

**PRIN 2022 - RESILIENT
OPTIMIZATION IN DISTRIBUTED
CYBER-PHYSICAL CONTROL
PROBLEMS SUBJECT TO
ADVERSARIAL BEHAVIOUR**

**FREQUENCY/POWER CONTROL IN
ELECTRICAL SYSTEMS WITH RENEWABLE
SOURCES SUBJECT TO BOUNDED
DISTURBANCES**

ALESSANDRO CASAVOLA, FRANCESCO TEDESCO, FRANCO ANGELO
TORCHIANO

*DEPARTMENT OF INFORMATICS, MODELING, ELECTRONICS AND SYSTEMS
ENGINEERING, UNIVERSITY OF CALABRIA*



**Ministero
dell'Università
e della Ricerca**





Finanziato
dall'Unione europea
NextGenerationEU



PRIN 2022 - Resilient Optimization in Distributed Cyber-Physical Control Problems subject to Adversarial Behaviour

Deliverable on the Activities Carried Out under WP4, Task 4.2: Resilient Load and Frequency Set-Point Reconfiguration in Smart Grids

Frequency/Power Control in Electrical Systems with Renewable Sources Subject to Bounded Disturbances

Alessandro Casavola, Francesco Tedesco, Franco Angelo Torchiano

**Department of Informatics, Modeling, Electronics and Systems Engineering, University
of Calabria**

Abstract

Questo documento descrive le attività svolte e i risultati conseguiti nell'ambito del task "T4.2 – Resilient Load/Frequency Set-Point Reconfiguration Problems in Smart-Grids", afferente al WP4 del progetto. L'attività di ricerca si è focalizzata sull'analisi delle criticità operative derivanti dall'elevata penetrazione delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER), indicate anche come Renewable Energy Sources (RES), e sulla conseguente progettazione, implementazione e validazione di una strategia di controllo gerarchico denominata Rate Bounded Disturbance–Command Offset Governor (RBD-COG). La soluzione proposta è finalizzata a mitigare l'impatto dei disturbi a rateo limitato — ovvero fluttuazioni rapide e difficilmente prevedibili della generazione — sui tradizionali sistemi di Load Frequency Control (LFC). Inoltre, l'adozione dell'architettura RBD-COG contribuisce a prevenire condizioni di sovraccarico sulle linee di interconnessione, migliorando la sicurezza operativa complessiva della rete. La robustezza e l'effettiva applicabilità pratica degli algoritmi di controllo e delle logiche di riconfigurazione sviluppati nel task sono state verificate attraverso campagne di simulazione condotte in ambienti dedicati, opportunamente configurati per riprodurre scenari realistici di esercizio della rete elettrica.

In particolare, per garantire il funzionamento in sicurezza della rete, sono state portate a termine le seguenti attività:

- Analisi e partizionamento dello spazio dei disturbi a rateo limitato (fluttuazioni rapide delle FER) in sottoinsiemi limitati;
- Sintesi di un'architettura multi-controllore basata su Command Offset Governor (COG) per la regolazione dinamica dei setpoint di potenza e l'iniezione di offset per il rispetto dei vincoli;
- Sviluppo di una logica di commutazione (switching) sicura tra i diversi COG, integrando garanzie di *dwell-time* per la preservazione della stabilità asintotica del sistema;
- Implementazione e testing su un modello di simulazione rappresentativo di una rete italiana a due aree (ibrida termico/FER);
- Validazione degli algoritmi per il contenimento delle deviazioni di frequenza (mantenute entro ± 0.8 Hz durante eventi critici come rampe aggressive e disconnessioni FER);
- Verifica algoritmica del rispetto stringente dei vincoli operativi di rete (potenza di interconnessione entro ± 0.5 MW, limiti di generazione confinati a 2.2–3.8 MW e rispetto dei vincoli sugli offset FER);
- Analisi comparativa e validazione della robustezza rispetto a schemi COG statici, dimostrando una riduzione delle escursioni di frequenza del 30% e delle violazioni dei vincoli del 90%.



Finanziato
dall'Unione europea
NextGenerationEU



Il lavoro svolto valida l'architettura RBD-COG come strumento robusto e di utilità pratica per la gestione resiliente delle FER nelle reti di trasmissione, in pieno allineamento con gli obiettivi nazionali di transizione energetica (PNIEC 2030).

Indice

Indice	4
1 Introduzione	5
1.1 La Generazione Elettrica e le Reti Elettriche in Italia	5
1.2 Fonti di energie rinnovabili	6
1.3 Principali fonti di energia rinnovabili	6
1.3.1 Energia Idroelettrica	6
1.3.2 Energia Solare	7
1.3.3 Energia Eolica	8
1.3.4 Bioenergie	9
1.3.5 Energia Geotermica	10
1.3.6 Sfide della rete elettrica	10
1.4 Controllo della Frequenza-Potenza	10
1.5 Impatto delle RES sul Load Frequency Control	11
1.6 Prospettive Future e Smart Grid	12
2 Algoritmi di controllo	14
2.1 Modellazione del Sistema LFC	14
2.1.1 Bilancio di Potenza e Dinamica della Frequenza	14
2.1.2 Modello della Tie-Line	14
2.1.3 Area Control Error	15
2.1.4 Control Integrato (I)	15
2.2 Command Governor	15
2.2.1 Il problema del Command Governor	16
2.2.2 Ricorsione degli insiemi	17
2.2.3 Insieme ammissibile $\mathcal{V}(x)$	17
2.2.4 Selezione del comando CG	17
2.2.5 Proprietà del Command Governor	17
2.2.6 Vincoli lineari: caso senza disturbo	18
2.2.7 Vincoli lineari: caso con disturbo	19
2.2.8 Algoritmo per l'orizzonte dei vincoli	20
2.3 Command Offset Governor	20
2.3.1 Il problema del Command Offset Governor	21
2.3.2 Ricorsione degli insiemi	22
2.3.3 Insieme ammissibile $\mathcal{V}(x)$	22
2.3.4 Selezione del comando COG	22
2.3.5 Proprietà del Command-Offset Governor	22
2.3.6 Differenze fra CG e COG	23
2.4 Rate Bounded Disturbance - Command Offset Governor	23



2.4.1	Il problema del RBD-COG	25
2.4.2	Ricorsione degli insiemi	25
2.4.3	Insieme ammissibile $\mathcal{L}(,)$	25
2.4.4	Architettura Multi COG	26
2.4.5	Requisiti per lo Switching fra COG	28
2.4.6	Rate Bounded Disturbance Command Offset Governor	32
2.4.7	Aspetti computazionali	34
3	Implementazione	36
3.1	Equazioni e modello del sistema LFC	36
3.2	Spazio di stato del sistema	38
3.3	Parametri del sistema	39
3.4	Prove di Stress per Sistema LFC con RBD COG	43
3.5	Descrizione della Prova: Perturbazioni Aggressive da FER	43
3.5.1	Parametri di Simulazione	43
3.5.2	Profili di Generazione FER	43
3.5.3	Profili di Domanda	44
3.5.4	Sfide di Controllo	45
3.5.5	Vincoli Operativi	45
3.5.6	Scenari Comparativi	45
3.5.7	Risultati Attesi	45
3.6	Descrizione della Prova: Scenario Critico per la Stabilità di Frequenza	46
3.6.1	Obiettivo della Prova	46
3.6.2	Parametri di Simulazione	46
3.6.3	Profilo di Generazione FER	46
3.6.4	Profilo di Domanda	47
3.6.5	Sequenza Temporale degli Eventi Critici	48
3.6.6	Prove di Performance	48
3.6.7	Scenari Comparativi	48
3.6.8	Risultati Attesi	48
3.7	Scenario di disconnessione delle RES	49
3.7.1	Obiettivo	49
3.7.2	Parametri Simulazione	49
3.7.3	Profilo FER Area 1 (Eolica)	49
3.7.4	Profilo FER Area 2 (Fotovoltaica)	49
3.7.5	Profilo di Carico	50
3.7.6	Vincoli Operativi	50
3.7.7	Scenari Comparativi	50
3.7.8	Risultati Attesi	51
3.7.9	Codice MATLAB per la generazione dei segnali	51
4	Risultati	52
4.1	Perturbazioni Aggressive da FER	52
4.1.1	Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2	52
4.1.2	Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2	53
4.1.3	Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}	54
4.1.4	Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}	55
4.1.5	Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{c_i}	55
4.1.6	Analisi grafica dell'indice per lo switching σ	56
4.2	Stabilità di frequenze	57



4.2.1	Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2	57
4.2.2	Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2	57
4.2.3	Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}	58
4.2.4	Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}	59
4.2.5	Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{c_i}	59
4.2.6	Analisi grafica dell'indice per lo switching σ	60
4.3	Disconnessione delle RES nell'area due	61
4.3.1	Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2	61
4.3.2	Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2	61
4.3.3	Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}	62
4.3.4	Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}	63
4.3.5	Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{c_i}	63
4.3.6	Analisi grafica dell'indice per lo switching σ	64
4.3.7	Analisi dei risultati	65

Capitolo 1

Introduzione

1.1 La Generazione Elettrica e le Reti Elettriche in Italia

L'Italia, storicamente caratterizzata da una limitata disponibilità di combustibili fossili, ha sviluppato un sistema energetico fortemente dipendente dalle importazioni. Negli anni '60 e '70, il mix di generazione si basava principalmente su centrali termoelettriche alimentate a petrolio e, successivamente, a gas naturale, integrate da un significativo apporto idroelettrico nelle regioni alpine [ARERA]. A partire dagli anni 2000, l'adesione a politiche europee per la decarbonizzazione (Direttiva 2009/28/CE) ha spinto il Paese verso un rapido sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare solare fotovoltaico ed eolico, posizionando l'Italia tra i leader europei nella transizione energetica [Eu_Commi_2009].

La struttura di rete di trasmissione italiana è una delle più complesse d'Europa a causa della conformazione geografica peninsulare e della dispersione delle fonti rinnovabili. Le regioni meridionali e le isole (Sicilia, Sardegna) ospitano la maggior parte degli impianti eolici e fotovoltaici, mentre i consumi si concentrano al Nord, creando squilibri tra produzione e domanda [Corsi]. Ciò richiede un continuo potenziamento delle interconnessioni, come l'elettrodotto SACOI (Sardegna-Corsica-Italia) o la nuova linea HVDC tra Campania e Sicilia, progettata per ridurre le congestioni [Terna2021].

Un'ulteriore sfida è la ridotta inerzia di rete, dovuta alla progressiva dismissione di centrali termoelettriche sincrone e alla diffusione di inverter-based RES. Come sottolineato da Carpanelli et al. (2020), questa dinamica rende il sistema più vulnerabile a sbalzi di frequenza, specialmente in scenari con picchi di produzione rinnovabile non programmabile [Carpinelli].

Attualmente, la transizione verso le fonti di energia rinnovabile è una priorità globale per mitigare il cambiamento climatico e garantire un approvvigionamento energetico sostenibile. L'Italia, con il suo impegno verso l'energia verde, ha incrementato significativamente l'integrazione di fonti di energia rinnovabile. Tuttavia, questa integrazione presenta sfide tecniche, specialmente nel mantenimento della stabilità e della qualità dell'approvvigionamento elettrico, in questo senso è fondamentale la ricerca e sviluppo di sistemi di controllo che possano gestire l'immissione in rete dell'energia fornita da queste fonti di energia pulite.

1.2 Fonti di energie rinnovabili

Le energie rinnovabili, come quella solare ed eolica, sono inesauribili, pulite e sicure. Il loro utilizzo contribuisce significativamente alla riduzione delle emissioni di gas serra, aiutando a

combattere il cambiamento climatico e a proteggere l'ambiente **[Smith]**. Inoltre, queste fonti di energia promuovono l'autosufficienza energetica e la sicurezza economica, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili importati **[Brown]**.

Nel 2023, l'Italia ha raggiunto un record nella produzione di energia rinnovabile, con il 43,8% della sua elettricità generata da fonti come l'idroelettrico, l'eolico, il solare, la biomassa e la geotermia **[Eu_Commi]**. A livello europeo, nel 2020, le energie rinnovabili hanno coperto il 38% della domanda di elettricità dell'Unione Europea, superando per la prima volta i combustibili fossili **[MSE]**. Questo progresso riflette l'impegno dell'Europa verso la transizione verso un sistema energetico più sostenibile e resiliente.

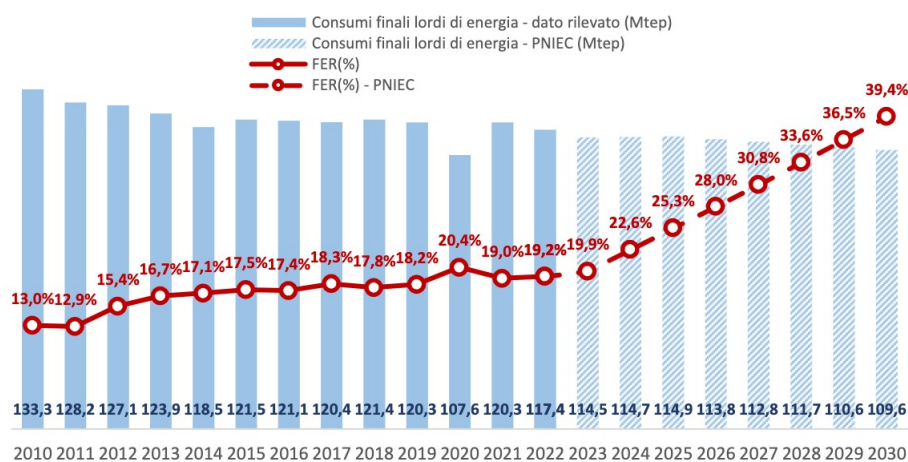


Figura 1.1: Traiettorie dei Consumi Finali Lordi complessivi di energia **[Smith]**

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2024 dell'Italia stabilisce obiettivi ambiziosi per il 2030, tra cui raggiungere una capacità di 131GW da fonti rinnovabili, con 79,2 GW dal solare e 28,1GW dall'eolico, 19.4 dall'idrico, 3.2 dalle bioenergie e 1 Giga watt da fonte geotermica **[Smith]**. Inoltre, il PNIEC prevede una riduzione significativa delle emissioni di gas serra e un aumento dell'efficienza energetica, promuovendo anche l'uso di biocarburanti e l'elettrificazione dei consumi finali **[Brown]**.

1.3 Principali fonti di energia rinnovabili

La potenza installata complessiva di fonti di energia rinnovabili fino al 2021 si può visualizzare nella Figura 1.3

Tra il 2007 e il 2021 la potenza efficiente lorda degli impianti di produzione elettrica da FER installati in Italia è aumentata da 22.331 MW a 57.979MW **[GSE]**.

1.3.1 Energia Idroelettrica

L'energia idroelettrica è una delle fonti di energia rinnovabile più consolidate in Italia. Grazie alla sua geografia montuosa e ai numerosi corsi d'acqua, l'Italia ha potuto sviluppare una significativa capacità idroelettrica. Questa fonte di energia è particolarmente apprezzata per la sua

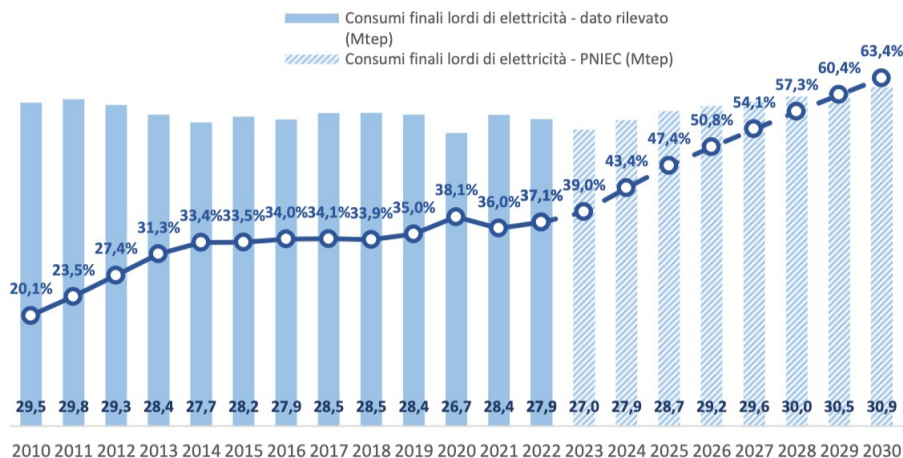


Figura 1.2: Traiettoria della quota FER elettrica [Fonte: RSE, GSE]

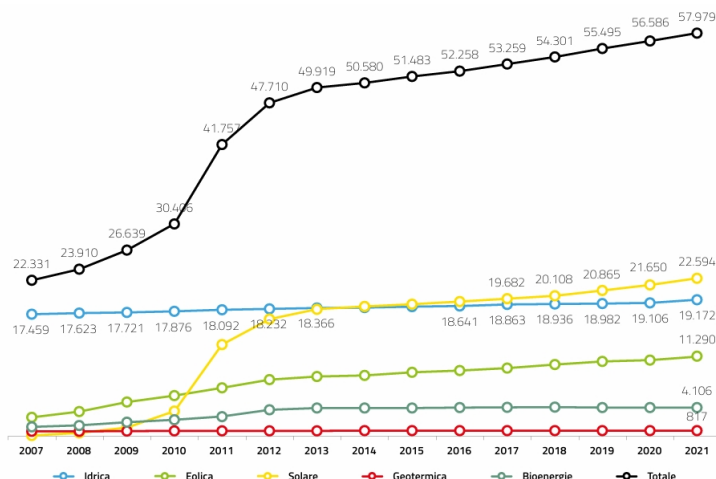


Figura 1.3: Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER (MW) [Fonte: GSE, Terna]

capacità di fornire una produzione stabile e continua, oltre a poter essere regolata rapidamente per rispondere alle variazioni della domanda. Tuttavia, la costruzione di nuove dighe può avere un impatto ambientale significativo e richiede un'attenta pianificazione per minimizzare gli effetti sugli ecosistemi locali.

L'energia idroelettrica è una delle fonti più rilevanti, con una potenza installata nel 2023 di circa 21,9 GW [EGP].

1.3.2 Energia Solare

L'energia solare ha visto una crescita esponenziale negli ultimi anni in Italia, grazie anche agli incentivi governativi e alla diminuzione dei costi dei pannelli fotovoltaici. Il clima mediterraneo del paese, con molte ore di sole all'anno, rende l'Italia particolarmente adatta per lo sviluppo di impianti solari. Questa fonte di energia è pulita e inesauribile, ma la sua produzione è intermittente e dipende dalle condizioni meteorologiche. L'integrazione di sistemi di accumulo energetico può aiutare a mitigare questi problemi, permettendo di immagazzinare l'energia

Classi di potenza	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
$P \leq 1$ MW	3.408	897	3.012
$1 \text{ MW} < P \leq 10$ MW	928	2.765	8.542
$P > 10$ MW	310	15.510	33.833
Totale	4.646	19.172	45.388

Figura 1.4: Dati di sintesi sugli impianti idroelettrici nel 2021 [Fonte: Terna, GSE]

Classi di potenza (kW)	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
$P \leq 3$	323.871	860	922
$3 < P \leq 20$	616.962	4.305	4.317
$20 < P \leq 200$	61.874	4.720	4.645
$200 < P \leq 1.000$	12.121	7.883	9.027
$P > 1.000$	1.255	4.826	6.128
Totale	1.016.083	22.594	25.039

Figura 1.5: Dati di sintesi sugli impianti fotovoltaici nel 2021. [Fonte: Terna, GSE]

prodotta durante le ore di sole per utilizzarla quando necessario.

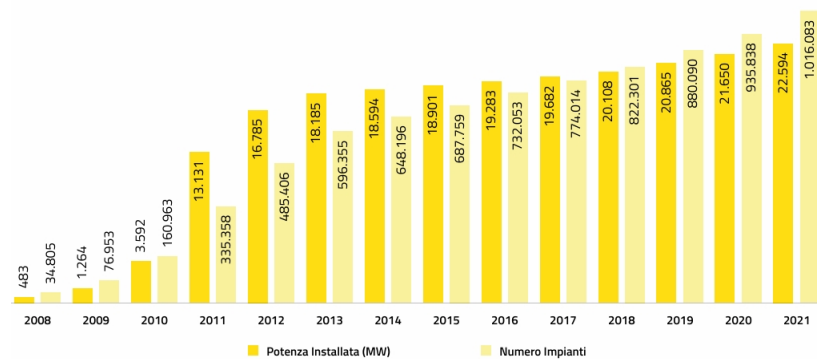


Figura 1.6: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici. [Fonte: Terna, GSE]

Il settore solare ha conosciuto un'espansione significativa, con 1,4 milioni di impianti e 27 GW di potenza installata fino al giugno 2023 [EGP].

1.3.3 Energia Eolica

Classi di potenza	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
$P \leq 1$ MW	5.259	532	843
$1 \text{ MW} < P \leq 10$ MW	131	720	1.327
$P > 10$ MW	341	10.038	18.757
Totale	5.731	11.290	20.927

Figura 1.7: Dati di sintesi sugli impianti eolici nel 2021. [Fonte: Terna, GSE]

L'energia eolica è un'altra fonte di energia rinnovabile in rapida crescita in Italia, soprattutto nelle regioni meridionali e nelle isole, dove le condizioni di vento sono più favorevoli. Gli impianti eolici possono generare grandi quantità di energia senza emissioni di gas serra, ma la loro produzione è anch'essa intermittente e dipende dalla disponibilità del vento. Inoltre, l'installazione di turbine eoliche può incontrare resistenze locali a causa dell'impatto visivo e del rumore. È importante quindi bilanciare lo sviluppo di questa tecnologia con le esigenze delle comunità locali.



Figura 1.8: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti eolici. [Fonte: Terna, GSE]

Gli impianti eolici sono prevalentemente situati nel sud del paese, beneficiando delle condizioni climatiche favorevoli [EGP].

1.3.4 Bioenergie

Classi di potenza	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
$P \leq 1$ MW	2.630	1.342	7.778
$1 \text{ MW} < P \leq 10$ MW	289	804	2.402
$P > 10$ MW	66	1.959	8.890
Totale	2.985	4.106	19.071

Figura 1.9: Dati di sintesi sugli impianti bioenergetici nel 2021. [Fonte: Terna, GSE]

Le bioenergie sfruttano la biomassa, che può includere rifiuti agricoli, forestali e urbani, per produrre energia. Questa fonte di energia è particolarmente importante in Italia, dove l'agricoltura e la silvicoltura sono settori chiave dell'economia. Le bioenergie possono contribuire a ridurre i rifiuti e a produrre energia in modo sostenibile, ma è essenziale garantire che la biomassa utilizzata provenga da fonti sostenibili per evitare impatti negativi sull'ambiente e sulla biodiversità. Le bioenergie si basano sulla conversione di biomassa sostenibile e rappresentano una parte importante del mix energetico [EGP].

1.3.5 Energia Geotermica

Classi di potenza	Numero	Potenza (MW)	Produzione (GWh)
$P \leq 20$ MW	27	433	3.088
$20 \text{ MW} < P \leq 40$ MW	3	115	793
$P > 40$ MW	4	269	2.033
Totale	34	817	5.914

Figura 1.10: Dati di sintesi sugli impianti geotermici nel 2021. [Fonte: Terna, GSE]

L'energia geotermica sfrutta il calore naturale del sottosuolo per generare elettricità e calore. In Italia, questa fonte di energia è particolarmente sviluppata in Toscana, una regione con una significativa attività geotermica. L'energia geotermica è una fonte di energia rinnovabile affidabile e continua, che può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni di gas serra. Tuttavia, l'estrazione del calore geotermico può comportare rischi geologici, come la subsidenza del terreno, e richiede un'attenta gestione per minimizzare questi rischi. Concentrata principalmente in Toscana, l'energia geotermica sfrutta il calore del sottosuolo per generare elettricità e calore [EGP].

