

Ricerca di Sistema elettrico



Sviluppo di modelli per la pianificazione della gestione delle reti elettriche di distribuzione con capacità di formazione di isole autonome intenzionali o microreti in ottica di miglioramento dell'adeguatezza e sicurezza delle singole isole e resilienza nell'intero sistema di distribuzione

Gianni Celli, Università di Cagliari

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo 2: Digitalizzazione ed evoluzione delle reti

Progetto 2.3: Evoluzione, pianificazione, gestione ed esercizio delle reti elettriche

Linea di attività: LA1.8

Responsabile del Progetto: Maria Valenti

Responsabile Linea di Attività: Gianni Celli

Mese inizio previsto: luglio 2023

Mese inizio effettivo: luglio 2023

Mese fine previsto: dicembre 2024

Mese fine effettivo: dicembre 2024

Indice

1	Risultati attesi	6
2	Risultati ottenuti.....	6
2.1	Avanzamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale con riferimento ai risultati ottenuti.....	7
3	Prodotti attesi	7
4	Prodotti ottenuti.....	8
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	8
6	Sintesi delle attività svolte	9
7	Dettaglio delle attività svolte.....	9
7.1	Definizione di un modello di Security Constrained Optimal Power Flow	12
7.2	Formulazione matematica del problema propedeutica allo sviluppo dello strumento di Operational Planning per la BT	13
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	13
9	Pubblicazioni scientifiche.....	13
10	Eventi di disseminazione	14
10.1	Partecipazione a convegni.....	14
11	Descrizione dei risultati ottenuti	15
11.1	Flessibilità da Generazione Distribuita	17
11.2	Flessibilità da Domanda Regolabile	18
11.3	Soft Open Points.....	19
11.3.1	Modello SOP generale	20
11.3.2	Modello SOP linearizzato.....	21
11.4	Flessibilità da Sistemi di Accumulo a Batteria	23
11.4.1	Modello BESS generale.....	23
11.4.2	Modello BESS linearizzato.....	24
11.5	Modello di OPF per reti elettriche di distribuzione MT	25
11.6	Modello di OPF per gestione porzioni di rete in Isola Intenzionale	28
11.7	Modello di SCOPF con decomposizione di Benders.....	29
11.8	Formulazione matematica del problema propedeutica allo sviluppo dello strumento di Operational Planning per la BT	35
11.9	Risultati delle simulazioni del software in versione beta in funzione delle diverse configurazioni analizzate.....	38
11.9.1	Rete test	39
11.9.2	Sfruttamento della Flessibilità esclusivamente da Generazione Distribuita	40

11.9.3	Sfruttamento della Flessibilità dalla Generazione Distribuita e dai SOP.....	41
11.9.4	Sfruttamento della Flessibilità dalla Generazione Distribuita e da Sistemi di Accumulo	44
11.10	Bibliografia.....	48

Indice delle figure

Figura 1 - Diagramma di flusso della procedura di Operational Planning.....	9
Figura 2 - Riconfigurazione per guasto su dorsale (caso a) e su laterale (caso b).....	15
Figura 3 - Diagramma di flusso dettagliato della procedura di Operational Planning (MTTR _k indica il tempo medio di riparazione della k-esima linea guasta). Con Flexkopt è stata indicata la matrice formata da tutti i servizi di flessibilità richiesti alle risorse disponibili per risolvere le contingenze della configurazione k-esima in tutte le 24 ore. Il blocco j esegue il calcolo della flessibilità nella configurazione di rete integra, il blocco k svolge i calcoli per ogni k-esima configurazione di emergenza, il blocco l stima la flessibilità aggiuntiva per l'isola intenzionale anche quando il guasto sul k-esimo ramo non crea problemi alla rete connessa.	16
Figura 4 - Rappresentazione schematica di una rete MT con un SOP che interconnette due feeder.....	20
Figura 5 - Linearizzazione della circonferenza limite per l'esercizio dell'SOP con un poligono regolare ad essa iscritto.....	22
Figura 6 - Diagramma di flusso per la "verifica Adeguatezza Isola" nel diagramma di flusso di Figura 3.....	28
Figura 7 - Diagramma di flusso di risoluzione del problema di SCOPF con approccio basato su decomposizione di Benders. L'indice m si riferisce all'iterazione del processo di ottimizzazione basato sulla decomposizione di Benders, l'indice sp è relativo ai sotto-problemi da risolvere (configurazioni di rete critiche), N _c è il numero di configurazioni di rete critiche ossia che presentano violazioni dei vincoli tecnici (tensioni ai nodi o correnti nelle linee).	34
Figura 8 - Rete test (dal paper [18]).....	39
Figura 9 - Profilo di tensione lungo i due feeder della rete alle ore 14:00 di una giornata soleggiata estiva (dal paper [18])	40
Figura 10 - Taglio della generazione nel nodo 22	41
Figura 11 - Correzione del profilo di tensione alle 14:00 per effetto del taglio di generazione nei nodi 22 e 10 (dal paper [18])	41
Figura 12 - Rete test con SOP installato tra i nodi 10 e 13 (dal paper [18])	42
Figura 13 - Correzione del profilo di tensione alle 14:00 attraverso il taglio della generazione nel nodo 22 e il servizio a scendere e il contemporaneo supporto di reattivo fornito dal convertitore del SOP nel nodo 10 (dal paper [18]).....	43
Figura 14 - Modifica del profilo di tensione alle 14:00 attraverso il taglio della generazione nei nodi 22 e 16 e il supporto di attivo e reattivo nei due estremi del SOP (dal paper [18])	44
Figura 15 - Rete test con connessione di un ESS nel nodo 21	44
Figura 16 - Profilo nelle 24 h dello Stato di Carica dell'accumulo e delle corrispondenti potenze attive scambiate con la rete.	45
Figura 17 - Correzione del profilo di tensione per effetto del taglio della generazione nel nodo 22 e della gestione della batteria nel nodo 21)	46
Figura 18 - Profilo nelle 24 h dello Stato di Carica dell'accumulo e delle corrispondenti potenze attive scambiate con la rete in presenza di un SOP.....	47

