamento. Infine, il rendimento del P2G viene caratterizzato dall'equazione:

$$\eta_{\rm P2G}^{\rm F} = \eta_{0,\rm P2G}^{\rm F} + (\eta_{0,\rm P2G}^{\rm F} - \eta_{\rm N,\rm P2G}^{\rm F}) \cdot q_{\rm P2G}^{\rm F}$$
(5.24)

dove:

• $q_{P2G}^{F} = \frac{F_{P2G}}{W_{P2G,MAX}}$, rappresenta il fattore di carico;

- $\eta_{N,P2G}^{F}$ rappresenta il rendimento nominale;
- $\eta^{\rm F}_{0,{\rm P2G}} = 0.8 \cdot \eta^{\rm F}_{{\rm N},{\rm P2G}}$, rappresenta il rendimento a carico nullo.

Note le caratteristiche dei rendimenti e il punto di lavoro, si applica il processo di ottimizzazione iterativo al caso studio, considerando un valore di tolleranza (ϵ_0) pari a 10⁻⁵ p.u. Il criterio di arresto è rispettato se la massima differenza relativa tra i valori dei vettori energetici tra due iterazioni consegutive risulta minore di ϵ_0 .

In Figura 5.20 è presente il confronto tra l'andamento del costo ottimizzato, ottenuto considerando rendimenti non costanti, e l'andamento del costo ottenuto considerando rendimenti costanti espressi in Tabella 5.3. Le due curve sono state ottenute considerando do lo stesso carico e l'evoluzione dei prezzi dell'energia della stessa giornata invernale.

In Figura 5.21 sono presenti invece il numero di iterazioni eseguite ad ogni istante tempo-



Figura 5.20. Evoluzione del costo ottimizzato

rale. L'utilizzo di valori di tolleranza minori e rendimenti fortemente non lineari determina un aumento del numero di iterazioni.



Figura 5.21. Numero di iterazioni ad ogni istante temporale

Capitolo 6 Conclusioni

Il presente lavoro ha lo scopo di evidenziare l'importante contributo dei sistemi multienergia nel futuro sistema elettrico. La possibilità di poter sfruttare diversi vettori energetici per soddisfare la domanda permette di garantire regioni di flessibilità estese, altrimenti non ottenibili con il solo sistema elettrico tradizionale. Questa caratteristica risulta fondamentale per un'ottimale integrazione dei sistemi rinnovabili non prevedibili, come i sistemi eolici e fotovoltaici. La presenza di un sistema energetico integrato permette di evitare che l'energia prodotta, specie nelle fasce orarie in cui è massima, rimanga inutilizzata. Nelle prime sezioni si è accennato, dal punto di vista matematico, all'ulteriore beneficio garantito dalla presenza dei sistemi di accumulo alla flessibilità del sistema.

Nella sezione 3.1 viene proposto un metodo grafico per il calcolo della flessibilità a partire dalla mappa di fattibilità del sistema, ottenuta attraverso la somma di Minkowski. Questo procedimento permette di visualizzare graficamente l'eventuale riduzione della mappa di fattibilità e, di conseguenza, della regione di flessibilità in presenza di vincoli di rete e di incertezza nella domanda.

La presenza di reti energetiche che connettono più sistemi multi-energia, realizzando un sistema multi-energia distribuito, permettono di ampliare la regione di flessibilità e, in presenza di congestione in una rete, permettono di provvedere alla mancanza di energia al fine di mantenere inalterato il carico degli utenti finali.

La possibilità di garantire ampie regioni di flessibilità al sistema, grazie all'interazione tra più vettori energetici, permette di poter ottimizzare il punto di funzionamento al fine di soddisfare determinate funzioni obiettivo. In questo caso si è fatta l'ipotesi di ricercare il punto di funzionamento ottimale con l'obiettivo di minimizzare i costi e di garantire benefinici economici agli utenti finali. Il sistema considerato, presente in Figura 4.13, è composto da un cogeneratore, un boiler ausiliario, un power-to-gas, un chiller termico e una pompa di calore. Quest'ultima prevede la produzione di calore e raffreddamento a seconda della richiesta, determinando due condizioni di funzionamento diverse del sistema multi-energia. Nella stagione invernale la pompa di calore produce calore al fine di soddisfare l'elevata domanda termica e, nella stagione estiva, produce condizionamento al fine di soddisfare l'elevata richiesta.

I limiti di funzionamento e i carichi considerati nelle simulazioni sono stati scelti in modo

casuale e non esiste una diretta corrispondenza con i valori reali. I risultati ottenuti, dunque, sono utili per l'analisi del problema ma non permettono di caratterizzare applicazioni reali.

Inizialmente si è ipotizzato un carico costante e, considerando la variazione giornaliera dei prezzi in una giornata invernale e in una giornata estiva, si è ricercato il punto di funzionamento ottimale al fine di minimizzare i costi nelle due condizioni di funzionamento. Confrontando i risultati si nota come il sistema si adatti perfettamente alle diverse condizioni operative.

In seguito si è confrontato il comportamento ottimizzato del sistema multi-energia nella medesima giornata riferita a due anni distinti caratterizzati da differenti prezzi dell'energia. Dall'analisi dei risultati emerge come il sistema riesca a minimizzare i costi adottando due comportamenti diversi nelle due situazioni. Questo esempio risulta di estrema importanza in presenza di variazioni anomale dei prezzi dell'energia, come nell'attuale periodo storico.