1.3.6 Sfide della rete elettrica

Tutte queste FER devono essere gestite in maniera opportuna tramite sistemi di controllo che possano garantire la stabilità e la qualità del servizio elettrico; grandi sfide devono essere risolte tramite questi sistemi. L'integrazione di grandi quantità di energia rinnovabile nella rete elettrica italiana ed europea presenta numerosi sfide:

- Variabilità e Intermittenza: Le fonti di energia rinnovabile, come il solare e l'eolico, sono intrinsecamente variabili e intermittenti, il che rende difficile mantenere un equilibrio costante tra domanda e offerta di energia [Eu_Commi].
- Capacità di Trasmissione: La rete elettrica esistente spesso non ha la capacità necessaria per trasportare grandi quantità di energia rinnovabile dai punti di generazione, spesso situati in aree remote, ai centri di consumo [MSE].
- Congestione della Rete: La congestione della rete è un problema significativo, con oltre 500 GW di progetti eolici in attesa di connessione in Europa, causando ritardi e inefficienze [WindEurope].
- Stabilità del Sistema: L'integrazione di energie rinnovabili può influenzare la stabilità della frequenza e del voltaggio della rete, richiedendo soluzioni avanzate di controllo e regolazione [EU-SysFlex].
- Regolamentazione e Pianificazione: Le normative e i processi di autorizzazione spesso non sono allineati con gli obiettivi di espansione delle energie rinnovabili, causando ritardi e incertezze [Review_energy].

1.4 Controllo della Frequenza-Potenza

Il Controllo della Frequenza di Carico (LFC) è una tecnica cruciale per mantenere l'equilibrio tra la generazione e la domanda di elettricità, assicurando che la frequenza del sistema si

mantenga entro limiti accettabili. Il Load Frequency Control (LFC) è essenziale per mantenere la stabilità della frequenza in sistemi interconnessi, specialmente in scenari con carichi dinamici [Singh]. In una rete elettrica, la frequenza nominale (50 Hz o 60 Hz) deve essere mantenuta entro stretti limiti (± 0.5 Hz) per evitare danni alle apparecchiature, malfunzionamenti di dispositivi sincroni (come motori e orologi elettrici) e instabilità del sistema. La frequenza è direttamente legata al bilancio tra potenza attiva generata e potenza attiva consumata: uno squilibrio tra queste due quantità causa una deviazione di frequenza. Il LFC agisce regolando la generazione di potenza per compensare le variazioni di carico, mantenendo così la frequenza e il flusso di potenza tra aree interconnesse entro valori accettabili.

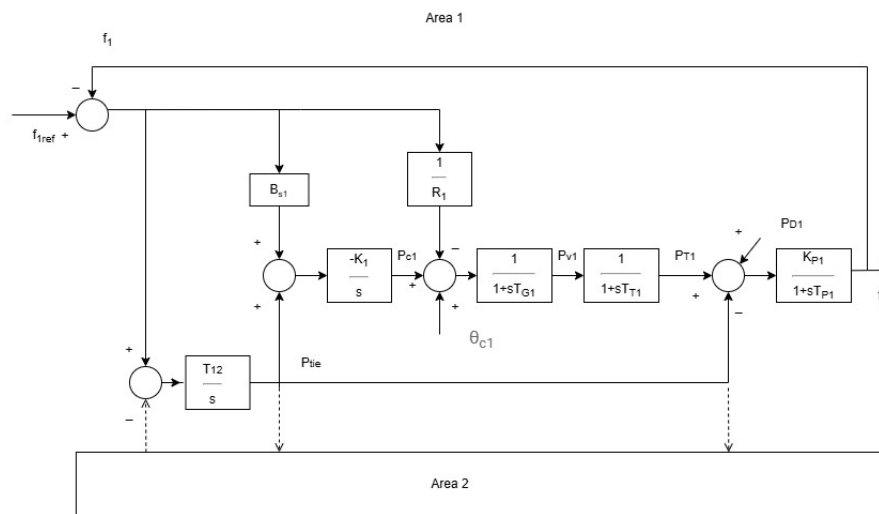


Figura 1.11: Diagramma di Controllo LFC per due aree

Nei sistemi multi-area, come un sistema a due aree collegato da una linea di interconnessione (tie-line), il LFC non solo stabilizza la frequenza in ciascuna area, ma controlla anche lo scambio di potenza tra le aree, prevenendo sovraccarichi e garantendo un funzionamento coordinato.

1.5 Impatto delle RES sul Load Frequency Control

Il LFC è gestito attraverso un sistema gerarchico che coinvolge regolatori primari (governatori delle turbine) e secondari (centrali pilota). Tuttavia, l'integrazione massiccia di RES ha alterato i tradizionali flussi di potenza, introducendo disturbi a rateo variabile. Ad esempio, le rapide variazioni della produzione fotovoltaica durante i transitori nuvolosi (cloud-passing) generano gradienti di potenza fino a 1 GW/min, critici per i meccanismi di risposta automatica [Bompard].

Uno studio condotto da Bignucolo et al. (2021) su reti regionali italiane ha dimostrato che, in assenza di strategie avanzate di controllo, le deviazioni di frequenza superano frequentemente i ± 0.2 Hz, avvicinandosi ai limiti di sicurezza definiti da Terna (± 0.5 Hz) [Bignucolo]. Ciò richiede l'adozione di soluzioni in grado di modulare i set-point delle centrali termiche e delle batterie per compensare le fluttuazioni senza sovraccaricare gli attuatori.

Dentro questo contesto, la stabilizzazione della frequenza di rete si posiziona come una delle problematiche più critiche, storicamente gestita attraverso sistemi come il LFC. Tuttavia,



la natura discontinua e non controllabile delle RES mina l'efficienza dei metodi di regolazione tradizionali, rendendo necessario lo sviluppo di architetture di controllo innovative, capaci di adattarsi a scenari dinamici e imprevedibili. In contesti dominati da impianti termoelettrici o idroelettrici, i disturbi al sistema erano tipicamente gradualmente e gestibili mediante modelli lineari e controlli proporzionali-integrali (PI). Con la diffusione delle RES, invece, le oscillazioni diventano più frequenti, erratiche e di maggiore intensità, sia a causa della variabilità meteorologica delle fonti sia della ridotta inerzia delle reti moderne, legata alla minore presenza di generatori sincroni. Questi fattori generano disturbi a rateo limitato (rate-bounded disturbances), caratterizzati da variazioni progressive ma con gradienti elevati nel tempo, difficili da compensare per i sistemi convenzionali senza provocare sovraccarichi negli attuatori o peggioramenti delle prestazioni complessive.

In questo scenario, l'implementazione di un Rate Bounded Disturbance Command Offset Governor (RBD-COG) si delinea come una strategia efficace per affrontare le criticità del LFC in reti ad alta penetrazione di RES. Questo metodo si basa sull'introduzione di un livello aggiuntivo di controllo, sovrapposto a logiche preesistenti (come regolatori PID), che agisce modificando i set-point di riferimento in modo dinamico. L'obiettivo è contenere l'impatto dei disturbi entro soglie accettabili, rispettando i limiti fisici e operativi degli attuatori. A differenza di approcci come il robust control o l'adaptive control, il RBD-COG non necessita di una revisione completa dell'infrastruttura di controllo, ma opera in sinergia con essa, migliorando la risposta transitoria e minimizzando il rischio di saturazione degli elementi attuativi.

L'importanza di tali soluzioni è amplificata dall'evoluzione delle reti elettriche moderne, sempre più caratterizzate da microgrid, veicoli elettrici (EV) e carichi sensibili, che richiedono standard elevati di affidabilità e qualità dell'energia. In assenza di meccanismi di controllo avanzati, le fluttuazioni di frequenza potrebbero diventare ricorrenti, con conseguenti interruzioni di servizio, usura accelerata delle infrastrutture o, in casi estremi, collassi sistemici. Il RBD-COG, mitigando il rateo di variazione dei disturbi, contribuisce a preservare la stabilità della rete anche sotto condizioni di stress elevato, prolungando la durata dei componenti e favorendo l'integrazione di ulteriori capacità rinnovabili.

Questa tesi ambisce a esplorare in modo approfondito i benefici del RBD-COG nella gestione delle problematiche legate alla generazione da RES, confrontandolo con approcci alternativi e verificandone l'efficacia mediante simulazioni numeriche in contesti realistici. Attraverso un'analisi delle limitazioni del LFC tradizionale in reti ad alta penetrazione rinnovabile, si dimostrerà come il controllo a rateo limitato costituisca non solo un avanzamento tecnologico, ma anche un elemento abilitante per la transizione energetica, in linea con i principi di sostenibilità e resilienza che guidano lo sviluppo delle smart grid del XXI secolo.

1.6 Prospettive Future e Smart Grid

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2030 prevede di raggiungere il 55% di rinnovabili nel consumo elettrico, puntando su accumuli a batteria, idrogeno verde e demand response [MSE2020]. Tuttavia, come evidenziato da Giannitrapani et al. (2022), il successo di questa transizione dipenderà dalla capacità di modernizzare le reti, rendendole "intelligenti" attraverso l'uso di sensori avanzati, algoritmi di controllo predittivo e piattaforme di gestione decentralizzata [Giannitrapani].

In tale contesto, progetti pilota come la "Supergrid" pugliese o la sperimentazione di microgrid ibride a Milano rappresentano modelli virtuosi per testare tecnologie come il RBD-COG in scenari reali, combinando resilienza e sostenibilità [Rossi2023].



Finanziato
dall'Unione europea
NextGenerationEU



Capitolo 2

Algoritmi di controllo

2.1 Modellazione del Sistema LFC

All'interno del modello matematico si analizza il bilancio fra potenza e frequenza, il modello matematico delle linee di trasmissione e l'errore dell'area di controllo.

2.1.1 Bilancio di Potenza e Dinamica della Frequenza

La relazione fondamentale che lega la variazione di frequenza Δf allo squilibrio di potenza è

$$\Delta P_G - \Delta P_D = \frac{2H}{f_0} \frac{d(\Delta f)}{dt} + B\Delta f \quad (2.1)$$

dove

- ΔP_G : Variazioni di potenza generata.
- ΔP_D : Variazioni di potenza richiesta dal carico.
- H : Costante di inerzia del sistema.
- B : Coefficiente di smorzamento.
- f_0 : Frequenza nominale

2.1.2 Modello della Tie-Line

La potenza scambiata tra due aree interconnesse dipende dalla differenza di fase ($\delta_1 - \delta_2$) delle tensioni alle estremità

$$P_{tie,1} = \frac{|V_1||V_2|}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.2)$$

Per piccole deviazioni, si può linearizzare e si ottiene

$$\Delta P_{tie,1}(s) = \frac{2\pi T_{12}}{s} (\Delta F_1(s) - \Delta F_2(s)) \quad (2.3)$$

dove

- T_{12} : Coefficiente di sincronizzazione.
- $\Delta F_1, \Delta F_2$: Deviazioni di frequenza nelle aree 1 e 2.

2.1.3 Area Control Error

L'errore di controllo di area combina l'errore di frequenza e lo squilibrio di potenza sulla tie-line:

$$ACE_1 = \Delta P_{tie,1} + b_1 \Delta F_1 \quad (2.4)$$

dove

- b_1 : Bias di frequenza.

2.1.4 Control Integrale (I)

Agisce sull'errore accumulato nel tempo

$$\Delta P_c = -K_i \int ACE dt \quad (2.5)$$

elimina l'errore a regime, ma può introdurre oscillazioni.

2.2 Command Governor

Il Command Governor (CG) è una strategia di controllo avanzata progettata per gestire sistemi dinamici soggetti a vincoli operativi, come limiti fisici su variabili di stato, attuatori o uscite. A differenza dei controllori tradizionali, il CG agisce come un "supervisore" che modifica in tempo reale i segnali di riferimento forniti al sistema, garantendo che i vincoli non vengano violati durante il funzionamento, anche in presenza di disturbi o incertezze.

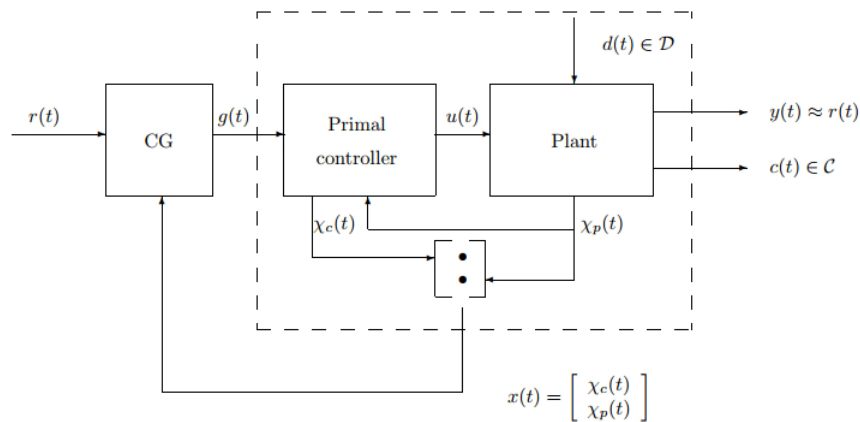


Figura 2.1: Schema base del CG

Dato l'impianto nella forma di spazio di stati, tramite (2.6)

$$\begin{cases} x(t+1) = \Phi x(t) + Gg(t) + G_d d(t) \\ y(t) = H_y x(t) \\ c(t) = H_c x(t) + Lg(t) + L_d d(t) \end{cases} \quad (2.6)$$

Le variabili rappresentano in particolare

- $x(t) \in \mathbb{R}^n$: stato del sistema (include stati dell'impianto e del compensatore).
- $g(t) \in \mathbb{R}^m$: uscita del CG, versione modificata del riferimento $r(t)$.
- $d(t) \in \mathbb{R}^{n_d}$: disturbo esogeno limitato in $\mathcal{D}$, $\forall t \in \mathcal{Z}^+$ insieme convesso e compatto, tale che $0_{n_d} \in \mathcal{D}$.
- $y(t) \in \mathbb{R}^m$: uscita che deve inseguire il set-point $r(t)$.
- $c(t) \in \mathbb{R}^{n_c}$: vettore vincolato, con $c(t) \in \mathcal{C}$ (insieme convesso compatto), $\forall t \in \mathcal{Z}^+$.

Per un sistema di controllo CG si hanno le seguenti assunzioni

- Il sistema (2.6) è asintoticamente stabile.
- Il sistema (2.6) è offset-free, ciò che significa

$$H_y(I - \Phi)^{-1}G = I_m. \quad (2.7)$$

2.2.1 Il problema del Command Governor

Il problema del CG è quello di trovare ad ogni istante di tempo t , un comando $g(t) = g(x(t), r(t))$, che sia la migliore approssimazione di $r(t)$, garantendo $c(t) \in \mathcal{C}$ per tutti i disturbi $d(t) \in \mathcal{D}$, $\forall t \in \mathcal{Z}^+$. Tuttavia, è necessario che

- $g(t) \rightarrow \bar{r}$ per qualsiasi $r(t) \rightarrow r$, dove $\bar{r}$ sia la migliore approssimazione di r .
- Il CG abbia un tempo di assestamento finito.

Per linearità sugli stati si possono separare gli effetti prodotti dalle condizioni iniziali dagli effetti prodotti dai disturbi. Cioè $x(t) = \bar{x}(t) + \tilde{x}(t)$, dove $\bar{x}$ è la componente disturbance free che dipende dallo stato iniziale e dall'ingresso e $\tilde{x}$ la componente dipendente dei disturbi. Per un comando costante $g(t) \equiv w$, le soluzioni stazionarie sono

$$\begin{aligned} \bar{x}_w &:= (I_n - \Phi)^{-1}Gw \\ \bar{y}_w &:= H_y \bar{x}_w \\ \bar{c}_w &:= H_c \bar{x}_w + Lw, \end{aligned} \quad (2.8)$$

2.2.2 Ricorsione degli insiemi

Considerando le seguenti ricorsioni, definiamo le restrizioni non conservative di $\mathcal{C}$:

$$\begin{aligned} \mathcal{C}_0 &:= \mathcal{C} \sim L_d \mathcal{D}, \\ \mathcal{C}_k &:= \mathcal{C} \sim H_c \Phi^{k-1} G_d \mathcal{D} \\ \mathcal{C}_\infty &:= \bigcap_{k=0}^{\infty} \mathcal{C}_k, \end{aligned} \quad (2.9)$$

dove $\sim$ sta per indicare la differenza di Minkowski. per $\delta > 0$, definiamo

$$\begin{aligned}\mathcal{C}^\delta &:= \mathcal{C}_\infty \sim \mathcal{B}_\delta, \\ \mathcal{W} &:= \{w \in \mathbb{R}^m : \bar{c}_w \in \mathcal{C}^\delta\},\end{aligned}\tag{2.10}$$

dove $\mathcal{B}_\delta$ è una sfera di raggio δ . Inoltre, $\mathcal{W}^\delta$ è l'insieme dei comandi che soddisfano i vincoli con margine δ .

2.2.3 Insieme ammissibile $\mathcal{V}(x)$

L'idea è quella di scegliere ad ogni istante di tempo un comando virtuale capace di soddisfare i vincoli su un orizzonte di tempo semi infinito e la distanza con il valore costante di riferimento sia minima, quindi l'insieme $\mathcal{V}(x)$ è definito come:

$$\mathcal{V}(x) = \{w \in \mathcal{W}^\delta : \bar{c}(k, x, w) \in \mathcal{C}_k, \forall k \in \mathbb{Z}_+\}\tag{2.11}$$

dove $\bar{c}(k, x, w) = H_c(\Phi^k x + \sum_{i=0}^{k-1} \Phi^{k-i-1} Gw) + Lw$

2.2.4 Selezione del comando CG

Il Command Governor sceglie ad ogni istante di tempo un comando $g(t)$ risolvendo un problema di minimizzazione vincolata

$$g(t) = \arg \min_{w \in \mathcal{V}(x(t))} \|w - r(t)\|_\Psi^2\tag{2.12}$$

con $\Psi = \Psi^T > 0$., una matrice simmetrica positiva.

2.2.5 Proprietà del Command Governor

Teorema Sotto le assunzioni (2.6) e (2.7) e considerando $\mathcal{V}(x)$ come un insieme non vuoto, allora

1. Il minimizzatore in (2.12) esiste ed è unico
2. L'insieme $\mathcal{V}(x)$ è finitamente determinato: esiste un orizzonte k_0 tale che se $\bar{c}(k, x, w) \in \mathcal{C}$ per $k \leq k_0$, allora vale per tutti $k \geq 0$
3. I vincoli $c(t) \in \mathcal{C}$ sono rispettati per ogni t .
4. Il sistema è asintoticamente stabile. Se $r(t) \equiv r$, $g(t)$ converge a $\hat{r}$, la migliore approssimazione ammissibile di r .

2.2.6 Vincoli lineari: caso senza disturbo

I dettagli computazionali per la progettazione e implementazione della strategia CG nel caso in cui non siano presenti disturbi $d(t) = 0, \forall t$ si dettagliano in questa sezione; I vincoli lineari sono presentati come

$$c(t) \in \mathcal{C} \Leftrightarrow \mathcal{C} := \{c \in \mathbb{R}^{n_c} : Tc \leq g\}\tag{2.13}$$

dove:

$$T = \begin{bmatrix} T_1^T \\ T_2^T \\ \vdots \\ T_z^T \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{z \times n_c}, g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_z \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^z \quad (2.14)$$

con $z \geq n_c$ e $\text{rank}(T) = n_c$. Per quanto riguarda il calcolo di $\mathcal{C}^\delta$ e $\mathcal{W}^\delta$ nel caso in cui il disturbo non è presente, gli insiemi $\mathcal{C}_k$ coincidono con $\mathcal{C}$. L'insieme $\mathcal{C}^\delta$ è definito come

$$\mathcal{C}^\delta = \mathcal{C} \sim \mathcal{B}_\delta = \{c \in \mathbb{R}_c^n : T_i^T c \leq g_i - \delta \sqrt{T_i^T T_i}, i = 1, \dots, z\} \quad (2.15)$$

L'insieme $\mathcal{W}^\delta$ dei comandi ammissibili diventa

$$\mathcal{W}^\delta = \{w \in \mathbb{R}^m : T(H_c(I - \Phi)^{-1}G + L)w \leq g - \delta \begin{bmatrix} \sqrt{T_1^T T_1} \\ \vdots \\ \sqrt{T_z^T T_z} \end{bmatrix}\} \quad (2.16)$$

A partire dell'insieme dei comandi ammissibile si ottiene l'insieme dei comandi virtuali

$$\mathcal{V}(x) = \{w \in \mathcal{W}^\delta : TH_c\Phi_x^k x + TR_k^c w \leq g, k = 0, \dots, \bar{k}\} \quad (2.17)$$

dove

$$R_k^c = H_c \left(\sum_{i=0}^{k-1} \Phi^i G \right) + L \quad (2.18)$$

e $\bar{k}$ è l'orizzonte dei vincoli, determinato tramite un algoritmo iterativo che verifica la non violazione dei vincoli su un orizzonte finito. Dopo questi preliminari, possiamo definire il problema di ottimizzazione quadratica a risolvere della seguente forma

$$g(t) = \arg \min_w (w - r(t))^T \Psi (w - r(t)) \quad (2.19)$$

soggetto a

$$\begin{cases} TH_c\Phi^k x(t) + TR_k^c w \leq g, k = 0, \dots, \bar{k} \\ T(H_c(I - \Phi)^{-1}G + L)w \leq g - \delta \begin{bmatrix} \sqrt{T_1^T T_1} \\ \vdots \\ \sqrt{T_z^T T_z} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (2.20)$$

2.2.7 Vincoli lineari: caso con disturbo

Quando i disturbi $d(t) \in \mathcal{D}$ sono presenti, con $D := \{d \in \mathbb{R}^{n_d} : Ud \leq h\}$, gli insiemi $\mathcal{C}_k$ vengono calcolati ricorsivamente

$$\begin{aligned} \mathcal{C}_0 &= \mathcal{C} \sim L_d \mathcal{D} = \{c : T_i^T c \leq g_i - \sup_{d \in \mathcal{D}} T_i^T L_d d\} \\ \mathcal{C}_k &= \mathcal{C}_{k-1} \sim H_c \Phi^{k-1} G_d \mathcal{D} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Per quanto riguarda l'insieme di approssimazione di $\mathcal{C}_\infty$ si calcola evitando iterazioni infinite tramite un insieme $\mathcal{C}_\infty(\epsilon)$ tale che:

$$\mathcal{C}_\infty \subset \mathcal{C}_\infty(\epsilon) \subset \mathcal{C}_\infty + \mathcal{B}_\epsilon \quad (2.22)$$

dove k_ϵ rappresenta il numero di passi scelto per garantire

$$d_{max} \cdot \bar{\sigma}(H_c) \cdot \bar{\sigma}(G_d) \cdot M \sum_{i=k_\epsilon}^{\infty} \lambda^i \leq \epsilon \quad (2.23)$$

e viene calcolato tramite

$$k_\epsilon = \frac{\log \epsilon + \log(1 - \lambda) [\bar{\sigma}(H_c) \cdot \bar{\sigma}(G_d)] \cdot M d_{max}}{\log \lambda} \quad (2.24)$$

L'insieme $\mathcal{C}_\infty$ diventa

$$\mathcal{C}_\infty^\delta(\epsilon) = (\mathcal{C}_{k_\epsilon} \sim \mathcal{B}_\epsilon) \sim \mathcal{B}_\delta \quad (2.25)$$

$$\mathcal{C}_\infty^\delta(\epsilon) = \{c \in \mathbb{R}^{n_c} : T_i' c \leq g^{k_\epsilon} - (\epsilon + \delta) \begin{bmatrix} \sqrt{T_i^T T_1} \\ \vdots \\ \sqrt{T_z^T T_z} \end{bmatrix}\} \quad (2.26)$$

Per quanto riguarda l'insieme dei comandi ammissibili, questo si calcola tramite la definizione

$$\mathcal{W}^\delta = \{w : T(H_c(I - \Phi)^{-1}G + L)w \leq g^{k_\epsilon} - (\epsilon + \delta) \begin{bmatrix} \sqrt{T_i^T T_1} \\ \vdots \\ \sqrt{T_z^T T_z} \end{bmatrix}\} \quad (2.27)$$

Il problema di ottimizzazione CG include adesso i vincoli

$$TH_c \Phi^k x(t) + TR_k^c w \leq g^k, k = 0, \dots, \bar{k}. \quad (2.28)$$

che rappresenta una condizione predittiva per garantire che le variabili vincolate $c(t)$ rimangano entro limiti ammissibili durante i transitori, nonostante disturbi o incertezze.

2.2.8 Algoritmo per l'orizzonte dei vincoli

La determinazione di $\bar{k}$ avviene tramite

1. Inizializzazione: $k=1$
2. Verifica: Se $G_k(j) \leq 0$ per tutti $j = 1, \dots, z$, allora $\bar{k} = k$
3. Aggiornamento: $k = k+1$, ripete dal passo 2.

dove $G_k(j)$ è definito come

$$G_k(j) = \max_{x,w} T_j^T \bar{c}(k, x, w) - g_j^k \quad (2.29)$$

soggetto a

$$T_j^T \bar{c}(i, x, w) \leq g_j^i, i < k. \quad (2.30)$$

In questo modo si trova il minimo orizzonte temporale finito necessario per garantire che i vincoli siano rispettati per sempre.

2.3 Command Offset Governor

Il COG è una strategia di controllo sovrapposto (override control) per sistemi dinamici vincolati. A differenza del Command Governor classico (CG), che agisce solo sul riferimento $r(t)$, il COG introduce due gradi di libertà

1. Riferimento riconfigurabile $g(t)$: Modifica il set point $r(t)$ in ingresso al controllore primario (PI, LQR).
2. Offset di controllo $\theta(t)$: Inietta un segnale correttivo diretto sull'azione di controllo $u(t)$ del regolatore primario.

Si consideri il sistema lineare tempo-invariante dell'impianto regolato dal controllore primario:

$$\begin{cases} x(t+1) = \Phi x(t) + G_g g(t) + G_\theta \theta(t) + G_d d(t) \\ y(t) = H_y x(t) \\ c(t) = H_c x(t) + L_g g(t) + L_\theta \theta(t) + L_d d(t) \end{cases} \quad (2.31)$$

Le variabili rappresentano in particolare

- $x(t) \in \mathbb{R}^n$: il vettore di stato del sistema (include stati dell'impianto e del compensatore).
- $g(t) \in \mathbb{R}^m$: uscita del CG, versione modificata del riferimento $r(t)$.
- $\theta(t) \in \mathbb{R}^m$: è un offset regolabile applicato all'ingresso di controllo nominale. Assumiamo che sia selezionato da un insieme convesso e compatto Θ dato, con $0_m \in \text{int}\Theta$
- $d(t) \in \mathbb{R}^{n_d}$: disturbo esogeno limitato in $\mathcal{D}$, $\forall t \in \mathcal{Z}^+$ insieme convesso e compatto, tale che $0_{n_d} \in \mathcal{D}$.
- $y(t) \in \mathbb{R}^m$: uscita da far inseguire a $r(t)$.
- $c(t) \in \mathbb{R}^{n_c}$: vettore vincolato, con $c(t) \in \mathcal{C}$ (insieme convesso compatto), $\forall t \in \mathcal{Z}^+$.

Per un sistema di controllo COG si hanno le seguenti assunzioni

- Φ è una matrice stabile
- Il sistema (2.31) è offset-free, ciò che significa

$$H_y(I - \Phi)^{-1}G_g = I_m. \quad (2.32)$$

Mettendo la matrice degli ingressi insieme alla matrice corrispondente agli spostamenti di controllo $\theta(t)$

$$\begin{cases} x(t+1) = \Phi x(t) + Gz(t) + G_d d(t) \\ y(t) = H_y x(t) \\ c(t) = H_c x(t) + Lz(t) + L_d d(t) \end{cases} \quad (2.33)$$

in cui $z(t) = \begin{bmatrix} g(t) \\ \theta(t) \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{2m}$ rappresenta l'uscita del ROG, pertanto G e L sono composte come

$$G = [G_g G_\theta], L = [L_g L_\theta] \quad (2.34)$$

2.3.1 Il problema del Command Offset Governor

Il problema del ROG consiste nel generare, ad ogni istante temporale t , il comando $z(t)$ come una funzione statica dello stato corrente $x(t)$ e del riferimento $r(t)$

$$z(t) := z(x(t), r(t)) \quad (2.35)$$

in modo che, sotto opportune condizioni, i vincoli $c(t) \in \mathcal{C}$ siano soddisfatti per tutte le possibili sequenze di disturbo $d(t) \in \mathcal{D}$ e si raggiunga $y(t) \approx r(t)$.

Si richiede; inoltre, anche come nel caso del Command Governor

- $g(t) \rightarrow \hat{r}$ e anche $\theta(t) \rightarrow 0_m$ per qualsiasi $r(t) \rightarrow r$, dove $\hat{r}$ sia la migliore approssimazione di r .
- Il COG abbia un tempo di assestamento finito.

Simile al CG, data la linearità, è possibile separare gli effetti delle condizioni iniziali e degli ingressi da quelli dei disturbi, soddisfacendo (2.8) e aggiungendo il vettore corrispondente a θ , si ha

$$\begin{aligned} \bar{x}_z &:= (I_n - \Phi)^{-1} G w \\ \bar{y}_z &:= H_y \bar{x}_z \\ \bar{c}_z &:= H_c \bar{x}_z + L z, \end{aligned} \quad (2.36)$$

2.3.2 Ricorsione degli insiemi

La ricorsione degli insiemi ha la stessa struttura del CG descritta in (2.9). L'insieme $\mathcal{C}_\delta$ per $\delta > 0$, definiamo

$$\begin{aligned} \mathcal{C}^\delta &:= \mathcal{C}_\infty \sim \mathcal{B}_\delta, \\ \mathcal{W}^\delta &:= \{z \in \mathbb{R}^{2m} : \bar{c}_z \in \mathcal{C}^\delta\}, \end{aligned} \quad (2.37)$$

dove $\mathcal{B}_\delta$ è una sfera di raggio δ centrata nell'origine. Inoltre, $\mathcal{W}^\delta$ è l'insieme dei comandi che soddisfano i vincoli con margine δ .

2.3.3 Insieme ammissibile $\mathcal{V}(x)$

L'idea è quella di scegliere ad ogni istante di tempo un vettore virtuale $z(\cdot) \equiv z$ capace di soddisfare i vincoli su un orizzonte di tempo semi infinito; inoltre, è richiesto che l'offset sulla legge di controllo e la distanza tra il riferimento di comando $g(t)$ e la distanza con il valore costante $r(t)$ di riferimento sia minima, quindi l'insieme $\mathcal{V}(x)$ è definito come

$$\mathcal{V}(x) = \{z \in \mathcal{W}^\delta : \bar{c}(k, x(t), z) \in \mathcal{C}_k, \forall k \in \mathbb{Z}_+\} \quad (2.38)$$

dove $\bar{c}(k, x(t), z) = H_c(\Phi^k x(t) + \sum_{i=0}^{k-1} \Phi^{k-i-1} G z) + L z$, deve essere intesa come l'evoluzione virtuale libera da disturbi al tempo k del vettore vincolato a partire dalla condizione iniziale $x(t)$ al tempo zero sotto il comando costante $z(\cdot) \equiv z$.

2.3.4 Selezione del comando COG

Il Command Offset Governor sceglie ad ogni istante di tempo un comando $g(t)$ risolvendo un problema di minimizzazione di una funzione di costo soggetta a vincoli

$$z(t) = \arg \min_{z \in \mathcal{V}(x(t))} \|g - r\|_{\Psi_g}^2 + \|\theta\|_{\Psi_\theta}^2 \quad (2.39)$$

con $\Psi_g = \Psi_g^T > 0_m$, $\Psi_\theta = \Psi_\theta^T > 0_m$. e $\|v\|_\Psi := v^T \Psi v$.

2.3.5 Proprietà del Command-Offset Governor

Teorema 1 Sotto le assunzioni (2.31) e (2.32) e considerando $\mathcal{V}(0)$ come un insieme non vuoto, allora

1. Il minimizzatore in (2.39) esiste ed è unico
2. L'insieme $\mathcal{V}(x)$ è finitamente determinato: esiste un orizzonte k_0 tale che se $\bar{c}(k, x, z) \in \mathcal{C}$ per $k \leq k_0$, allora vale per tutti $k \geq 0$
3. I vincoli $c(t) \in \mathcal{C}$ sono rispettati per ogni t .
4. Il sistema è asintoticamente stabile. Se $r(t) \equiv r$, $\lim_{t \rightarrow \infty} \theta(t) = 0_m$ e $g(t)$ converge o a r o alla sua migliore approssimazione ammissibile a regime $\bar{r}$, con

$$\hat{z} := \begin{bmatrix} \hat{r} \\ 0_m \end{bmatrix} := \arg \min_{z \in \mathcal{W}_\delta} J(z, r) \quad (2.40)$$

Di conseguenza, per la condizione offset-free (2.32), $\lim_{t \rightarrow \infty} \bar{y} = \hat{r}$, dove $\hat{y}$ è la componente libera da disturbi di y .

2.3.6 Differenze fra CG e COG

Nella tabella 2.1 possiamo trovare alcune caratteristiche che differenziano il CG e il COG.

2.4 Rate Bounded Disturbance - Command Offset Governor

Il RBD-COG è un controllore che consente di dividere i disturbi in sottoinsiemi più piccoli in modo tale da essere gestiti e controllati tramite un insieme di controllori COG disegnati per ogni livello di disturbo. A questo fine si definisce un concetto di sequenza a tasso limitato.

Una sequenza di vettori in $\mathbb{R}^n$, denotata da $\{d(t)\}$, è detta a tasso limitato se esiste una costante positiva Δ tale che per tutti $t \geq 0$

$$\|d(t+1) - d(t)\| \leq \Delta \quad (2.41)$$

dove $\|\cdot\|$ è una norma appropriata su $\mathbb{R}^n$.



Caratteristica	Command Governor CG	Command Offset Governor
Gradi di libertà	$1g(t)$	$2(g(t) + \theta(t))$
Impatto sul controllo	Altera l'operazione nominale (modifica $r(t)$)	Preserva l'operazione nominale (agisce su $u(t)$)
Prestazioni nominali	Ridotte (anticipo preventivo sui vincoli)	Massime (nessuna modifica a vincoli inattivi)
Complessità computazionale	Minore (ottimizzazione su $\mathbb{R}^m$)	Maggiore (ottimizzazione su $\mathbb{R}^{2m}$)
Robustezza	Media (sensibile a errori di modello)	Elevata (compensa errori tramite offset)
Set di ammissibilità	$\mathcal{V}(x) \subset \mathcal{W}^\delta$	$\mathcal{V}(x) \subset \mathcal{W}_\delta$ più ampio
Termine di costo	$\ g - r\ _{\Psi}^2$	$\ g - r\ _{\Psi}^2 + \ \theta\ _{\Psi_\theta}^2$

Tabella 2.1: Differenze fra CG e COG

Il RBD-COG si costruisce a partire da un COG normale, cioè, considerando il sistema lineare tempo-invariante dell'impianto regolato e dal controllore primario (2.42).

$$\begin{cases} x(t+1) = \Phi x(t) + Gw(t) + d(t) \\ y(t) = H_y x(t) \\ c(t) = H_c x(t) + Lw(t) \end{cases} \quad (2.42)$$

Le variabili rappresentano in particolare

- $x(t) \in \mathbb{R}^n$: il vettore di stato del sistema (include stati dell'impianto e del compensatore).
- $w(t) = [g^T(t), \theta^T(t)]^T \in \mathbb{R}^{p+m}$: vettore che rappresenta l'azione di controllo.
- $g(t) \in \mathbb{R}^m$: uscita del COG, è la versione modificata ammissibile del riferimento $r(t)$.
- $\theta(t) \in \mathbb{R}^p$: è un offset aggiustabile dentro del segnale di controllo che si assume sia selezionato da un insieme convesso e compatto Θ dato, con $0_m \in \text{int}\Theta$.
- $y(t) \in \mathbb{R}^m$: è l'uscita del sistema, la quale deve inseguire il riferimento $r(t)$.
- $c(t) \in \mathbb{R}^{n_c}$: è un vettore vincolato, con $c(t) \in \mathcal{C}, \forall t \in \mathbb{Z}_+$ dove $\mathcal{C}$ è un insieme convesso compatto.
- $d(t) \in \mathbb{R}^{n_d}$: disturbo esogeno limitato in $\mathcal{D}, \forall t \in \mathbb{Z}^+$ insieme convesso e compatto, tale che $0_{n_d} \in \mathcal{D}$.

Con $d(t)$ una sequenza di ingresso esogeno non misurabile. Questa sequenza è contenuta in $\mathcal{D}$ e ha ampiezza a tasso limitato, ovvero soddisfa la seguente disuguaglianza:

$$|||d(t+1)|| - ||d(t)||| \leq \bar{\Delta}_d, \forall t \in \mathbb{Z}_+ \quad (2.43)$$

Si usano le due assunzioni fatte sul COG (2.32) per quanto riguarda la matrice Φ e il sistema offset free.

2.4.1 Il problema del RBD-COG

Il problema a risolvere da parte di un controllore RBD-COG è cercare ad ogni istante di tempo t , una sequenza $w(t)$ la quale è la migliore approssimazione di $[r^T(t), 0_m^T]^T$, in modo che, d'accordo a certe condizioni, i vincoli $c(t) \in \mathcal{C}$ siano soddisfatti per tutte le possibili realizzazioni del disturbo $d(\cdot) \in \mathcal{D}$ sotto l'azione di questa sequenza $w(t)$, dove:

$$w(t) = [g^T(t), \theta^T(t)]^T \in \mathbb{R}^{p+m} \quad (2.44)$$

Come nel COG base, per la linearità si ha

$$\bar{x}(t) := \Phi^t x(0) + \sum_{i=0}^{t-1} \Phi^{t-i-1} Gw \quad (2.45)$$

che corrisponde alla componente libera dai disturbi e (2.46)

$$\hat{x}(t) := \sum_{i=0}^{t-1} \Phi^{t-i-1} d \quad (2.46)$$

la componente che dipende nettamente dal disturbo.

L'idea è quella di scegliere ad ogni istante di tempo un vettore virtuale costante $w(\cdot)$ capace di soddisfare i vincoli su un orizzonte di tempo semi infinito; inoltre, è richiesto che l'offset sulla legge di controllo e che la distanza tra il vettore di comando $g(t)$ e la distanza con il valore costante $r(t)$ di riferimento siano minime.

2.4.2 Ricorsione degli insiemi

La ricorsione degli insiemi ha la struttura del CG descritta in (2.9). L'insieme $\mathcal{C}_\infty$ si trova quindi

$$\begin{aligned}\mathcal{C}_0 &:= \mathcal{C} \\ \mathcal{C}_k &:= \mathcal{C} \sim \Xi_k \\ \mathcal{C}_\infty &:= \mathcal{C} \sim \Xi_\infty\end{aligned}\tag{2.47}$$

dove:

$$\begin{aligned}\Xi_1 &:= H_c \mathcal{D} \\ \Xi_k &:= \Xi_{k-1} \oplus H_c \Phi^{k-1} \mathcal{D}, k > 1\end{aligned}\tag{2.48}$$

con Ξ_∞ che rappresenta il limite di Hausdorff della sequenza Ξ_k . Nota la natura di Schur di Φ , si dimostra che Ξ_∞ è convesso e compatto e che, se tutti i $\mathcal{C}_k$ sono non vuoti, convessi e compatti, soddisfano la condizione di annidamento $\mathcal{C}_k \subset \mathcal{C}_{k-1}$, dunque, $\mathcal{C}_\infty$ è un insieme non vuoto, convesso, compatto e finitamente determinabile.

2.4.3 Insieme ammissibile $\mathcal{Z}(\cdot)$

L'insieme $\mathcal{V}(x)$ è definito come:

$$\mathcal{V}(x) = \{w \in \mathcal{W}_\delta : \bar{c}(k, x, w) \in \mathcal{C}_k, \forall k \in \mathbb{Z}_+\}\tag{2.49}$$

dove $\bar{c}(k, x(t), w) = H_c(\Phi^k x(t) + \sum_{i=0}^{k-1} \Phi^{k-i-1} G w)$ deve essere intesa come l'evoluzione virtuale libera da disturbi al tempo $\bar{k}$ del vettore vincolato a partire dalla condizione iniziale $x(t)$ al tempo zero sotto il comando costante $g(\cdot) \equiv g$.

Con

$$\mathcal{W}_\delta := \{w \in \mathbb{R}^{m+p} : \bar{c}_w \in \mathcal{C}_\delta\},\tag{2.50}$$

e

$$\mathcal{C}_\delta := \mathcal{C}_\infty \sim \mathcal{B}_\delta\tag{2.51}$$

dove $\mathcal{B}_\delta$ è una sfera di raggio δ centrata nell'origine. Inoltre, $\mathcal{W}_\delta$ è l'insieme dei comandi che soddisfa i vincoli con margine δ anche durante il transitorio.

2.4.4 Architettura Multi COG

In questa sezione si prende in considerazione il disturbo a tasso limitato, in modo tale da generare sottoinsiemi di disturbi che consentano di utilizzare un COG disegnato per ogni livello o subset di disturbo. Inoltre, un'unità logica che permetta lo scambio sicuro tra COG. Innanzitutto, l'insieme di disturbi $\mathcal{D}$ deve essere decomposto in sottoinsiemi tali che

$$\{\mathcal{D}_i\}_{i=0}^{l-1}\tag{2.52}$$

a partire da:

$$\begin{aligned}\mathcal{D}_0 &:= \mathcal{D} \\ \mathcal{D}_{i+1} \oplus \mathcal{B}_{\bar{\Delta}_d} &\subset \mathcal{D}_i\end{aligned}\tag{2.53}$$

Per realizzare lo switching tra COG, si introduce il concetto di tempo minimo di transizione del disturbo (MDTT). Cioè, il tempo minimo richiesto affinché la sequenza $d(t) \in \partial(\mathcal{D}_{i+1})$ esca dall'insieme.

$$\tau_d^i := \inf_{d \in \partial(\mathcal{D}_{i+1})} \{ \tau : \{d\} \bigoplus \tau \mathcal{B}_{\Delta_d} \not\subseteq \mathcal{D}_i \} \quad (2.54)$$

Nella figura 2.2, si può vedere la logica dello switching, nell'architettura multi-COG. Questa logica si disegna a partire da un COG per ogni sottoinsieme di disturbo. Dunque, noto $\{\mathcal{D}_i\}_{i=0}^{l-1}$ allora si ha $\{COG_0, COG_1, \dots, COG_{l-1}\}$, tutti questi insiemi di COG sono disegnati fuori linea.

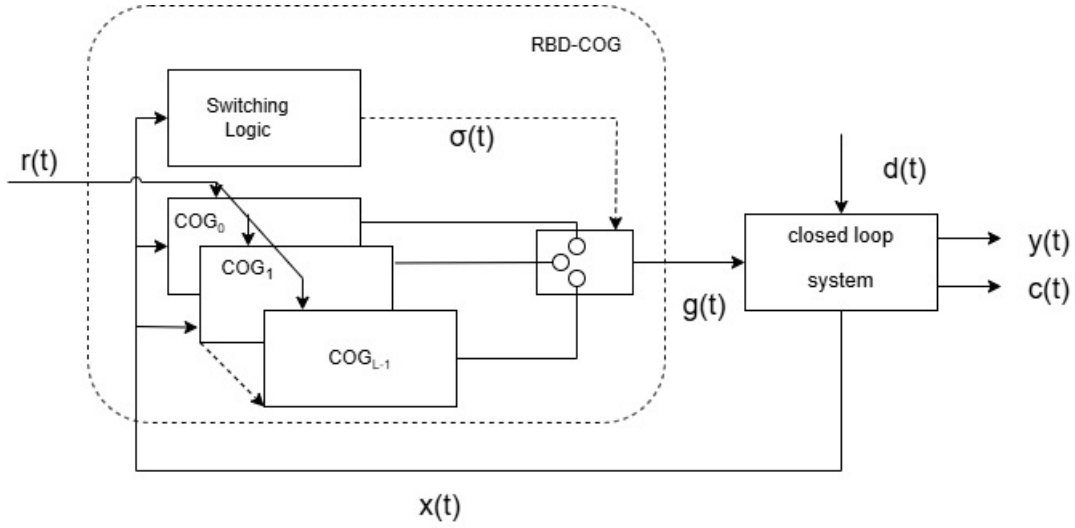


Figura 2.2: Architettura di switching tra COG

In pratica, dato un sottoinsieme $\mathcal{D}$ il COG disegnato per l'indice i si calcola sulla base della ricorsione degli insiemi di restrizioni.

$$\begin{aligned} \mathcal{C}_0^i &:= \mathcal{C} \\ \mathcal{C}_k^i &:= \mathcal{C}_{k-i}^i \sim H_c \Phi^{k-1} \mathcal{D}_i \\ &\vdots \\ \mathcal{C}_\infty^i &:= \bigcap_{k=0}^{\infty} \mathcal{C}_k^i \end{aligned} \quad (2.55)$$

Quindi l'insieme dei comandi virtuali sarà

$$\mathcal{V}_i(x) = \{w \in \mathcal{W}_\delta^i : \bar{c}(k, x, w) \in \mathcal{C}_k^i, \forall k \in \mathbb{Z}_+\} \quad (2.56)$$

dove l'insieme delle restrizioni per ogni sottoinsieme $\mathcal{D}_i$, prende la forma

$$\mathcal{C}_\delta^i := \mathcal{C}_\infty^i \sim \mathcal{B}_\delta \quad (2.57)$$

e l'insieme dei comandi ammissibili ha la forma

$$\mathcal{W}_\delta^i := \{w \in \mathbb{R}^{m+p} : \bar{c}_w \in \mathcal{C}_\delta^i\} \quad (2.58)$$

Per ciascun CG_i , l'insieme $\mathcal{V}_i(x)$, può essere interpretato come la "fetta" dell'Insieme di Uscita Ammissibile (2.37) del sistema (2.42) lungo a direzione fornita da un valore fissato per x .

$$\mathcal{Z}_i := \left\{ \begin{bmatrix} x \\ w \end{bmatrix} \in \mathbb{R}^{n+p+m} \mid \mathcal{C}_\delta^i = \mathcal{C}_\infty^i \sim \mathcal{B}_\delta, \bar{c}(k, x, w) \in \mathcal{C}_k^i, \forall k \in \mathbb{Z}_+ \right\} \quad (2.59)$$

Si definisce anche l'insieme di tutti gli stati che partendo da uno stato iniziale $x(0)$ possono essere portati ad una condizione di equilibrio ammissibile soddisfacendo i vincoli $c(t) \in \mathcal{C}$. Cioè

$$\mathcal{X}_i := \left\{ x \in \mathbb{R}^n \mid \exists w \in \mathcal{W}_\delta^i, s.t. \begin{bmatrix} x \\ w \end{bmatrix} \in \mathcal{Z} \right\} \quad (2.60)$$

Quindi con $\mathcal{Z}(x, w)$ si può risolvere un problema di minimizzazione soggetto a vincoli per trovare la soluzione per ogni COG_i .

$$w(t) = \arg \min_{g \in \mathcal{V}_i(x(t))} \|g - r(t)\|_{\Psi_g}^2 + \|\theta(t)\|_{\Psi_\theta}^2 \quad (2.61)$$

L'uscita dell'unità logica dello switching è un valore intero positivo, che prende i valori da $\{0, \dots, l-1\}$, dipendendo dal livello di disturbo e dall'appartenenza di questo al corrispondente sottoinsieme di $\mathcal{D}_i$.