Successivamente si è analizzato come varia il comportamento del sistema multi-energia in caso di brusca variazione del carico. Dall'analisi è emerso che, in assenza di limiti tecnologici, il sistema segue istantaneamente la variazione del carico adeguando l'energia prelevata dalla rete. Nelle applicazioni pratiche, però, ogni componente raggiunge determinati punti di lavoro in un tempo non infinitesimo. Tali vincoli tecnologici determinano limiti temporali che riducono la regione di flessibilità. Considerando la presenza di vincoli di rampa per il cogeneratore, è stata eseguita la simulazione in presenza di variazione di carico. Infine, sono stati confrontati i risultati con l'analisi priva di limiti temporali. In corrispondenza della variazione del carico, il sistema preleva maggiore energia dalla rete per sopperire alla produzione vincolata del cogeneratore. Questo determina un aumento notevole del costo per gli utenti finali per il tempo impiegato dal cogeneratore a raggiungere la condizione finale di funzionamento.

Il processo di ottimizzazione è stato realizzato utilizzando un metodo di linearizzazione dell'Energy Hub che permette di semplificare il problema utilizzando matrici costanti. Il limite di questo metodo consiste nell'impossibilità di considerare rendimenti variabili, come avviene nelle applicazioni pratiche. I risultati dei precedenti esempi, dunque, sono stati ottenuti considerando rendimenti costanti, incrementando il grado di semplificazione del problema.

Per simulare l'effetto di rendimenti non costanti, è stato creato un processo di ottimizzazione iterativo dove, ad ogni iterazione, vengono calcolati i rendimenti sulla base degli output dell'iterazione precedente e viene ripetuto il processo di ottimizzazione fino a quando non viene soddisfatto il criterio di arresto. Questo procedimento viene applicato al caso studio, considerando un carico costante e l'evoluzione dei prezzi di una giornata invernale. I risultati ottenuti dipendono dal valore di tolleranza desiderato e dal grado di non linearità dei rendimenti dei singoli componenti.

Bibliografia

- [1] Ministero della Transizione Ecologica, "Cop 21 L'Accordo di Parigi", https://www.mite.gov.it/pagina/cop-21-laccordo-di-parigi.
- [2] T. Osborn e P. Jones, "Global Temperature Record", *Climatic research Unit*, 2021.
- [3] P. Mancarella, Smart Multi-Energy Grids: Concepts, Benefits and Challenges, IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-2, Giu.2012.
- [4] Commissione Europea, http://dev.plames.eu/project/, 2019-2022.
- [5] J. H. Saleh, M. Jordan e N. Jordan, "Flexibility: a multi-disciplinary literature review", *Journal of Engineering Design*, vol. 20, no. 3, pp. 307-323, Mag. 2009.
- [6] W. Golden e P. Powell, "Towards a definition of flexibility: in search of the Holy Grail?", Omega, vol. 28, pp. 373-384, Ago. 1999.
- [7] J. Li, F. Liu, Z. Li, C. Shao e X. Liu, "Grid-side flexibility of power systems in integrating large-scale renewable generations", *Energy*, vol 93, pp. 272-284, Gen. 2018.
- [8] I. Sajjad, G. Chicco e R. Napoli, "Definitions of Demand Flexibility for Aggregate Residential Loads", *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2633-2643, Nov. 2016.
- [9] A. Ulbig e G. Andersson, "Analyzing operational flexibility of electric power systems", Int. J. Electr. Power Energy Syst, vol. 72, pp. 155-164, Nov. 2015.
- [10] Wikipedia, "Hermann Minkowski", https://it.wikipedia.org.
- [11] Wikipedia, "Somma di Minkowski", https://it.wikipedia.org.
- [12] G. Chicco, S. Riaz, A. Mazza e P. Mancarella, "Flexibility From Distributed Multienergy Systems", *Proceedings of the IEEE*, vol. 108, no. 9, pp. 1496-1517, Sett. 2020.
- [13] G. Chicco e P. Mancarella, Distributed Multi-Generation Systems: Energy Models And Analyses, New York, NY, USA: Nova Science Publishers, 2009.
- [14] P. Mancarella, G. Chicco e T. Capuder, "Arbitrage opportunities for distributed multi-energy systems in providing power system ancillary services", *Energy*, vol. 161, pp. 381-395, Ott. 2018.

- [15] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson e K. Frohlich, "Energy hubs for the future", *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 1, pp. 24-30, Gen. 2007.
- [16] M. Geidl, "Integrated modelling and optimization of multi-carrier energy systems", Ph.D. tesi, ETH Zurigo, 2007.
- [17] G. Chicco e P. Mancarella, "Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization", *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 261-273, Mar. 2009.
- [18] J. Hinker, H. Knappe e J. M. A. Myrzik, "Precise assessment of technically feasible power vector interactions for arbitrary controllable multy energy systems, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 1146-1155, Gen. 2019.
- [19] P. Mancarella e G. Chicco, "Real-time demand response from energy shifting in distributed multi-generation", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 928-1938, Dic. 2013.
- [20] Y. Wang, J. Cheng, N. Zhang e C. Kang, "Automatic and linearized modeling of energy hub and its flexibility analysis", *Appl. Energy*, vol. 211, pp. 705-714, Feb. 2018.
- [21] Gestore dei Mercati Energetici, https://www.mercatoelettrico.org/it/.