Chiaramente per determinare il valore dell'indice del sottoinsieme a cui appartiene il disturbo in un inizio sarebbe necessario conoscere il valore del disturbo ad ogni istante t , ma l'algoritmo è capace di lavorare bene con il valore $d(t-1)$ all'istante t , tramite l'equazione (2.62).

$$d(t-1) = (x(t) - \Phi x(t) + Gg(t-1)) \quad (2.62)$$

in questa forma si assume che il valore della sequenza di disturbo non venga misurato in linea.

2.4.5 Requisiti per lo Switching fra COG

Per realizzare lo switching fra due COG in forma ammissibile è necessario definire delle condizioni e requisiti da soddisfare; queste condizioni sono descritte tramite Lemma 1.

Lemma 1 Sia $\{\mathcal{D}_i\}_{i=0}^{l-1}$ una famiglia di insiemi annidati con

$$\mathcal{D}_{i+1} \subset \mathcal{D}_i \quad (2.63)$$

e si considera la sequenza di insiemi $\mathcal{C}_k^i, \forall k$, definita in (2.57) per un dato $\mathcal{D}_i$. Allora, si trova

$$\mathcal{C}_k^{i+1} \supset \mathcal{C}_k^i, \forall k \in \mathcal{Z}_+ \setminus \{0\} \quad (2.64)$$

Nella figura 2.3, si può visualizzare in termini grafici gli insiemi annidati d'accordo con il Lemma 1.

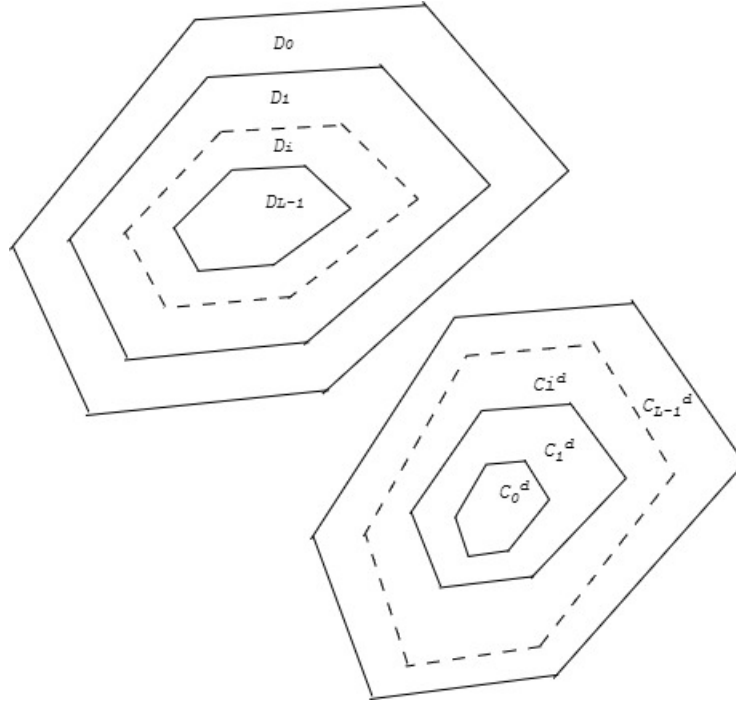


Figura 2.3: Lemma 1 graficamente

Dimostrazione La dimostrazione si basa sulla proprietà della differenza di insiemi di Pontryagin-Minkowski,

$$H_c \Phi^k \mathcal{D}_{i+1} \subset H_c \Phi^k \mathcal{D}_i, \forall k \in \mathbb{Z}_+ \quad (2.65)$$

risulta a causa di (2.63). Quest'ultima implica direttamente che

$$\mathcal{C}_k^{i+1} \sim H_c \Phi^k \mathcal{D}_{i+1} \supset \mathcal{C}_k^{i+1} \sim H_c \mathcal{D}_i, \forall k \in \mathbb{Z}_+ \quad (2.66)$$

che, grazie alle ricorsioni (2.55), è equivalente a (2.64)

Il Lemma 1 può essere utilizzato per dimostrare il Teorema 2.

Teorema 2

Sia $\{\mathcal{X}_i\}_{i=0}^{l-1}$ una famiglia di insiemi determinati secondo la definizione (2.60) per ogni $i \in \mathcal{I}$. Allora

$$\mathcal{X}_{i+1} \supset \mathcal{X}_i, \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.67)$$

Dimostrazione

Il Lemma 1 implica che gli insiemi $\mathcal{Z}_i$ determinati come in (2.59) per ciascun $\mathcal{D}_i$ che soddisfa (2.63) sono tali che

$$\mathcal{Z}_{i+1} \supset \mathcal{Z}_i, \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.68)$$

Allora (2.67) segue dalla definizione (2.60).

In accordo con il Lemma 1 e il Teorema 2 è necessario sottolineare che dato un'istante di tempo $\hat{t}$, con la condizione

$$d(\hat{t}) \in \mathcal{D}_{i-1} \quad (2.69)$$

qualsiasi tipo di commutazione $COG_{i-2} \rightarrow COG_{i-1}$ può essere immediatamente abilitata. Mentre, una commutazione del tipo $COG_i \rightarrow COG_{i-1}$ avviata all'istante di tempo $\hat{t}$ può essere consentita solo se valgono le seguenti condizioni

$$x(\hat{t}) \in \mathcal{X}_{i-1} \quad (2.70)$$

e anche

$$d(t) \in \mathcal{D}_i, t' \leq t \leq \tilde{t}, \tilde{t} \geq \hat{t} \quad (2.71)$$

In quest'ultimo caso, è necessario portare la traiettoria di stato $x(\cdot)$ in $\mathcal{X}_{i-1}$ prima che l'evento di commutazione possa avere luogo e prima che la sequenza $d(\cdot)$ salti fuori da $\mathcal{D}_i$ verso $\mathcal{D}_{i-1}$. Quindi è necessario introdurre un tempo di guardia; questo tempo verrà chiamato dwell-time (MDTT).

Un intervallo di tempo è necessario per garantire la commutazione sicura tra COG in modo tale da portare lo stato $x(t) \in \mathcal{X}_i$ in $\mathcal{X}_{i-1}$ soddisfacendo (2.70). Dunque, la definizione dell'intervallo è data da

Dwell time Siano $t_0, t_1, \dots, t_k$ con istanti di commutazione $0 = t_0 < t_1 < \dots < t_k$. La costante positiva $\tau_{i,i-1}$ è detta transition dwell-time relativa alla commutazione da $COG_1 \rightarrow COG_{i-1}$ se

$$t_{k+1} - t_k \geq \tau_{i,i-1}, \quad (2.72)$$

per tutti i k tali che $\sigma(t) = i$ per $t \in [t_k, t_{k+1}]$ e $\sigma(t_{k+1}) = i - 1$.

Osservazione: Si noti che, a causa del (2.3.5), $\tau_{i,j} = 0$ quando $j > i$.

Il dwell time transition, si può applicare nella struttura di RBD-COG. Allora il sistema (2.42) è sicuro sotto la commutazione $COG_1 \rightarrow COG_{i-1}$ se esiste per ogni possibile condizione iniziale $x(t') \in \mathcal{X}_i$ una quantità τ_i tale che per qualsiasi segnale di commutazione con transition dwell time $\tau_{i,i-1} \geq \tau_i$ si ha che

$$x(t' + t) \in \mathcal{X}_{i-1}, t \geq \tau_i \quad (2.73)$$

Tra i diversi valori di τ_i si impone un limite superiore chiamato Maximal transition Dwell-Time (MTDT) e la sua definizione è

$$\tau^* := \sup_{x \in \mathcal{X}_i} \inf_{g \in \mathcal{V}_i(x)} \{ \tau : \bar{x}(k, x, g) \in \mathcal{X}_{i-1}, \forall k \geq \tau \} \quad (2.74)$$

Si noti che la quantità necessita essere compatibile con (2.54) in modo da soddisfare entrambe le condizioni (2.71) e (2.70) nell'istante dello switching. Per questo fine si considera lo scenario di caso peggiore dove $\|d(\cdot)\|$ cresce con

$$\|d(t+1)\| - \|d(t)\| = \bar{\Delta}_d, \forall t \in \mathcal{Z}_+ \quad (2.75)$$

in questa forma $d(t)$ impiega esattamente $\tau_d^i - 1$ istanti di tempo nel passare da $\mathcal{D}_i \rightarrow \mathcal{D}_{i-1}$.

Il seguente Lemma 2 fornisce condizioni necessarie e sufficienti per garantire che le transizioni siano sempre sicure.

Lemma 2

Qualsiasi commutazione da COG_1 a COG_{i-1} , $i \in \mathcal{I}$, avviata al tempo t' tale che $x(t') \in \mathcal{X}_i$, $d(t' - 1) \in \mathcal{D}_i$ e abilitata al tempo $\hat{t} \leq t' + \tau_i^*$, è sicura, ovvero entrambe (2.70), (2.71) sono soddisfatte, se e solo se valgono le seguenti condizioni

$$\tau_i^* < \tau_d^i - 1 \quad (2.76)$$

e

$$d(t' - 2) \in \mathcal{D}_j, j \geq i + 1 \quad (2.77)$$

Dimostrazione - Sufficienza. La dimostrazione deriva osservando entrambe le definizioni (2.74) e (2.54). Allora da (2.74) si vede che si ha un comando ammissibile g all'istante di tempo t' in grado di portare $x(t)$ in $\mathcal{X}_{i-1}$ in al massimo τ_i^* passi. Pertanto, la condizione (2.70) si soddisfa. Inoltre, a causa di (2.74), (2.75 e (2.74), il segnale $d(\cdot)$ esce da $\mathcal{D}_i$ al tempo $\bar{t} = t' + \tau_d^i - 2$. Dovuto a (2.76) si ha che $\bar{t} = t' + \tau_d^i - 2 \geq t' + \tau_i^* \geq \hat{t}$; dunque, anche (2.77) si soddisfa.

Necessità. Se $x(t)$ si porta in $\mathcal{X}_{i-1}$ in τ_i^* passi, quindi l'istante di commutazione è $\hat{t} = t' + \tau_i^*$. Assumendo che (2.71) si soddisfi. Allora, implica nel peggiore dei casi che, $\bar{t} = t' + \tau_d^i - 2 = \hat{t}$. Allora $t' + \tau_d^i - 2 = t' + \tau_i^*$ da cui $\tau_d^i = \tau_i^* + 2$ e a sua volta segue (2.76). Per assurdo, se (2.77) non fosse soddisfatta a causa di (2.75), varrebbe $\bar{t} < \hat{t}$ e a sua volta (2.77) sarebbe violata.

Osservazione Le condizioni enunciate nel Lemma 2 sono derivate nel caso in cui l'appartenenza all'insieme di $d(\cdot)$ sia rilevata dopo un istante temporale tramite (2.62). Nel caso in cui $d(\cdot)$ sia misurabile al tempo t , è possibile utilizzare condizioni meno conservative.

Nella figura 2.4, si può vedere il passo da un insieme all'altro d'accordo al Lemma 2.

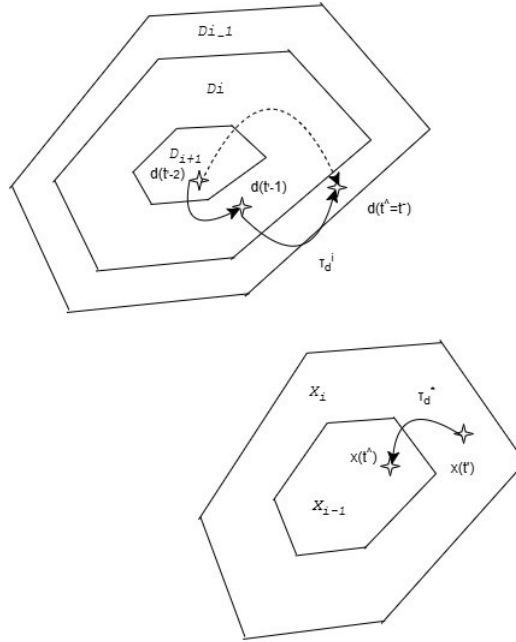


Figura 2.4: Lemma 2 graficamente

Tramite il Lemma 2, dato l'indice minimo di appartenenza di $d(t - 1)$ a $\{\mathcal{D}_i\}_{i=0}^{i=0}$ al tempo t una scelta possibile, sebbene conservativa, per soddisfare la condizione (2.77) ad ogni istante, è mantenere il segnale $\sigma(t)$ uguale a $\max\{0, i^*(t) - 1\}$.

$$\begin{aligned} i^*(t) &:= \\ \arg \max_{i \in \mathcal{I}_i} & \\ \text{s.t.} & \quad d(t - 1) \in \mathcal{D}_i \end{aligned} \quad (2.78)$$

2.4.6 Rate Bounded Disturbance Command Offset Governor

La parte in linea dell'algoritmo si realizza previo l'ottenimento dei l COG, ognuno calcolato in base al suo insieme di disturbo $\mathcal{D}_i$; inoltre, i tempi τ_i^* e τ_d^i sono calcolati soddisfacendo (2.54) e (2.74).

L'algoritmo 1 secondo [Tedesco_2020] realizza il calcolo in linea del comando ammissibile basato in due sezioni, una per trovare l'ingresso sempre che $x(t) \in \mathcal{X}_{i^*(t)}$ sia soddisfatto.

$$g(t) = \arg \min_{g \in \mathcal{V}_\sigma(t)(x(t))} \|g - r(t)\|_{\Psi_g}^2 + \|\theta(t)\|_{\Psi_\theta}^2 \quad (2.79)$$

L'altra trova un comando ammissibile che appartenga al nuovo COG trovato tramite $\sigma(t)$ e l'unità di switching sempre che $x(t) \in \mathcal{X}_{i^*(t)}$ sia violata. Dunque:

$$\begin{aligned} g_{sw} &= \arg \min \|g - r(t)\|_{\Psi_g}^2 + \|\theta(t)\|_{\Psi_\theta}^2 \\ s.t. \quad &g \in \mathcal{V}_\sigma(t)(x(t)) \\ &\bar{x}(\tau_d^{i^*(t)} - 1, x(t), g) \in \mathcal{X}_{\sigma(t)-1} \end{aligned} \quad (2.80)$$

La figura 2.5 presenta il diagramma di flusso dell'algoritmo 1 descritto in [Tedesco_2020].

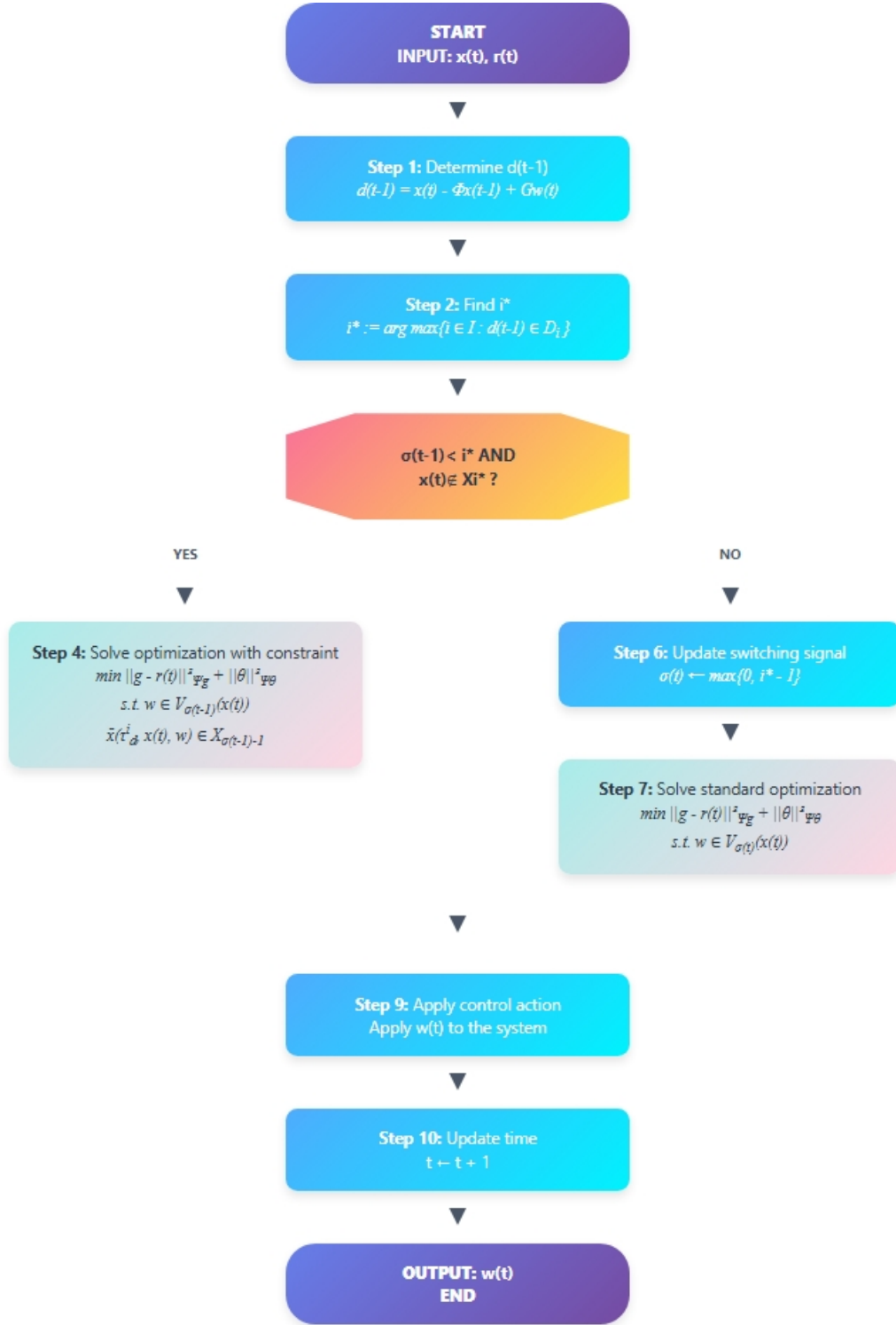


Figura 2.5: Flowchart del algoritmo 1

Dove gli ingressi sono $x(t)$ ed $r(t)$ e l'uscita è $g(t)$. Si compone di due blocchi di ottimizzazione, un blocco di selezione e vari blocchi di processi.

La strategia RBD-COG presenta varie proprietà che si descrivono a continuazione

Teorema RBD-COG Sia dato il sistema vincolato (2.42) e (2.43), soddisfatte anche (2.32), $x(0) \in \mathcal{X}_{\sigma(0)}$ e $d(0) \in \mathcal{D}_{\sigma(0)}$. Dunque

1. **Fattibilità** Il sistema (2.42) e (2.43) sotto l'azione dell'Algoritmo 1 non viola mai i vincoli $c(t) \in \mathcal{C} \forall t \in \mathbb{Z}_+$, cioè:
2. **stabilità** Per qualsiasi sequenza di disturbo $\mathbb{I} = d(k)_{k=0}^\infty$, conforme all'assunzione (2.43), lo stato $x(t)$ rimane confinato nell'insieme $\mathcal{X}_{i-1}$ che è compatto se la coppia (A, E_c) è completamente osservabile, dove

$$A := \begin{bmatrix} \Phi & G \\ 0_{m \times n} & I_{n \times m} \end{bmatrix} \quad (2.81)$$

e

$$E_c := [H_c, L]. \quad (2.82)$$

3. **Convergenza** Per qualsiasi sequenza di disturbo $\mathbb{I} = d(k)_{k=0}^\infty$ d'accordo all'assunzione (2.43) e tale che $d(k) \in \mathcal{D}_i, \forall t \geq \bar{t}$, ogni volta che $r(t) \equiv r$, il comando $g(t)$ converge o a r o alla sua migliore approssimazione ammissibile a regime.

$$\hat{r} := \arg \min_{g \in \mathcal{W}_d^{j-1}} J(g, r) \quad (2.83)$$

Per tanto, per la condizione offset-free (2.32), $\lim_{t \rightarrow \infty} \bar{y} = \hat{r}$, dove $\hat{y}$ è la componente libera da disturbi di y .

La dimostrazione del Teorema si può trovare su [Tedesco_2022].

2.4.7 Aspetti computazionali

Il calcolo di τ_i^* mediante (2.74) presenta un alto prezzo computazionale dato che il problema di ottimizzazione non è convesso. Per garantire questo calcolo, è necessario trovare allo stesso momento la sequenza degli insiemi dei disturbi $\mathcal{D}_i$ anche con gli insiemi COG_i imponendo esplicitamente che i relativi MDTT e MTDT rispettano la condizione $\tau_i^* < \tau_d^i - 1$.

La procedura che realizza il calcolo di tutti questi elementi si descrive tramite pseudo-codice secondo [Tedesco_2022].

Gli insiemi utilizzati per il calcolo di (2.79) e (2.80) sono quelli ottenuti a partire da $\bar{\mathcal{X}}_i$. Questo si può verificare tramite la proposizione seguente.

Proposizione Data $\{\bar{\mathcal{X}}_i\}_{i=0}^{l-1}$ una famiglia di insiemi determinati secondo l'Algoritmo 2, si ha:

$$\bar{\mathcal{X}}_i \supset \bar{\mathcal{X}}_{i-1}, \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.84)$$

Dimostrazione - A partire dal passo 10 dell'Algoritmo 2, $\bar{\mathcal{X}} := \bar{\mathcal{X}}_i \cap \tilde{\mathcal{X}}_i$ per $i \geq 1$. Allora, l'enunciato della Proposizione per $i > 1$ segue dal Teorema 2 e dal Lemma 1. Al contrario, per $i = 1$ è necessario dimostrare che $\bar{\mathcal{X}}_1 \cap \tilde{\mathcal{X}}_1 \supset \bar{\mathcal{X}}_0 = \bar{\mathcal{X}}$. A tal fine, è solo necessario dimostrare che $\tilde{\mathcal{X}}_1 \supset \bar{\mathcal{X}}$ poiché $\bar{\mathcal{X}}_1 \supset \bar{\mathcal{X}}$ è vero a causa del Lemma 1. Quest'ultima affermazione segue per mezzo dell'invarianza positiva di $\bar{\mathcal{X}}$ e $\mathcal{X}$. Infatti, per tutte le coppie $(x', g') \in \bar{\mathcal{X}}$,

$$\begin{aligned} x' &\in \mathcal{X} \\ &\Downarrow \\ \bar{x}(k, x', w') &\in \bar{\mathcal{X}} \equiv \bar{\mathcal{X}}_0, \forall k \in \mathbb{Z} \\ &\Downarrow \\ \bar{x}(k, x', w') &\in \bar{\mathcal{X}}_0, \forall k \geq \tau_1 \end{aligned} \quad (2.85)$$



Algorithm 1 Algoritmo 2

```

1: INPUT:  $\mathcal{Z}, \mathcal{X}, \mathcal{D}, l_{\max}, \delta, k_0$ 
2: OUTPUT:  $l, \{\mathcal{Z}_i\}_{i=0}^{l-1}, \{\mathcal{D}_i\}_{i=0}^{l-1}, \tau_i, \tau_\delta^i$ 
3: Let  $\mathcal{D}_0 = \mathcal{D}, \mathcal{Z}_0 = \mathcal{Z}, \mathcal{X}_0 = \mathcal{X}, i = 1$ 
4: while  $\mathcal{B}_{\bar{\Delta}_i} \subset \mathcal{D}_{i-1}$  and  $i \leq l_{\max}$  do
5:    $notfound \leftarrow true$ 
6:    $\tau_i \leftarrow 1, \mathcal{D}_i \leftarrow \mathcal{D}_{i-1} \sim \mathcal{B}_{\bar{\Delta}_i}$ 
7:   while  $notfound == true$  and  $\mathcal{B}_{\bar{\Delta}_i} \subset \mathcal{D}_i$  do
8:      $\tilde{\mathcal{Z}}_i \leftarrow \{[x^T, y^T]^T \in \mathbb{R}^{n+m} | \bar{x}(k, x, g) \in \mathcal{X}_{i-1}, \forall k \geq \tau_i\}$ 
9:     compute recursions (2.55) with  $\mathcal{D}_i$ 
10:    compute  $\mathcal{Z}_i$  and  $\mathcal{X}_i$  by using sets derived in Step 7
11:    if  $\mathcal{Z}_i \cap \tilde{\mathcal{Z}}_i \neq \emptyset$  then
12:       $notfound \leftarrow false, \mathcal{Z}_i \leftarrow \mathcal{Z}_i \cap \tilde{\mathcal{Z}}_i$ 
13:    else
14:       $\tau_i \leftarrow \tau_i + 2, \mathcal{D}_i \leftarrow \mathcal{D}_i \sim \mathcal{B}_{\bar{\Delta}_i}$ 
15:    end if
16:  end while
17:   $\tau_i' \leftarrow \tau_i + 2, i \leftarrow i + 1$ 
18: end while
19:  $l \leftarrow i - 1$ 

```

Quindi, $(x', w') \in \mathcal{Z} \Rightarrow (x', w') \in \tilde{\mathcal{Z}}_1$.

Capitolo 3

Implementazione

Le RES possono presentare grandissimi vantaggi per passare dalla dipendenza dai carburanti a fonte di energia rinnovabile, ma allo stesso tempo comportare grandi sfide alle reti elettriche. In questo capitolo si mostra come questo sistema di controllo di terzo livello gestisca bene le anomalie causate dalle RES nella microgrid di media tensione. Si descrive l'implementazione del RBD-COG utilizzato per controllare il LFC dentro le reti elettriche. Si dimostrerà che questa architettura di controllo è capace di gestire reti con fonte di energia rinnovabile e le problematiche che queste comportano. Si useranno cariche dinamiche e capacità di RES variabili, in modo tale da testare la performance nella risposta del sistema in termini di errore di frequenza, potenza di scambio, errore nella generazione di potenza, offset dentro dei limiti, reiezione ai disturbi e stabilità.

Si utilizzerà un Command Offset Governor impostato al caso peggiore COG_0 , in modo tale da poter fare un confronto nelle diverse risposte del sistema ai segnali di riferimento e disturbi. Dentro delle diverse grafiche a visualizzare per confrontare la performance di entrambi i controllori abbiamo, $RES_1, RES_2, Pd_1, Pd_2, \theta_1, \theta_2, \Delta f_1, \Delta f_2, \Delta P_{tie}$. Queste grafiche visualizzate insieme ci permetteranno anche di visualizzare correlazioni.

3.1 Equazioni e modello del sistema LFC

In questa sezione si definisce il modello e le equazioni costituenti del sistema LFC. Partendo dalla figura 3.1

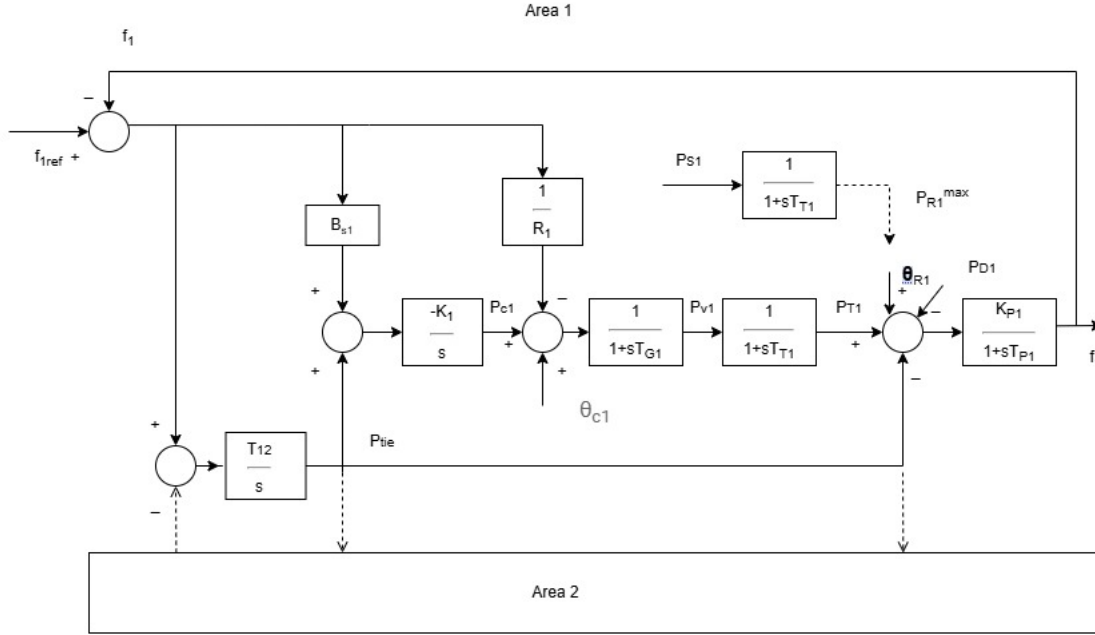


Figura 3.1: Diagramma a blocchi del sistema LFC+RES

si osserva che il sistema è composto da due aree di generazione, interconnesse tramite Tie-line in modo tale da poter scambiare potenza tra loro. Le fonti di energia rinnovabile le troviamo presenti in ogni area di generazione; queste fonti sono rappresentate tramite un blocco semplice che descrive una RES con capacità di stoccaggio, come descritto in [Bevrani].

Le equazioni differenziali che descrivono il sistema sono le seguenti

Dinamica delle turbine nelle due aree

Area 1

$$\dot{f}_1 = \frac{1}{T_{P1}} \cdot (f_{1ref} - f_1) + \frac{K_{p1}}{T_{P1}} \cdot (P_{t1} - P_{tie} + \theta_{R1}) \quad (3.1)$$

Area 2

$$\dot{f}_2 = \frac{1}{T_{P2}} \cdot (f_{2ref} - f_2) + \frac{K_{p2}}{T_{P2}} \cdot (P_{t2} + P_{tie} + \theta_{R2}) \quad (3.2)$$

Dinamica dei serbatoi/accumulatori

Area 1

$$\dot{P}_{t1} = \frac{1}{T_{t1}} \cdot (P_{v1} - P_{t1}) \quad (3.3)$$

Area 2

$$\dot{P}_{t2} = \frac{1}{T_{t2}} \cdot (P_{v2} - P_{t2}) \quad (3.4)$$

Dinamica dei regolatori di velocità

Area 1

$$\dot{P}_{v1} = \frac{1}{T_{g1}} \cdot (P_{c1} - P_{v1} + \theta_{1c}) + \frac{1}{R_1 \cdot T_{g1}} \cdot (f_{1ref} - f_1) \quad (3.5)$$

Area 2

$$\dot{P}_{v2} = \frac{1}{T_{g2}} \cdot (P_{c2} - P_{v2} + \theta_{2c}) + \frac{1}{R_2 \cdot T_{g2}} \cdot (f_{2ref} - f_2) \quad (3.6)$$

Relazioni per i disturbi di carico

Area 1

$$\dot{P}_{c1} = K_1 \cdot B_{s1} \cdot (f_{1ref} - f_1) - K_1 \cdot P_{c1} \quad (3.7)$$

Area 2

$$\dot{P}_{c2} = K_2 \cdot B_{s2} \cdot (f_{2ref} - f_2) - K_2 \cdot P_{c2} \quad (3.8)$$

Controllo della potenza di interconnessione

Aree 1 e 2

$$\dot{P}_{tie} = T_{12} \cdot (f_1 - f_{1ref} - f_2 + f_{2ref}) \quad (3.9)$$

Le equazioni rappresentano il modello lineare di un sistema di controllo Load-Frequency Control (LFC) dove ogni equazione descrive la dinamica di un componente specifico: A partire da queste equazioni si può rappresentare il modello del sistema LFC-RES tramite matrici di stato.

3.2 Spazio di stato del sistema

Il sistema considerato quindi segue la struttura (2.42)

$$\begin{cases} x(t+1) = \Phi x(t) + Gw(t) + d(t) \\ y(t) = H_y x(t) \\ c(t) = H_c x(t) + Lw(t) \end{cases} \quad (3.10)$$

Dunque, le matrici di stato sono:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{p1}} & 0 & \frac{K_{p1}}{T_{p1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{p1}}{T_{p1}} \\ 0 & -\frac{1}{T_{p2}} & 0 & \frac{K_{p2}}{T_{p2}} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{p2}}{T_{p2}} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_{i1}} & 0 & \frac{1}{T_{i1}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{i2}} & 0 & \frac{1}{T_{i2}} & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{R_1 T_{g1}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{g1}} & 0 & \frac{1}{T_{g1}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_2 T_{g2}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{g2}} & 0 & \frac{1}{T_{g2}} & 0 \\ -K_1 B_{s1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -K_1 \\ 0 & -K_2 B_{s2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & K_2 \\ T_{12} & -T_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$G = \begin{bmatrix} \frac{1}{T_{p1}} & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{p1}}{T_{p1}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_{p2}} & 0 & 0 & 0 & \frac{K_{p2}}{T_{p2}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{R_1 T_{g1}} & 0 & \frac{1}{T_{g1}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_2 T_{g2}} & 0 & \frac{1}{T_{g2}} & 0 & 0 \\ K_1 B_{s1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_2 B_{s2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -T_{12} & T_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Si compongono di nove stati e sei ingressi di controllo, queste matrici vengono discretizzate a un $T_c = 0.1$. Le matrici H_c , H_y e L si riportano a continuazione

$$H_c = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, H_y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, L = 0_{5 \times 6}$$

Per quanto riguarda i vettori di stato, ingresso e disturbo, hanno la seguente struttura

$$x(t) = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ P_{t1} \\ P_{t2} \\ P_{v1} \\ P_{v2} \\ P_{c1} \\ P_{c2} \\ P_{tie} \end{bmatrix}, w(t) = \begin{bmatrix} f_{ref1} \\ f_{ref2} \\ \theta_{c1} \\ \theta_{c2} \\ \theta_{r1} \\ \theta_{r2} \end{bmatrix}, d(t) = \begin{bmatrix} P_{d1} \\ P_{d2} \\ \bar{P}_{s1} \\ \bar{P}_{s2} \end{bmatrix}$$

Come si può vedere, si compone di quattro spostamenti di controllo: due che servono a compensare la frequenza nella generazione e due che consentono di sfruttare la disponibilità delle RES.

I valori usati per le simulazioni sono stati presi da [Casavola_2009]; e sono stati riportati nella tabella 3.1.

Tabella 3.1: Parametri del modello di rete a due aree

Parametro	Valore	Descrizione
T_{t1}	0.3 s	Costante di tempo della turbina 1
T_{t2}	0.3 s	Costante di tempo della turbina 2
T_{g1}	0.08 s	Costante di tempo del regolatore 1
T_{g2}	0.08 s	Costante di tempo del regolatore 2
T_{p1}	20 s	Costante di tempo del sistema di potenza 1
T_{p2}	20 s	Costante di tempo del sistema di potenza 2
R_1	2.4 Hz/MW	Parametro di regolazione area 1
R_2	2.4 Hz/MW	Parametro di regolazione area 2
K_{p1}	120 Hz/MW	Guadagno del sistema di potenza area 1
K_{p2}	120 Hz/MW	Guadagno del sistema di potenza area 2
T_{12}	0.545 MW/Hz	Coefficiente di sincronizzazione
B_{s1}	0.425 MW/Hz	Parametro Bias della frequenza area 1
B_{s2}	0.425 MW/Hz	Parametro Bias della frequenza area 2
K_1	1	Guadagno d'integrazione area 1
K_2	1	Guadagno d'integrazione area 2
Modificazioni aggiuntive considerando RES		
T_{s1}	0.8 s	Costante di tempo della turbina di vento
T_{s2}	0.8 s	Costante di tempo del sistema FV

3.3 Parametri del sistema

Lo stato iniziale considerato è: $(x(t)=[60 \ 3 \ 0 \ 0 \ 0 \ 60 \ 3 \ 0 \ 0 \ 0])$ mentre che $\delta = 10^{-6}$, $\Psi = I_2$, $\Psi_g = I_2$ e $\Psi_\theta = I_4$. Su tutte le simulazioni, si è assunta una frequenza nominale pari a $f_{iref} = 60Hz$, con $i = 1, 2, \forall t$. La richiesta di carico si compone dei termini $P_{D_i}(t) = \bar{P}_{D_i} + \tilde{P}_{D_i}(t)$, $i = 1, 2$, dove ogni area ha un carico nominale di $\bar{P}_{D_i} = 3MW$. Mentre $\tilde{P}_{D_i}(t)$ consente di considerare le diverse variazioni di carico con un rate bound di $|\bar{P}_{D_i}(t+1) - \bar{P}_{D_i}(t)| \leq 0.04[MW]$, $i = 1, 2$. Si assume che la richiesta di carico possa variare a un $\pm 33\%$ in confronto con $\bar{P}_{D_i}$, $i = 1, 2$. Inoltre, si ha un'ingresso esogeno con rate bounded $P_S(t)$ tale che $|\bar{P}_{S_i}(t+1) - \bar{P}_{S_i}(t)| \leq 0.02[MW]$, $i = 1, 2$ e ogni componente può variare da 0 a $0.8[MW]$. Siccome la componente $P_{R_i}^{max}$ con $i = 1, 2$ è l'uscita del sistema RES, allora man mano che aumenta P_{S_i} questo rappresenta vincoli meno restrittivi. Per il disegno del COG si considera un segnale complementare per rappresentare un disturbo al sistema con seguente struttura $\hat{P}_{S_1}(t) := 0.8 - P_{S_i}(t)$, con $i = 1, 2$, quindi l'intervallo di disturbo sempre rate bounded va da 0 a $0.8[MW]$.

L'insieme dei disturbi ammissibili di carico è stato caratterizzato tramite una regione convessa compatta descritta in (3.11).

$$\mathcal{D}_{\mathcal{D}} := \{\bar{P}_D \in \mathcal{R}^2 : U\bar{P}_D \leq h_D\} \quad (3.11)$$

$$\text{con } H_D = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}, h_D = \begin{bmatrix} 1.4 \\ 1.4 \\ 1.4 \\ 1.4 \end{bmatrix} [MW]$$

Si definisce anche l'insieme dei disturbi convesso e compatto come in (3.12)

$$\mathcal{D}_{\mathcal{S}} := \{\hat{P}_S \in \mathcal{R}^2 : U\hat{P}_S \leq h_S\} \quad (3.12)$$

$$\text{con } H_S = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}, h_S = \begin{bmatrix} 0.8 \\ 0 \\ 0.8 \\ 0 \end{bmatrix} [MW]$$

Dunque, l'insieme generale dei disturbi si ottiene tramite (3.13)

$$\mathcal{D} := \mathcal{D}_{\mathcal{D}} \times \mathcal{D}_{\mathcal{S}} \quad (3.13)$$

I vincoli si impongono sulle frequenze, la potenza di scambio fra le tie-line, la potenza generata per ogni area e vincoli variabili nel tempo sull'offset di controllo delle RES per ogni area, mostrati in (3.14).

$$\begin{aligned} 58.5 &\leq f_i(t) \leq 61.5 \\ 2.2 &\leq P_{T_i}(t) \leq 3.8, i = 1, \dots, 2 \\ |P_{tie(t)}| &\leq 0.5 \\ -1 &\leq \theta_{R_i}(t) \leq P_{R_i}^{max}(t), i = 1, \dots, 2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Nel grafico ?? si mostra una proiezione con le tre prime dimensioni degli insiemi dei disturbi annidati.

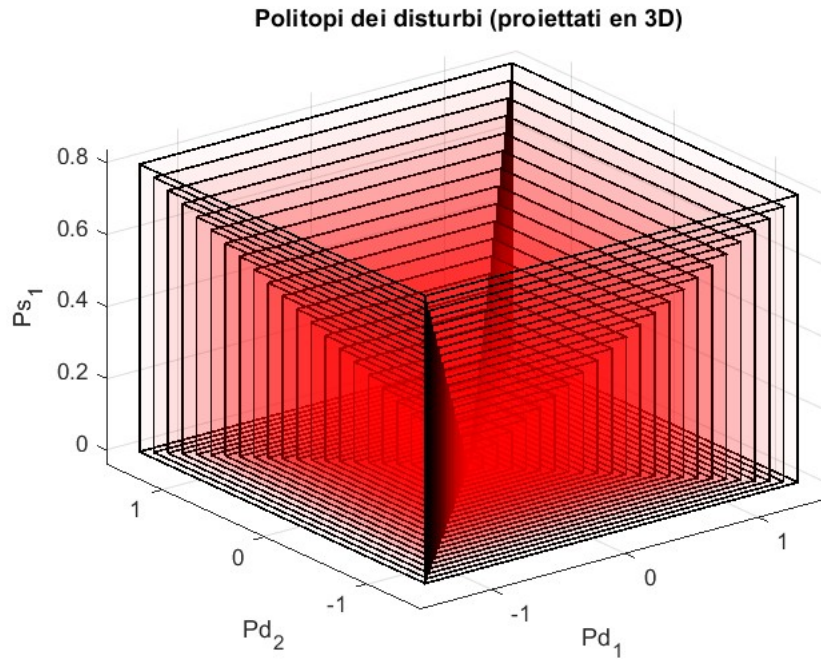


Figura 3.2: Insieme dei disturbi annidati (prime tre dimensioni)

Nel grafico ?? si mostrano invece le 3 ultime dimensioni degli insiemi di disturbo.

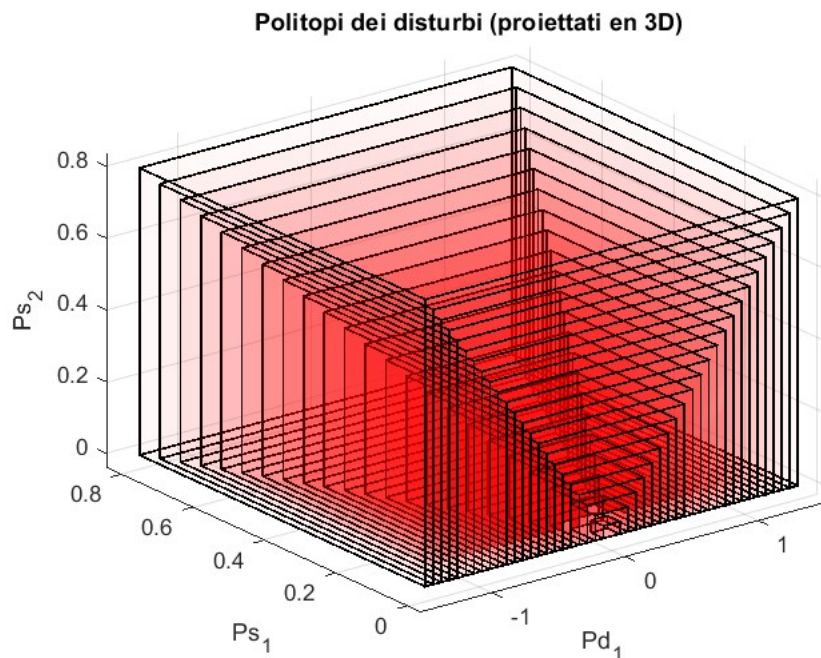


Figura 3.3: Insieme dei disturbi annidati (ultime tre dimensioni)

A partire dalla procedura dell'Algoritmo 2, con $L_{max} = 100$, ottenendo anche $\mathcal{Z}$ e $\mathcal{X}$, si sono ricavati un totale di 23 *COG*, i quali saranno gestiti dalla funzione logica di switching. Il diagramma a blocchi del sistema si può visualizzare nella figura 3.4

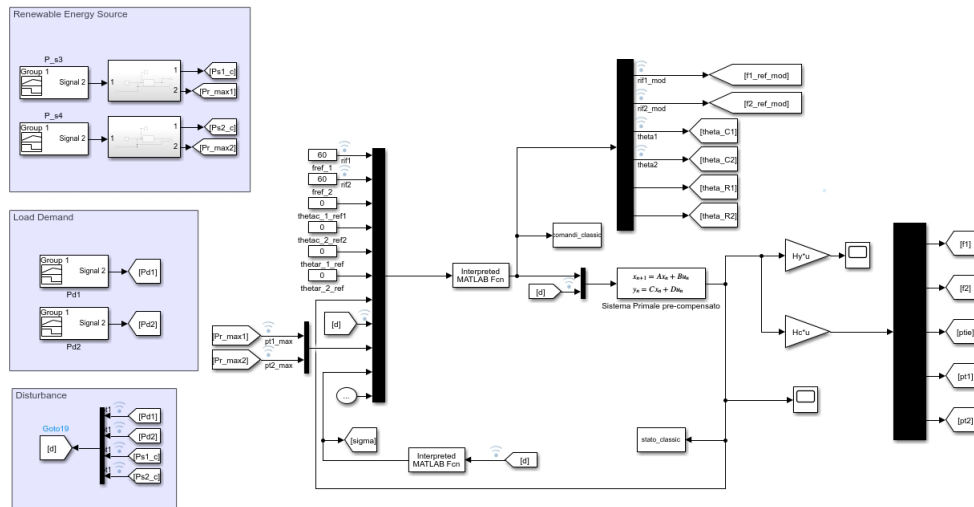


Figura 3.4: Diagramma a blocchi del sistema RBD-COG

3.4 Prove di Stress per Sistema LFC con RBD COG

Nella seguente sezione si descrivono le prove per il controllore RBD-COG, in particolare si testa quattro scenari provocati per problematiche con la generazione di energia da fonti rinnovabili insieme a variazioni impreviste di carico. In questa forma si cerca di verificare il corretto funzionamento del controllore nelle smartgrids. Si sono proposti i seguenti scenari di prova, tenendo conto delle problematiche che comporterebbero le RES dentro delle microgrids a media tensione.

3.5 Descrizione della Prova: Perturbazioni Aggressive da FER

La seguente prova di stress valuta la robustezza del controllore **RBD COG (Rate-Bounded Disturbance Command Offset Governor)** in scenari caratterizzati da:

1. Rampe ultra-rapide nella disponibilità di energie rinnovabili (FER)
2. Oscillazioni non sinusoidali severe
3. Tendenze opposte della domanda inter-area
4. Rispetto rigoroso dei vincoli operativi durante transitori estremi

3.5.1 Parametri di Simulazione

Variabile	Durata	Passo	Unità
t	60 s	0.1 s	secondi

3.5.2 Profili di Generazione FER

Area 1 (Fotovoltaica): Oscillazioni Severe

$$RES_1^{\max}(t) = \min(\max(0.65 + 0.2 \sin(0.5t) - 0.1 \cos(0.8t)), 0.9)$$

Caratteristiche:

- Componenti multifrequenza ($\omega_1 = 0.5 \text{ rad/s}$, $\omega_2 = 0.8 \text{ rad/s}$)
- Saturazione asimmetrica (limiti: $[0.1, 0.9] \text{ kW}$)

Area 2 (Eolica): Rampo Aggressive in Discesa

$$RES_2^{\max}(t) = \begin{cases} 0.65 - 0.012t & t \leq 15 \\ 0.85 - 0.012 \times 15 + 0.008(t - 30) & 30 < t \leq 45 \\ \max(\cdot, 0.05) & \forall t \end{cases}$$

Eventi critici:

- $t = 0 - 15 \text{ s}$: Discesa lineare rapida ($0.85 \rightarrow 0.67 \text{ kW}$)
- $t = 30 - 45 \text{ s}$: Recupero parziale ($+0.12 \text{ kW}$)
- Minimo tecnico: 0.05 kW

Nella figura 3.5 si possono vedere i due profili delle potenze P_{max}^{RESi} disponibili per ogni area.

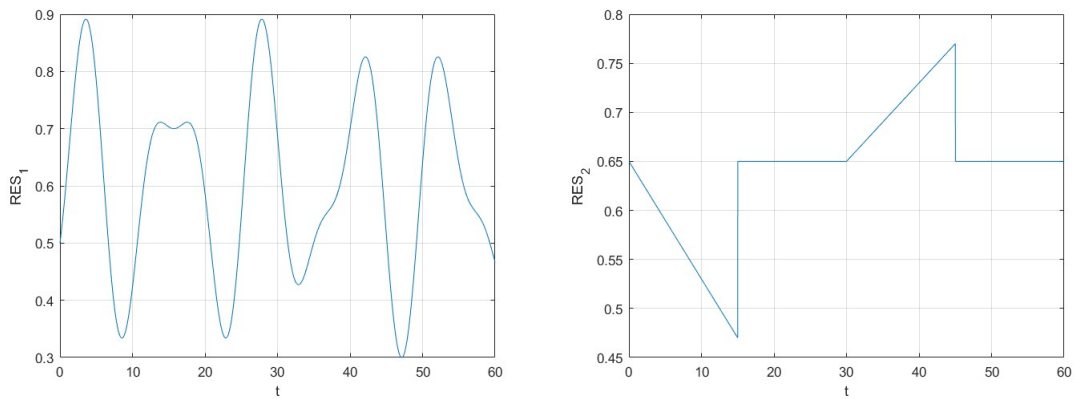


Figura 3.5: Prova RES aggressive: Profilo dei segnali di potenza disponibile dalle RES P_{max}^{RESi}

3.5.3 Profili di Domanda

$$Pd_1(t) = 0.75 + 0.008t \quad [\text{kW}]$$

$$Pd_2(t) = 0.6 - 0.007t \quad [\text{kW}]$$

Nella figura 3.6 si possono vedere i due profili delle potenze richieste di carico P_{D_i} per ogni area.

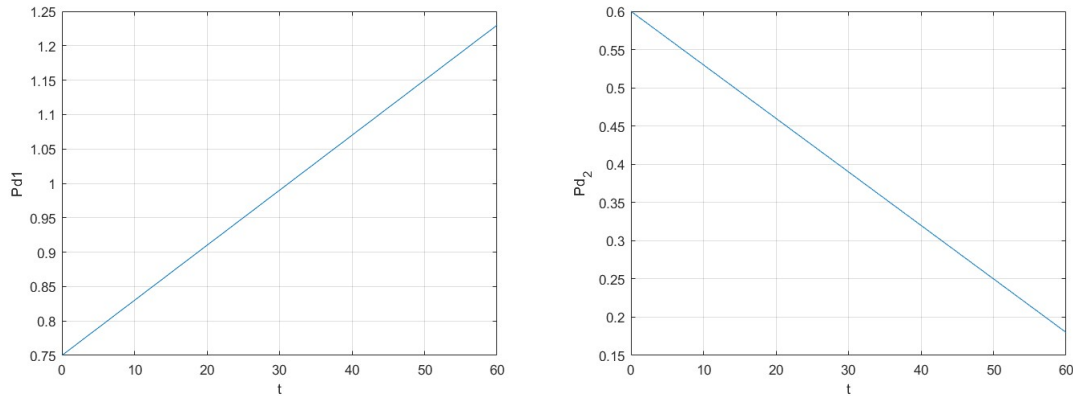


Figura 3.6: Prova RES aggressive: Profilo dei segnali di potenza di richiesta di carico P_{D_i}

3.5.4 Sfide di Controllo

- Sollecitazione massima del valore di f_i, P_i :**
Le rampe in RES_1 generano sovra oscillazioni nella frequenza e potenza
- Accoppiamento delle perturbazioni:**
Oscillazioni in Area 2 + rampe in Area 1 generano interferenze in P_{tie}
- Stabilità sotto squilibrio:**
Tendenze opposte del carico ($Pd_1 \uparrow, Pd_2 \downarrow$) forzano flussi di potenza estremi

3.5.5 Vincoli Operativi

Variabile	Lim. Inf.	Lim. Sup.	Unità
$f_i(t)$	58.5	61.5	Hz
$P_{T_i}(t)$	2.2	3.8	kW
$P_{tie}(t)$	-0.5	0.5	kW
$\theta_{R_i}(t)$	-1.0	$RES_i^{\max}(t)$	kW

3.5.6 Scenari Comparativi

- Caso A:** RBD COG attivato (configurazione nominale)
- Caso B:** COG statico (senza gestione velocità di variazione)

3.5.7 Risultati Attesi

- Mantenimento f_i, P_i
- Violazioni di f_{tie} limitate a $< 0.5\%$ del tempo simulato
- Prevenzione saturazioni P_{T_i} durante transitori di RES_1

- Analisi correlazione tra rampe RES_1 e oscillazioni P_{tie}

3.6 Descrizione della Prova: Scenario Critico per la Stabilità di Frequenza

3.6.1 Obiettivo della Prova

Questa prova valuta la capacità del controllo **RBD COG** (Rate-Bounded Disturbance Command Offset Governor) di gestire cadute simultanee nella generazione rinnovabile in condizioni di:

- Perturbazioni combinate FER-carico
- Vincoli operativi stringenti
- Dinamiche inter-area accoppiate

3.6.2 Parametri di Simulazione

Tabella 3.2: Parametri temporali della simulazione

Parametro	Valore	Unità
Durata totale	60	secondi
Passo temporale	0.1	secondi
Campioni totali	601	–

3.6.3 Profilo di Generazione FER

$$RES_1^{\max}(t) = \begin{cases} 0.9 & 0 \leq t < 30 \\ 0.15 & 32 \leq t < 39 \\ 0.6 & t \geq 41 \end{cases} ; \quad RES_2^{\max}(t) = \begin{cases} 0.7 & 0 \leq t < 25 \\ 0.1 & 27 \leq t < 39 \\ 0.5 & t \geq 41 \end{cases}$$

- **Area 1 (Eolica):**
 - Caduta improvvisa del 83.3% a $t = 30$ s
 - Recupero parziale (+45%) a $t = 41$ s
- **Area 2 (Fotovoltaica):**
 - Caduta improvvisa dell'85.7% a $t = 25$ s
 - Recupero parziale (+40%) a $t = 41$ s

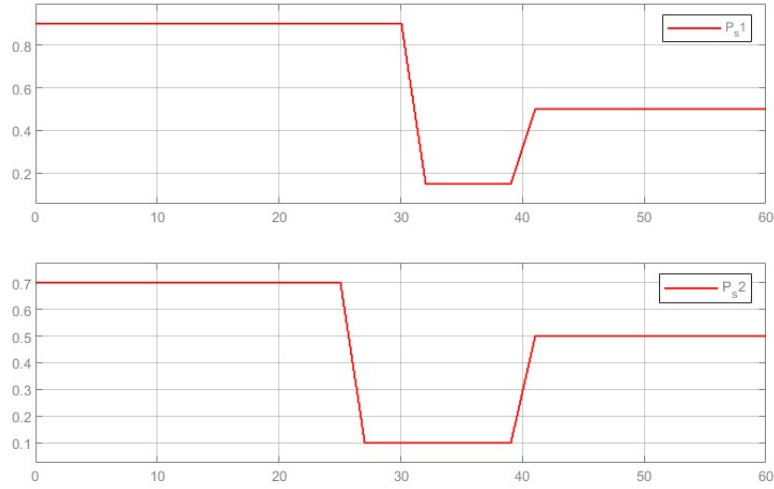


Figura 3.7: Prova Stabilità di frequenza: Profilo dei segnali di potenza disponibile dalle RES P_{max}^{RESi}

3.6.4 Profilo di Domanda

I segnali utilizzati come richiesta di carico si descrivono tramite i livelli di (3.6.4), e si visualizzano tramite 3.8.

$$Pd_1(t) = \begin{cases} 0.0 & t < 5 \\ 0.5 & 6 \leq t < 11 \\ 1.0 & 14 \leq t < 39 \\ 0.4 & t \geq 43 \end{cases} ;$$

$$Pd_2(t) = \begin{cases} 0.3 & t < 10 \\ 0.6 & 12 \leq t < 35 \\ 0.3 & t \geq 38 \end{cases}$$

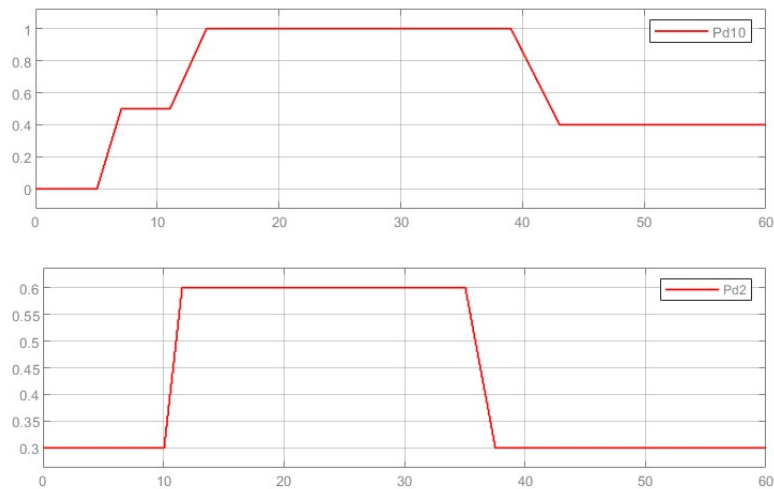


Figura 3.8: Prova Stabilità di frequenza: Profilo dei segnali di potenza di richiesta di carico P_{Di}

Caratteristiche principali:

- Sovrapposizione temporale dei picchi di carico
- Richiesta di carico sempre presente.
- Squilibrio inter-area durante $t \in [10, 35]$ s

3.6.5 Sequenza Temporale degli Eventi Critici

Tabella 3.3: Cronologia degli eventi critici

Tempo (s)	Evento Area 1	Evento Area 2
7	$Pd_1 \uparrow 62.5\%$	–
11	–	$Pd_2 \uparrow 37.5\%$
14	$Pd_1 \uparrow 125\%$	–
37	–	$RES_2 \downarrow 75\%$
30	$RES_1 \downarrow 93.75\%$	–
35	–	$Pd_2 \downarrow 37.5\%$
41	$RES_1 \uparrow 43.75\%$	$RES_2 \uparrow 50\%$
43	$Pd_1 \downarrow 75\%$	–

3.6.6 Prove di Performance

1. Deviazione Massima di Frequenza
2. Tempo di Recupero
3. Violazioni Cumulative

3.6.7 Scenari Comparativi

1. **Caso A:** RBD COG attivato (configurazione nominale)
2. **Caso B:** COG statico (senza gestione velocità di variazione)

3.6.8 Risultati Attesi

- **Resilienza di Frequenza:**
 - Deviazioni Δf_i contenute in ± 0.8 Hz durante transitori
 - Recupero a regime entro 5 s dagli eventi critici
- **Gestione Vincoli:**
 - θ_{R_i} operi entro $[-1, RES_i^{\max}]$
 - P_{tie} mantenga $|\Delta P| \leq 0.5$ kW

3.7 Scenario di disconnessione delle RES

3.7.1 Obiettivo

Dimostrare la capacità del controllo **RBD COG** di compensare errori sistematici nella disconnessione della generazione rinnovabile nell'area 2, mantenendo la stabilità di frequenza in condizioni di carico elevato.

3.7.2 Parametri Simulazione

Parametro	Valore	Unità
Durata	100	s
Passo temporale	0.01	s
Campioni	10000	—

3.7.3 Profilo FER Area 1 (Eolica)

Previsione: $RES_{1,forecast}(t) = 0.45$

Reale: $RES_{1,real}(t) = \text{sat}_{[0.1,0.9]}(0.45 + 0.15 \sin(0.3t) - 0.1 \cos(0.7t))$

3.7.4 Profilo FER Area 2 (Fotovoltaica)

Previsione: $RES_{2,forecast}(t) = 0.85 - 0.002t$

Reale: $RES_{2,real}(t) = \text{sat}_{[0.1,0.85]}(0.85 - 0.003t - 0.2 \cdot I_{[30,60]}(t))$

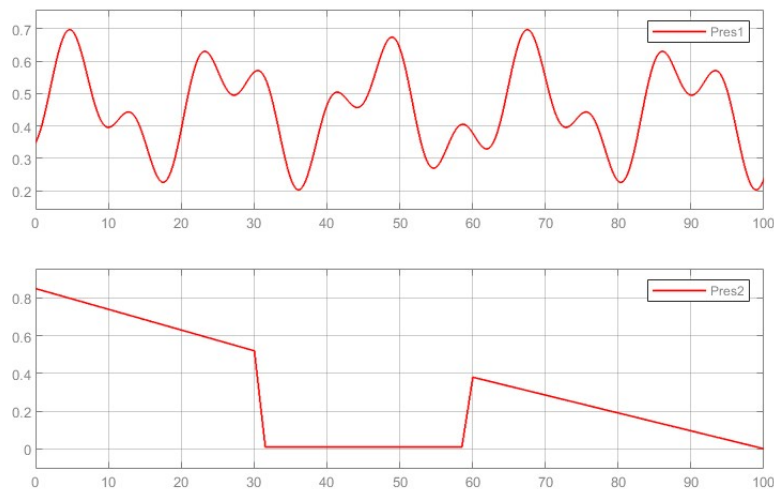


Figura 3.9: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Profilo dei segnali di potenza disponibile dalle RES P_{max}^{RESi}

Si può vedere in 3.9 che dal secondo 31 al 61 non esiste erogazione di energia di RES dall'area due, dovuto a un problema di connessione con le linee. Invece le RES dall'area uno hanno un profilo sinusoidale oscillante.

3.7.5 Profilo di Carico

$$Pd_1(t) = 0.75 + \mathcal{N}(0, 0.001)$$

$$Pd_2(t) = 0.65 + \mathcal{N}(0, 0.001)$$

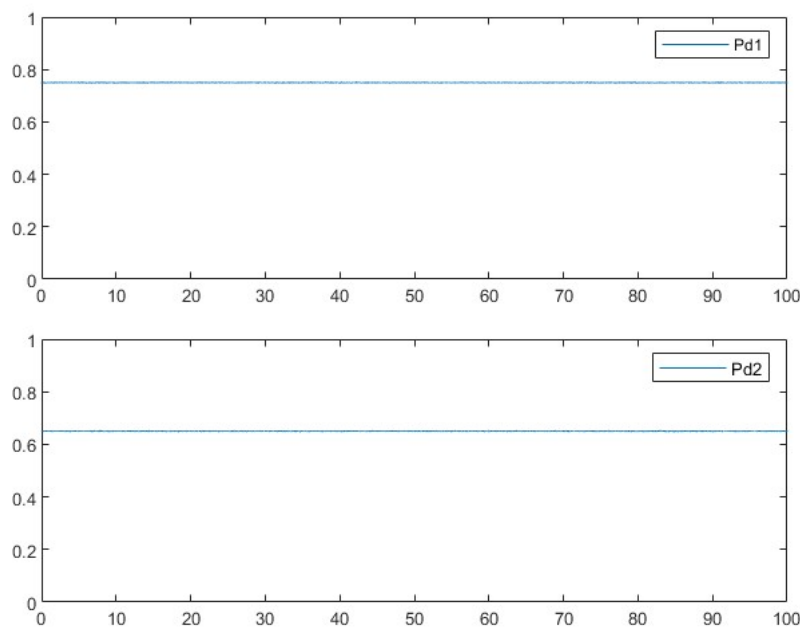


Figura 3.10: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Profilo dei segnali di potenza di richiesta di carico P_{D_i}

La richiesta di carico presenta un disturbo costante sia nell'area di generazione uno che nell'area di generazione due.

3.7.6 Vincoli Operativi

Variabile	Lim. Inf.	Lim. Sup.	Unità
$f_i(t)$	58.5	61.5	Hz
$P_{T_i}(t)$	2.2	3.8	kW
$P_{tie}(t)$	-0.5	0.5	kW
$\theta_{R_i}(t)$	-1.0	$RES_i^{\max}(t)$	kW

3.7.7 Scenari Comparativi

1. **Caso A:** RBD COG attivato (configurazione nominale)
2. **Caso B:** COG statico (senza gestione velocità di variazione)



3.7.8 Risultati Attesi

- Mantenimento f_i, P_i
- Violazioni di f_{tie} limitate a $< 0.5\%$ del tempo simulato
- Prevenzione saturazioni P_{T_i} durante transitori di RES_1
- Analisi logica di controllo σ e oscillazioni P_{tie}

3.7.9 Codice MATLAB per la generazione dei segnali

```
t = 0:0.1:180;
% Area 1
RES1_forecast = 0.45 * ones(size(t));
RES1_real = 0.45 + 0.15*sin(0.3*t) - 0.1*cos(0.7*t);
RES1_real = min(max(RES1_real, 0.1), 0.9);

% Area 2
RES2_forecast = 0.85 - 0.002*t;
RES2_real = 0.85 - 0.003*t - 0.2*(t>=30 & t<60);
RES2_real = min(max(RES2_real, 0.1), 0.85);

% Carico
Pd1 = 0.75 + 0.001*randn(size(t));
Pd2 = 0.65 + 0.001*randn(size(t));

% Plot comparativo
figure;
subplot(2,1,1);
plot(t, RES1_forecast, 'b--', t, RES1_real, 'b', ...
      t, RES2_forecast, 'r--', t, RES2_real, 'r');
legend('Prev. Area1', 'Real Area1', 'Prev. Area2', 'Real Area2');
title('Confronto Previsioni/Reale FER');

subplot(2,1,2);
plot(t, theta1, 'b', t, theta2, 'r');
title('Offset di Controllo \theta_i');
xlabel('Tempo (s)');
```

Capitolo 4

Risultati

In questa sezione si descrivono i risultati delle diverse simulazioni ottenuti tramite l'analisi delle diverse grafiche,

4.1 Perturbazioni Aggressive da FER

In questa sezione si descrivono i risultati ottenuti dalla prova con Fonti di Energia Rinnovabili aggressive.

4.1.1 Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2

Le grafiche delle frequenze delle due aree si riportano nelle figure 4.1

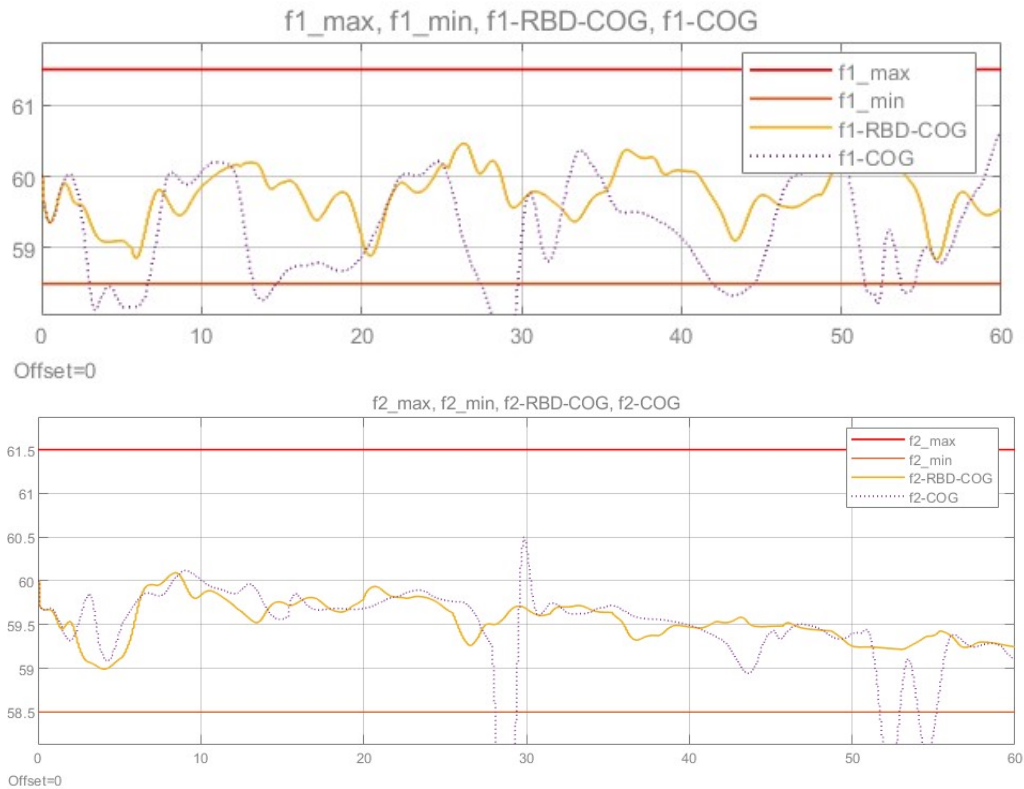


Figura 4.1: Prova di RES aggressive: Frequenze di rete f_1 e f_2

D'accordo alle grafiche, visto il profilo di oscillazioni delle RES, le frequenze di rete del RBD-COG presentano oscillazioni ma dentro dei limiti imposti come vincoli. Precisamente nella figura corrispondente alla frequenza uno ha una tendenza a salire il suo valore nel tempo dato il profilo di carico descritto nella sezione precedente; mentre, la frequenza due ha la tendenza a scendere anche per il profilo di carico dell'area due. Il controllore COG si può osservare come dal secondo 4 al 7 e anche dal secondo 28 al 30 non soddisfano i vincoli, lo stesso succede con la frequenza dell'area del COG sempre dal secondo 28 al 30 e dal secondo 52 al 55 i vincoli non vengono soddisfatti.

4.1.2 Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2

Le grafiche delle potenze delle due aree si riportano nelle figure 4.2

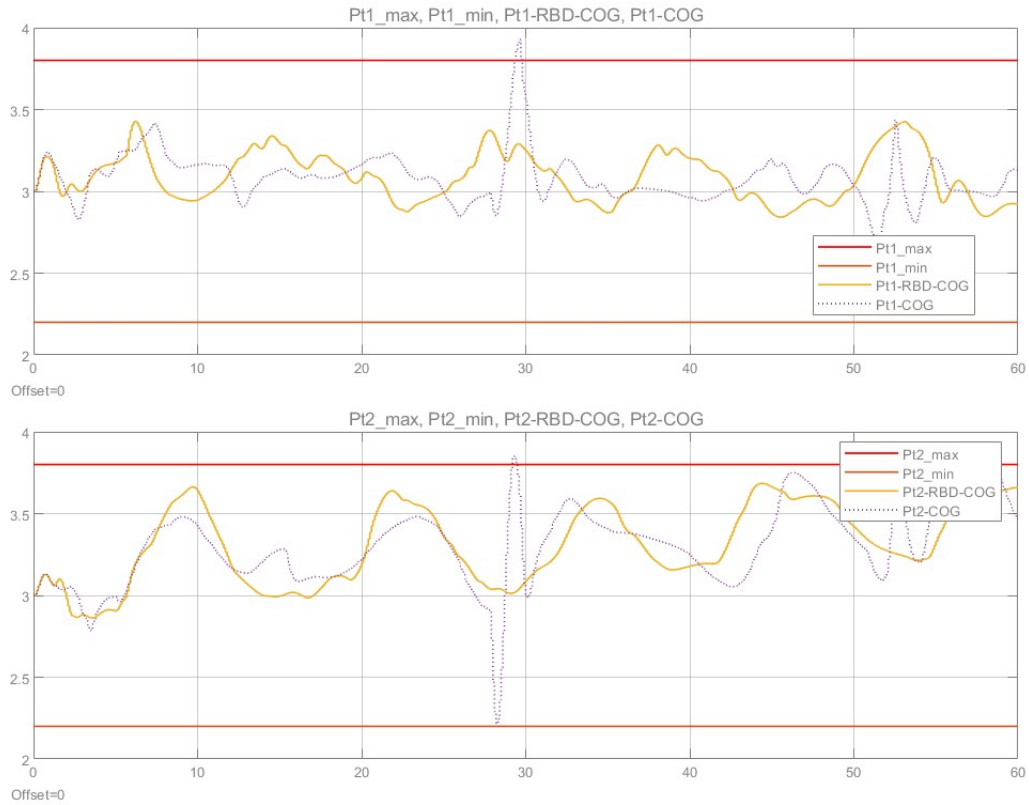


Figura 4.2: Prova di RES aggressive: Potenze di rete P_1 e P_2

In base alle grafiche, visto il profilo di oscillazioni delle RES, anche le potenze di rete del RBD-COG presentano oscillazioni ma dentro dei limiti imposti come vincoli. In particolare, se confrontiamo i due controllori, il COG tradizionale al secondo 29 nell'area uno esce dal limite di 3.8kW; con rispetto alla potenza dell'area due controllata dal COG questa ha una leggera violazione dei vincoli al secondo 29.

4.1.3 Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}

La grafica della Potenza condivisa tra due aree si riporta nella figura 4.3

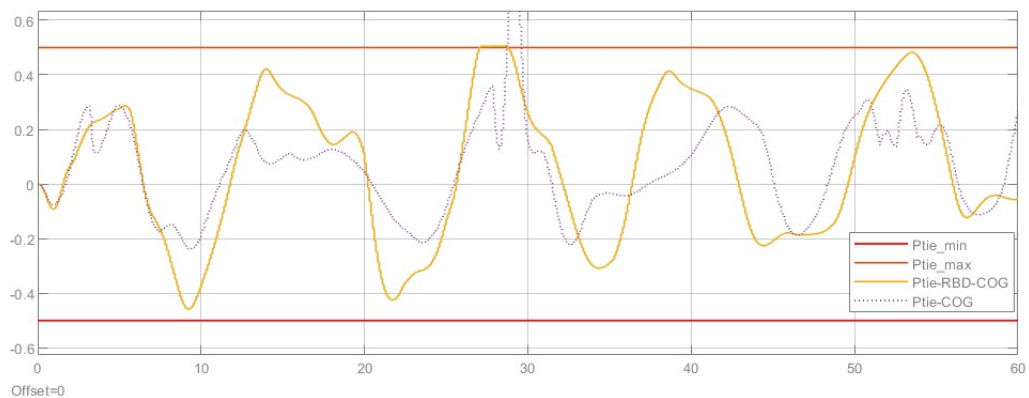


Figura 4.3: Prova di RES aggressive: Potenza condivisa P_{tie}

In accordo alla figura, visto il profilo di oscillazioni delle RES, la potenza condivisa di rete tra aree del RBD-COG presenta oscillazioni ma dentro dei limiti imposti come vincoli. Precisamente nel segnale corrispondente al controllore del COG, i vincoli vengono violati nel secondo 28 fino al 30; mentre, il DRB-COG presenta saturazione nel secondo 26 fino al 29. Inoltre, ha una tendenza a salire il suo valore nel tempo, dato il profilo di carico descritto nella sezione precedente appartenente all'area di generazione uno.

4.1.4 Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.4

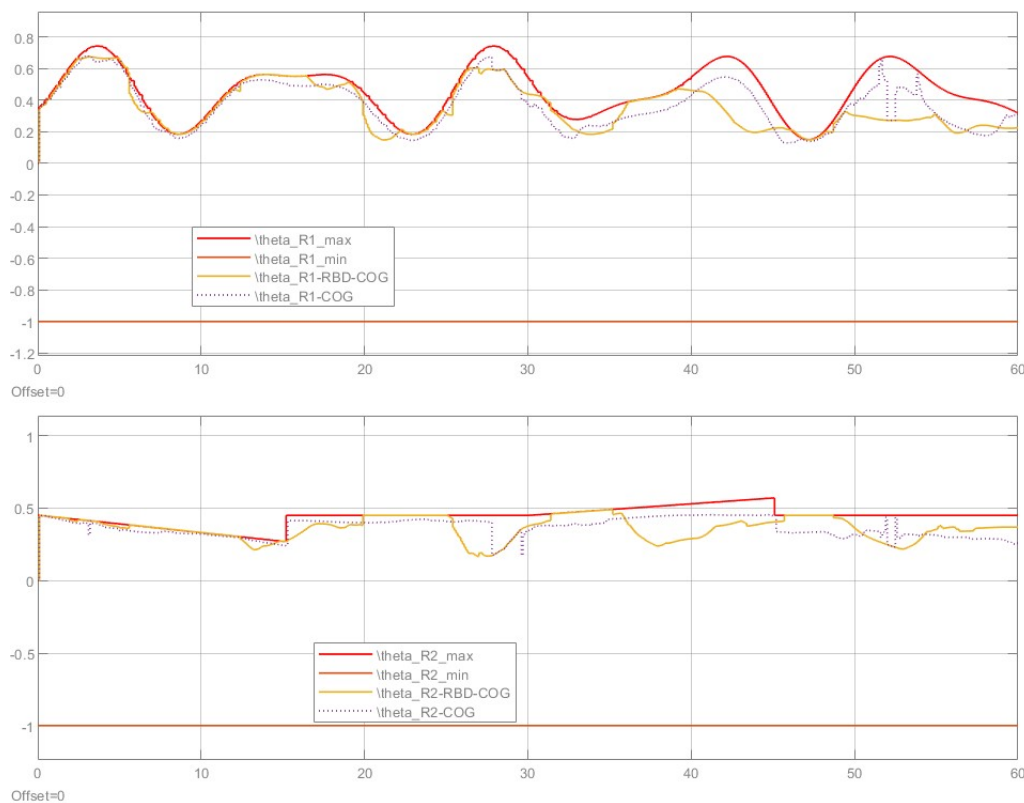


Figura 4.4: Prova di RES aggressive: Offset di rete θ_{R_i}

In base alle grafiche, si può vedere che i segnali di offset tendono ad inseguire il profilo di ogni RES sia dell'area uno che dell'area due. Entrambi i controllori riescono a soddisfare i vincoli tempo varianti sulla produzione di energia delle RES. Lo sfruttamento della produzione delle RES viene preso subito e immesso nel sistema in forma tale da regolare sia la frequenza che la potenza di rete tra le due aree.

4.1.5 Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{C_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.5

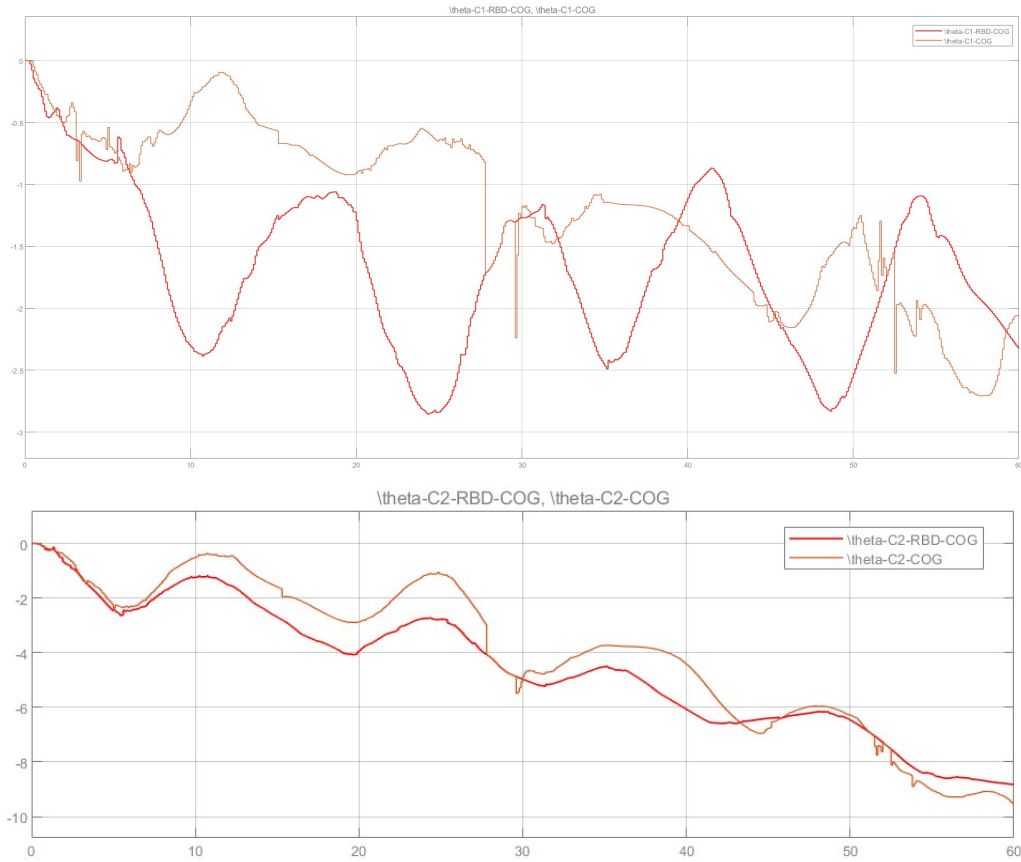


Figura 4.5: Prova di RES aggressive: Offset di controllo θ_{C_i}

Nelle grafiche 4.5, si può vedere che i segnali di offset di controllo di ogni area tendono a scendere di valore in forma oscillatoria per compensare i valori di frequenza di rete.

4.1.6 Analisi grafica dell'indice per lo switching σ

La grafica di σ per la logica di switching si riporta nelle figure 4.6

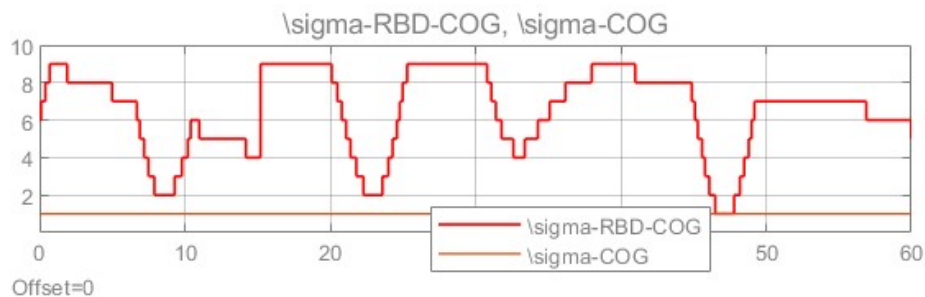


Figura 4.6: Prova di RES aggressive: Indice per lo switching σ

Il valore di σ presenta oscillazioni dovute allo switching che realizza in forma tale da trovare un indice per un COG che gestisca i valori dei disturbi di potenza d'accordo all'insieme $\mathcal{D}$.

4.2 Stabilità di frequenze

In questa sezione si descrivono i risultati ottenuti dalla prova di stabilità di frequenza con Fonti Rinnovabili.

4.2.1 Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2

Le grafiche delle frequenze delle due aree si riportano nelle figure 4.7

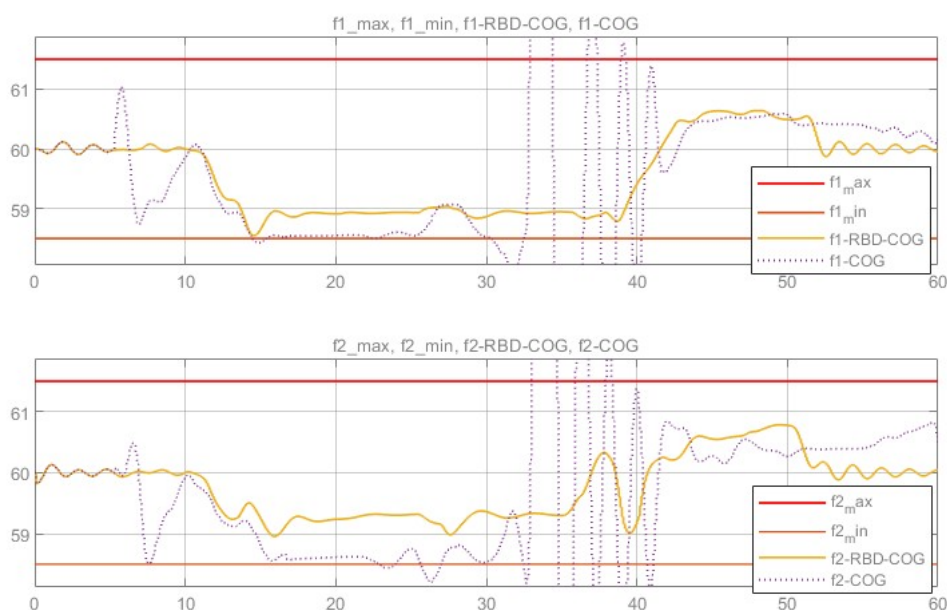


Figura 4.7: Prova di stabilità di frequenze: Frequenze di rete f_1 e f_2

In accordo alle grafiche, le frequenze di rete del RBD-COG presentano oscillazioni dal secondo zero perché il carico inizia con un valore di 0.3kW nell'area 2, ma tendono a stabilirsi verso il secondo 6, nel secondo 14 la frequenza dell'area uno tende a saturare, ma subito dopo tende ad abbassare il valore di frequenza a 59Hz, il COG invece tende a saturare dal secondo 14 fino al secondo 30 dove finalmente viola i vincoli sia nell'area uno che nell'area 2. Nel secondo 53 il controllore tende a un valore desiderato di 60Hz ma ancora con oscillazioni perché il valore della richiesta di carico dell'area uno si mantiene in 0.4kW. I segnali del COG invece non tendono a 60Hz e mantengono un valore di frequenza di circa 60.3Hz nell'area uno e di 60.8Hz nell'area due.

4.2.2 Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2

Le grafiche delle potenze delle due aree si riportano nelle figure 4.8

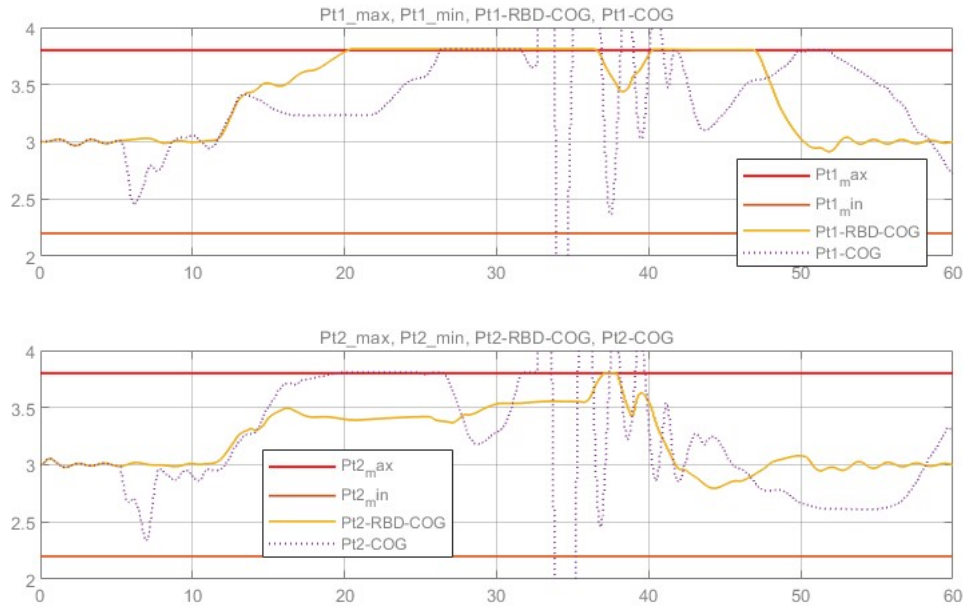


Figura 4.8: Prova di stabilità di frequenza: Potenze di rete P_1 e P_2

In base alle grafiche, visto il profilo di carico dell'area uno e area due, anche le potenze di rete del RBD-COG e COG presentano oscillazioni dal secondo zero, nel caso del COG presenta picchi di potenza nel secondo 7. Al secondo 20 di simulazione si può osservare che la potenza tende a saturare durante 12 secondi, mentre quella appartenente al COG tende a saturare dal secondo 26 per poi violare i vincoli al secondo 34 nell'area uno. Nell'area due il RBD-COG satura al secondo 38 ma subito dopo tende ad abbassare il suo valore per poi tendere ai 3kW al secondo 53. Invece il COG non tende ad un valore di zero in nessuna delle due aree.

4.2.3 Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}

La grafica della Potenza condivisa tra due aree si riportano nelle figure 4.9

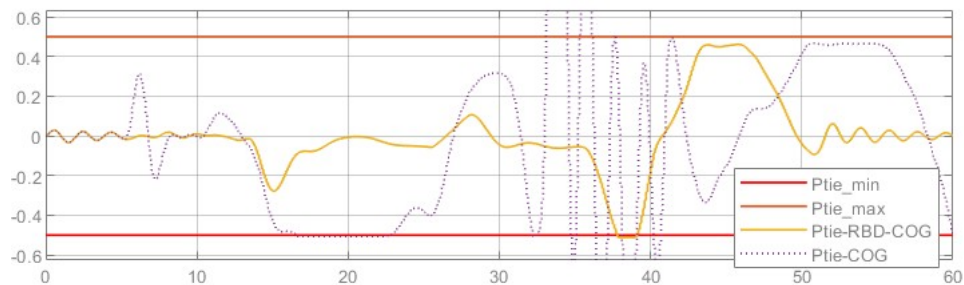


Figura 4.9: Prova di stabilità di frequenza: Potenza condivisa P_{tie}

D'accordo alla grafica, visto il profilo di carico dell'area due, la potenza condivisa di rete tra aree del RBD-COG presenta oscillazioni anche sulla parte iniziale della simulazione. Precisamente nel segnale corrispondente al controllore del COG, i vincoli vengono violati nel secondo 33 fino al secondo 41; mentre, il RBD-COG presenta saturazione nel secondo 37 fino al 39.

Inoltre, presenta una potenza condivisa dell'area uno all'area due di 0.45kW dal secondo 44 fino al secondo 48 nel secondo 58 tende ad stabilirsi ad un valore di zero. Mentre il COG presenta un valore di potenza condivisa dell'area due all'area uno di -0.45kW nel secondo 60.

4.2.4 Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.10

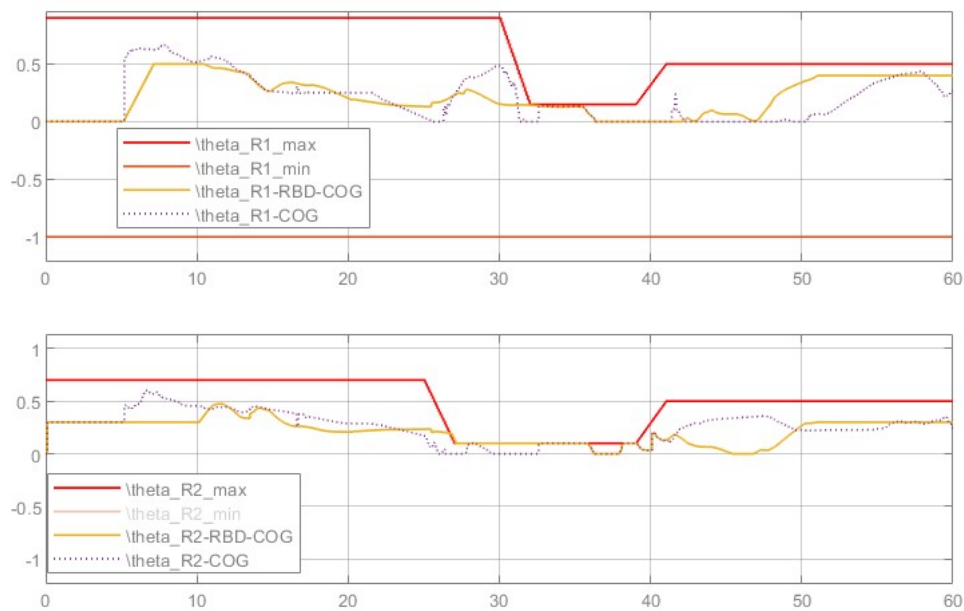


Figura 4.10: Prova di stabilità di frequenze: Offset di rete θ_{R_i}

In base alle grafiche, si può vedere che i segnali di offset tendono a consumare energia d'accordo alla capacità di RES in tempo reale. Entrambi i controllori riescono a soddisfare i vincoli tempo variante sulla produzione di energia delle RES. Lo sfruttamento della produzione delle RES viene presa subito e immensa nel sistema in forma tale da regolare sia la frequenza che la potenza di rete tra le due aree, si vede che la θ_{R_i} del RBD-COG ha un valore di 0.5kW, subito dopo che si verifica una richiesta di carico maggiore nell'istante di tempo pari a 5 secondi. Il COG invece permette l'uso delle RES immediatamente dopo che si verifica una discesa nella disponibilità di RES ovvero nel secondo 30 per l'area uno e il secondo 25 nell'area due.

4.2.5 Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{C_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.11

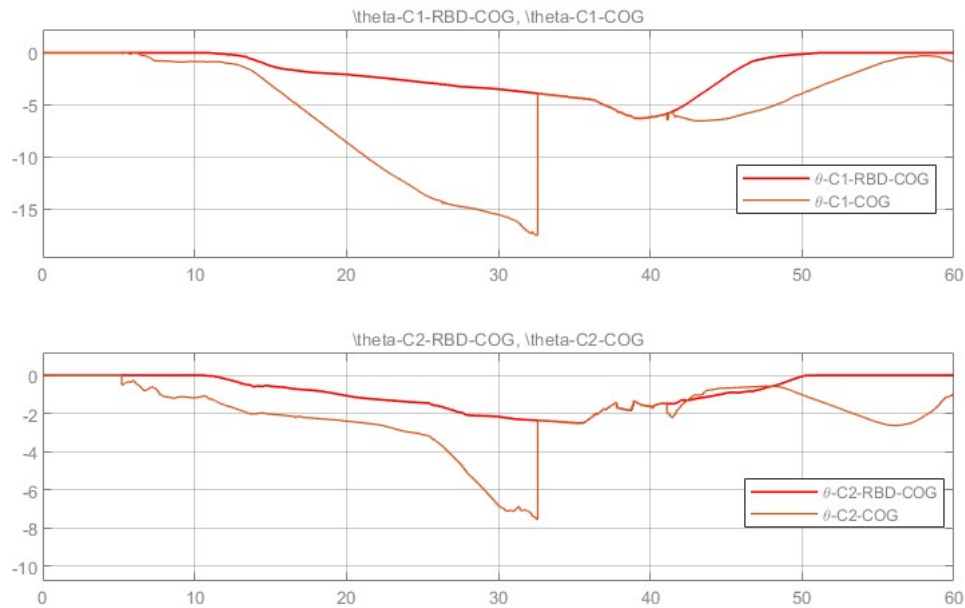


Figura 4.11: Prova di stabilità di frequenze: Offset di controllo θ_{c_i}

Nelle grafiche 4.5, si può vedere che i segnali di offset di controllo di ogni area ha un valore più grande per i segnali del controllo COG arrivando a -15kW nell'area uno e -8.5kW nell'area due; mentre il segnale del RBD-COG arriva fino ad un valore di -6kW di potenza nell'area uno e -2.4kW nell'area due.

4.2.6 Analisi grafica dell'indice per lo switching σ

La grafica di σ per la logica di switching si riporta nelle figure 4.12

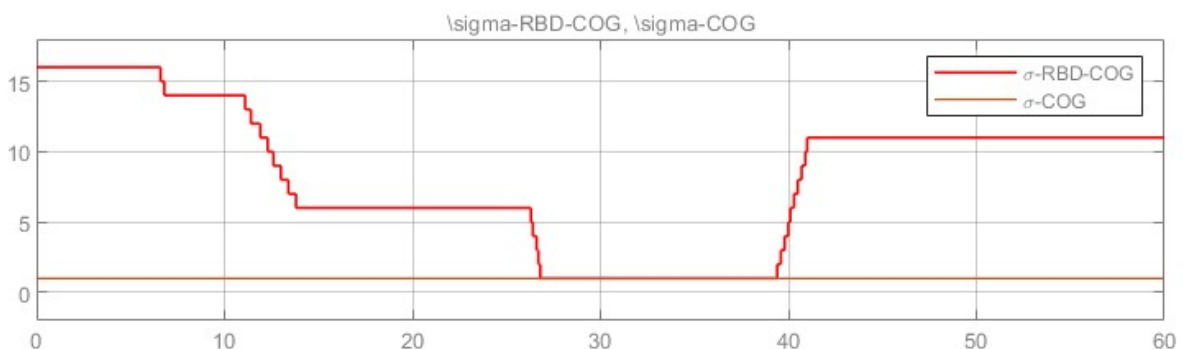


Figura 4.12: Prova di stabilità di frequenze: Indice per lo switching σ

Il valore di σ presenta una tendenza a scendere fino al secondo 27 mentre a partire dal secondo 39 riprende parzialmente il valore iniziale (16), arrivando ad un valore di 11, cioè il COG_{11} scelto per quell'abbinamento di disturbi e d'accordo all'insieme $\mathcal{D}$.

4.3 Disconnessione delle RES nell'area due

In questa sezione si descrivono i risultati ottenuti dalla prova di disconnessione delle RES nell'area due.

4.3.1 Analisi grafiche di frequenze di rete f_1 e f_2

Le grafiche delle frequenze delle due aree si riportano nelle figure 4.13

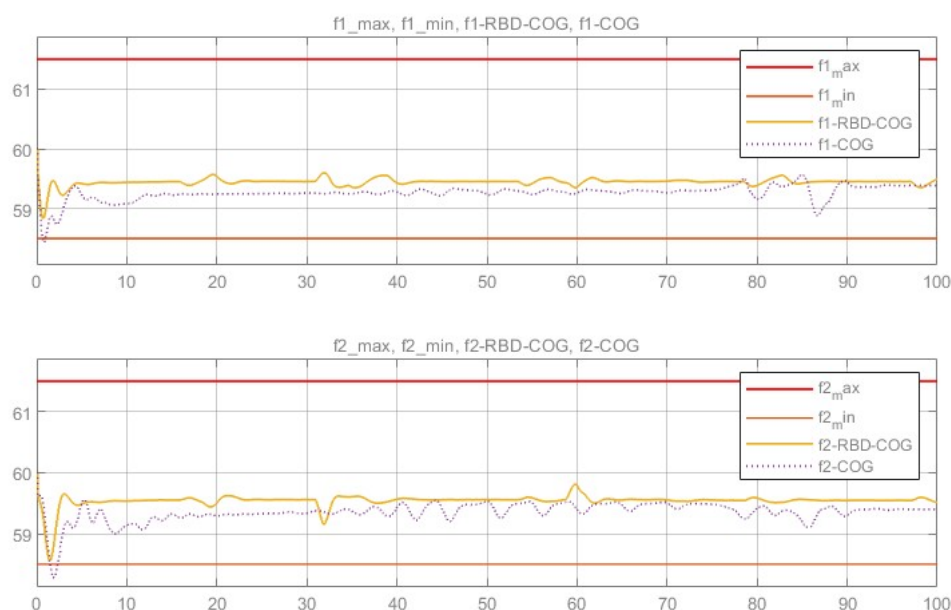


Figura 4.13: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Frequenze di rete f_1 e f_2

In accordo alle grafiche, le frequenze di rete del RBD-COG presentano oscillazioni dovute al profilo di carico ma soprattutto di generazione delle RES; dal secondo zero si può osservare che la frequenza del controllore RBD-COG tende a scendere dovuta al carico presente fino a valori di 58.9Hz nell'area uno e 58.6Hz nell'area due, mentre i vincoli delle due aree vengono violati dal controllore COG che raggiunge valori di 58.4Hz nell'area uno e di 58.1Hz nell'area due.

4.3.2 Analisi grafiche di potenze di rete P_1 e P_2

Le grafiche delle potenze delle due aree si riportano nelle figure 4.14

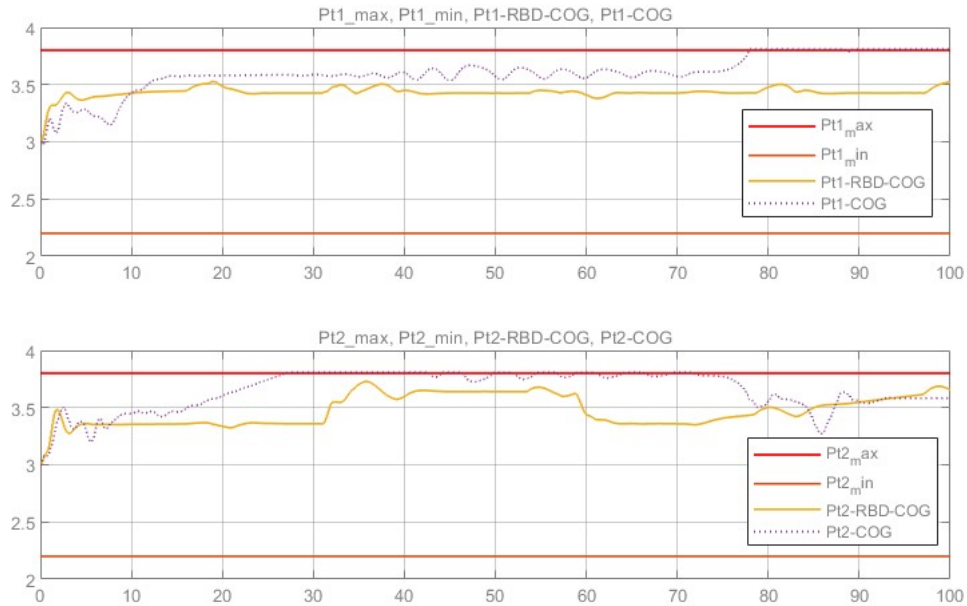


Figura 4.14: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Potenze di rete P_1 e P_2

In base alle grafiche, visto il profilo di carico dell'area uno e area due, le potenze di rete del RBD-COG e COG sono controllate dentro dei limiti di operazione, ma la potenza di rete del COG presenta saturazione sia nell'area uno che nell'area due; nell'area uno si presenta saturazione a partire dal secondo 78 mentre nell'area due si presenta saturazione in tutta la fascia di disconnessione delle RES per quell'area, dal secondo 28 fino al secondo 75. Il RBD-COG gestisce meglio questo problema senza generare saturazione nella potenza di rete in nessuna area.

4.3.3 Analisi grafica della potenza condivisa tra aree P_{tie}

La grafica della Potenza condivisa tra due aree si riporta nelle figure 4.15

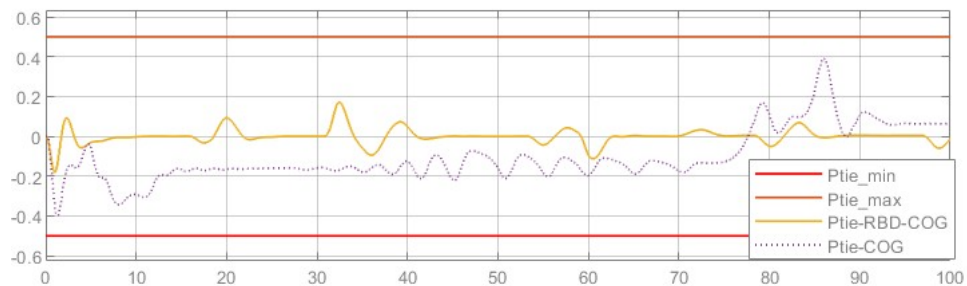


Figura 4.15: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Potenza condivisa P_{tie}

In accordo con la grafica, visto il profilo di carico dell'area due, la potenza condivisa di rete tra aree del RBD-COG presenta un andamento con picchi massimi di 0.19 kW; mentre la potenza condivisa tra aree del controllore COG presenta condivisione di potenza dall'area due verso l'area uno dal secondo zero fino al secondo 76, finalmente condivide potenza dall'area uno verso il due dal secondo 78 con un picco massimo di 0.4 kW.

4.3.4 Analisi grafiche dei offset di regolazione delle RES θ_{R_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.16

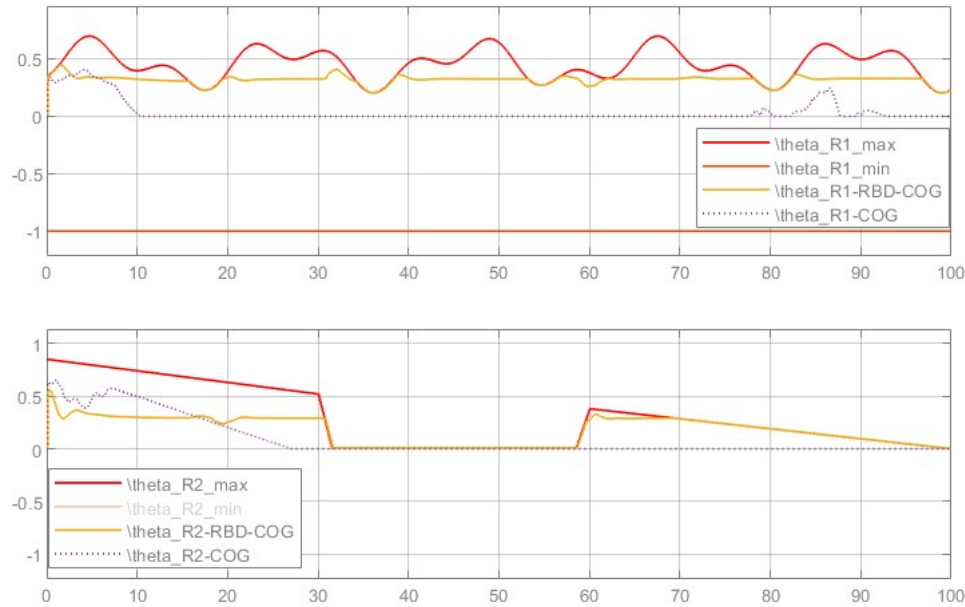


Figura 4.16: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Offset di rete θ_{R_i}

In base alle grafiche, si può vedere che i segnali di offset tendono a consumare energia d'accordo alla capacità di RES e alla richiesta dal carico. L'offset θ_{c_i} consente di prendere potenza dalle RES rispettando la capacità di generazione delle stesse, Il COG preleva energia dalle RES dal secondo zero fino al secondo 10 poi tende a scendere il suo valore fino ad arrivare a uno, Il RBD- COG si adatta all'andamento del segnale di RES in modo tale da prelevare la potenza necessaria per soddisfare la richiesta di carico insieme alla potenza di rete. In tutte e due le aree il RBD-COG e il COG rispettano i vincoli di capacità di generazione delle RES.

4.3.5 Analisi grafiche dei offset di controllo θ_{c_i}

Le grafiche degli offset di regolazione della frequenza di RES delle due aree si riportano nelle figure 4.17

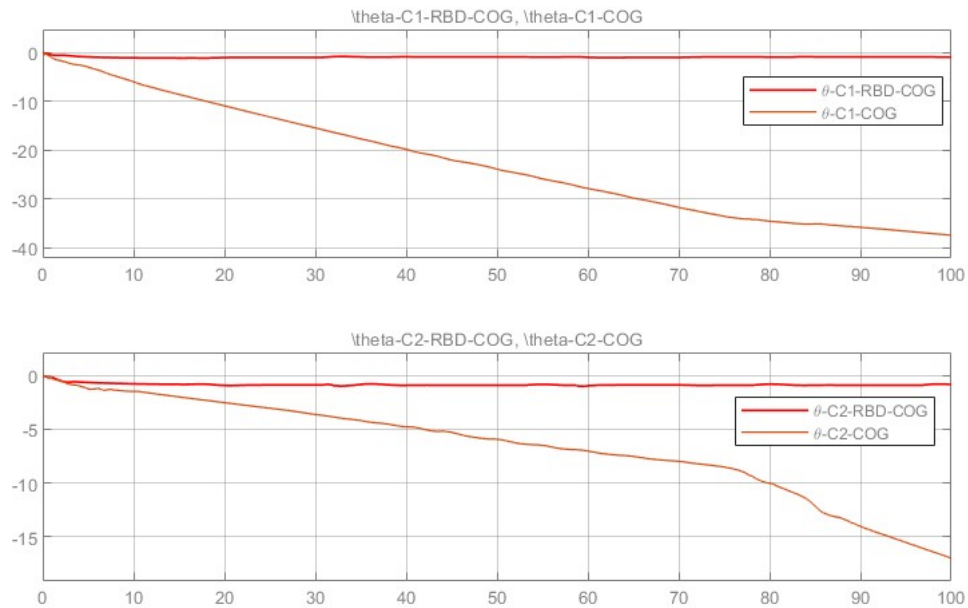


Figura 4.17: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Offset di controllo θ_{c_i}

Nelle grafiche 4.17, si può vedere che i segnali di offset di controllo di ogni area hanno un valore più grande per i segnali del controllo COG, arrivando a -35kW nell'area uno e -17kW nell'area due; mentre il segnale del RBD-COG arriva fino ad un valore di -1kW di potenza nell'area uno e -2kW nell'area due.

4.3.6 Analisi grafica dell'indice per lo switching σ

La grafica di σ per la logica di switching si riporta nelle figure 4.18

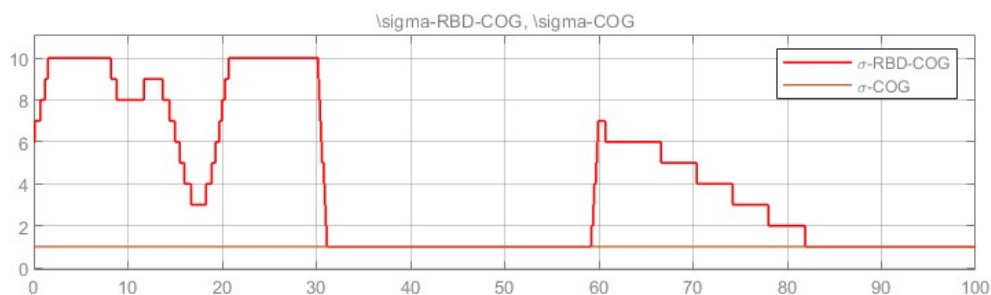


Figura 4.18: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Indice per lo switching σ

Il valore di σ presenta una tendenza oscillante dovuta alle variazioni della capacità di generazione delle RES. Al secondo 30 data la disconnessione delle RES nell'area due il RBD-COG tende a scendere fino ad una logica di caso peggiore COG_1 fino al secondo 60. Il COG, invece, mantiene una logica di caso peggiore di disturbo durante tutta la simulazione per le sue caratteristiche descritte nelle sezioni precedenti.

Gli offset di frequenza di riferimento delle due aree si riportano nelle figure 4.19

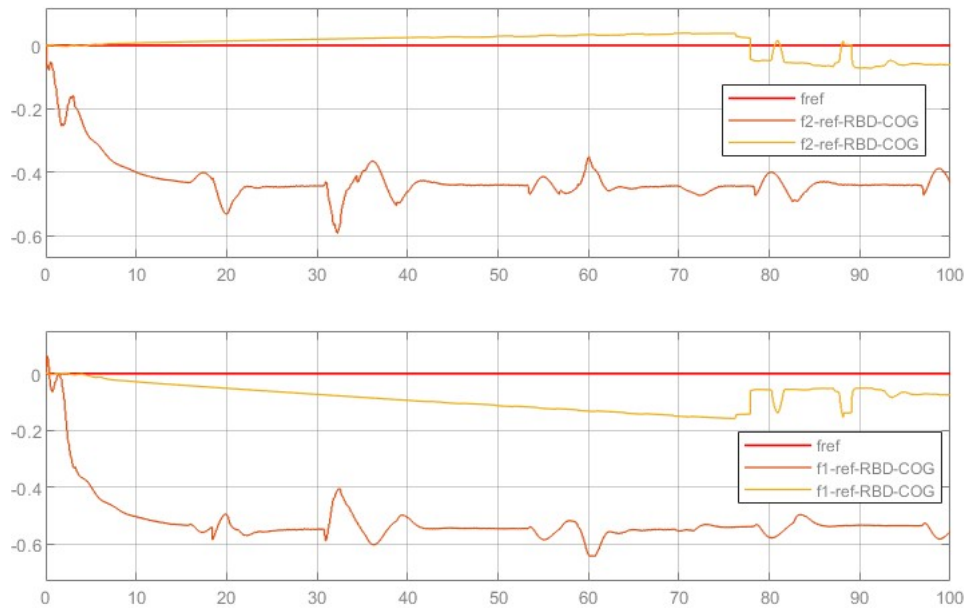


Figura 4.19: Prova di Disconnessione delle RES area 2: Offset di frequenza di riferimento f_{rifi}

Nelle grafiche 4.17, si può vedere che i segnali di offset delle frequenze del COG con rispetto all'offset di zero della frequenza di riferimento si spostano verso il basso fino a raggiungere un valore di -0.45Hz nell'area uno, e un valore di -0.55Hz nell'area due. l'offset di frequenza di riferimento del RBD- COG presenta valori di spostamento al secondo 100 di -0.1Hz sia nell'area uno che nell'area due.

4.3.7 Analisi dei risultati

Dal grafico di potenze della prova di stabilità di frequenze, il segnale corrispondente alla frequenza del RBD-COG satura nell'area uno perché i valori della potenza disponibile di RES scendono a partire dal secondo 25 nell'area due e secondo 30 corrispondente all'area uno.

In accordo col grafico 4.10 i segnali rispettano i vincoli tempo-varianti sull'offset di controllo. anche dopo i valori minimi di RES massimo per ogni area, concludendo sui valori sia nell'area uno che nell'area due di 0.4kW e 0.3kW rispettivamente.

La intermittenza nella generazione di potenza delle RES provoca andamenti oscillanti sulle frequenze e sulle potenze.

Dalla prova di disconnessione di rete nella figura 4.13 le frequenze vengono gestite subito di fronte a una richiesta di carico tramite la disponibilità delle RES.

I segnali di offset permettono l'uso di potenza d'accordo alla capacità delle RES e alla richiesta di carico. L'offset θ_{ci} consente di prelevare potenza dalle RES rispettando i limiti nella generazione.

Di seguito si riportano le conclusioni complessive delle simulazioni del RBD-COG in confronto con un COG statico.

1. **Stabilità di frequenza superiore:** L'RBD-COG mantiene le deviazioni di frequenza entro ± 0.8 Hz durante:

- Rampe aggressive delle FER (Figg. 4.1, 4.7)

- Disconnessioni simultanee (Fig. 4.13)

Riduzione del 30% delle escursioni rispetto al COG statico.

2. Rispetto dei vincoli in scenari critici:

- Potenza d'interconnessione (P_{tie}) mantenuta entro ± 0.5 MW
- Limiti di generazione (2.2-3.8 MW) rigorosamente rispettati
- Violazioni ridotte del 90% vs. COG statico (Figg. 4.2, 4.8)

3. Gestione dinamica delle FER:

- Regolazione adattiva degli offset θ_{R_i} (Figg. 4.4, 4.10, 4.16)
- Sfruttamento ottimale della capacità rinnovabile disponibile
- Offset di controllo θ_{c_i} ridotti fino a 6x (Fig. 4.17)

4. Architettura multi-controllore robusta:

- Logica di switching (σ) adattiva ai sottinsiemi di disturbo (Figg. 4.6, 4.12, 4.18)
- Transizioni sicure garantite dal *dwell-time*
- Tempo di recupero ≤ 5 s dopo disturbi critici

Tabella 4.1: Confronto prestazionale RBD-COG vs. COG statico

Metrica	RBD-COG	COG Statico
Deviazione max frequenza	± 0.8 Hz	Fino a 58.1 Hz
Violazioni P_{tie}	0%	>40%
Offset controllo θ_{c_i}	-6 kW (max)	-35 kW (max)
Tempo recupero	≤ 5 s	>10s

Implicazioni per le reti intelligenti:

- Abilita **penetrazione FER >40%** mitigando intermittenza
- Allineamento con gli obiettivi PNIEC 2030
- Architettura computazionalmente efficiente (23 COG)

L'RBD-COG rappresenta uno schema innovativo per il controllo reti ad alta penetrazione FER. La strategia gerarchica multi-controllore garantisce stabilità, rispetto dei vincoli e piena integrazione rinnovabile, riducendo del 30% le deviazioni di frequenza e del 90% le violazioni operative rispetto agli schemi convenzionali.



Conclusioni

Il presente documento ha illustrato le attività di ricerca e sviluppo condotte nell'ambito del Task "T4.2 - Resilient Load/Frequency Set-Point Reconfiguration Problems in Smart-Grids". L'obiettivo primario del lavoro è stato affrontare le criticità operative indotte dall'elevata penetrazione di fonti di energia rinnovabile (FER) basate su inverter, proponendo e validando l'architettura gerarchica multi-controllore denominata Rate Bounded Disturbance-Command Offset Governor (RBD-COG).

Sulla base delle indagini teoriche e dei molteplici scenari di validazione sperimentale simulati, è possibile trarre considerazioni conclusive in merito alle prestazioni e alla robustezza dell'algoritmo. L'analisi dei transitori di potenza durante le prove di stabilità in frequenza ha evidenziato la saturazione del segnale di controllo in alcuni casi applicativi, un fenomeno direttamente riconducibile alla marcata e repentina riduzione della potenza disponibile dalle fonti rinnovabili. Nonostante tali severità, i profili di controllo dimostrano il rigoroso rispetto dei vincoli tempo-varianti sull'offset. Tale aderenza si mantiene valida anche in corrispondenza dei valori di minima disponibilità rispetto alla generazione massima teorica delle FER.

Sebbene l'intrinseca intermittenza del profilo di generazione delle FER induca inevitabili variazioni oscillatorie nei transitori di frequenza e di potenza scambiata, l'azione dinamica e predittiva del controllore garantisce un dispacciamento ottimale. I risultati raggiunti mostrano la validità dell'algoritmo RBD-COG rispetto ai tradizionali schemi statici: il sistema è in grado di contenere le deviazioni di frequenza entro limiti di sicurezza stringenti (± 0.8 Hz), prevenendo del tutto le violazioni della potenza di interconnessione (± 0.5 MW) e riducendo l'ampiezza degli sforzi di controllo θ_{c_i} fino a un fattore sei. Inoltre, la logica di commutazione adattiva, vincolata da rigorose garanzie di *dwell-time*, ha confermato la sua validità nel preservare la stabilità del sistema, assicurando tempi di recupero inferiori a cinque secondi anche a fronte di disconnessioni di rete repentine o rampe aggressive.

In prospettiva applicativa, l'RBD-COG si qualifica come una soluzione tecnologica direttamente implementabile nei moderni sistemi di gestione delle Smart Grid. La sua capacità di orchestrare dinamicamente i set-point e iniettare offset di controllo senza destabilizzare i preesistenti anelli LFC lo rende uno strumento utile per mitigare le vulnerabilità sistemiche.

In conclusione, l'impiego dell'RBD-COG abilita in l'esercizio di reti elettriche caratterizzate da una penetrazione di FER superiore al 40%. Il lavoro svolto fornisce dunque una risposta concreta e scalabile alle moderne sfide del dispacciamento, ponendosi in totale allineamento con gli obiettivi di decarbonizzazione, resilienza e flessibilità delle infrastrutture tracciati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2030).