Indice delle tabelle

Tabella 1 – Flessibilità richiesta (percentuale di taglio della generazione) nelle ore di occorrenza della sovratensione nel feeder #1	41
Tabella 2 – Flessibilità richiesta (percentuale di taglio della generazione) ed esercizio del SOP nelle 5 ore di violazione del vincolo sulla massima tensione. Le potenze attiva e reattiva assorbite dal convertitore del SOP sono assunte positive, quelle erogate sono assunte negative (dal paper [18]).....	42
Tabella 3 – Richiesta di flessibilità e gestione del SOP con violazione di massima tensione in entrambi i feeder (dal paper [18]).....	43
Tabella 4 – Richiesta di flessibilità dalla Generazione Distribuita e dai Sistemi di Accumulo e gestione del SOP.....	46

1 Risultati attesi

1. modelli per la rappresentazione delle singole risorse di flessibilità, tenendo conto dei relativi vincoli tecnici e di esercizio;
2. un modello integrato di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione MT, che unisca la gestione di tutte le risorse di flessibilità sia interne sia esterne;
3. un modello integrato di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione BT, che unisca la gestione di tutte le risorse di flessibilità sia interne sia esterne;
4. un modello specifico per la valutazione della resilienza di un sistema elettrico di distribuzione con capacità di formazione di isole intenzionali autonome e di microreti.

2 Risultati ottenuti

1. modelli per la rappresentazione della flessibilità ottenibile dalla generazione distribuita, dal carico, dai sistemi di accumulo a batteria, dai Soft Open Points (SOP) e dalla capacità di formazione di microreti e isole intenzionali;
2. modello integrato di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione MT, che minimizza il costo complessivo di acquisizione in un mercato locale dei servizi ancillari della flessibilità necessaria ad una gestione adeguata e sicura di specifiche porzioni di rete MT;
3. formulazione matematica del problema di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione BT;
4. modello specifico per la valutazione della resilienza di un sistema elettrico di distribuzione con capacità di formazione di isole intenzionali autonome e di microreti basato sulla misura del triangolo della resilienza, usato come indicatore della resilienza di un sistema elettrico.

L'obiettivo del Green Deal europeo per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 impatterà direttamente lo sviluppo e la gestione del sistema elettrico in molti settori. Conseguentemente, le reti di distribuzione dovranno rinnovare in maniera decisiva i loro asset esistenti per incrementare la loro capacità di accogliere nuovi carichi (veicoli elettrici) e molteplici impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili non programmabili. In questo contesto, lo sfruttamento della flessibilità di generazione e consumo, nonché delle reti stesse, può consentire nel breve termine di posticipare o evitare alcuni investimenti di rete che sarebbero necessari per risolvere temporanee violazioni dei vincoli tecnici, dando il tempo di ottimizzare i piani di sviluppo della rete di distribuzione. Ovviamente, lo sfruttamento della flessibilità deve essere ottimizzato per minimizzare i costi e massimizzarne l'efficacia, così da non compromettere la convenienza di questa soluzione. Per questo motivo diventa fondamentale sviluppare nuovi strumenti di gestione (come quello di questa LA) in grado di individuare la quantità di flessibilità necessaria al Distributore per operare le proprie reti correttamente e in sicurezza.

L'impiego della flessibilità nelle reti elettriche di distribuzione rappresenta in molti casi una soluzione rapida per aumentare l'Hosting Capacity del sistema, agevolando l'integrazione di

quote crescenti di fonti rinnovabili e di nuove utenze energivore (beneficio per gli utenti) e favorendo così il processo di transizione energetica (beneficio per il sistema energetico). Inoltre, la fornitura di servizi di flessibilità costituisce una nuova opportunità di guadagno per eventuali operatori di mercato. Ad esempio, la gestione in isola potrà essere affidata ad aggregatori, in grado di mettere a fattor comune la disponibilità di risorse controllabili presenti sia nelle reti di BT sia in specifici nodi MT.

2.1 Avanzamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale con riferimento ai risultati ottenuti

La trasformazione smart dei sistemi elettrici di distribuzione è un tema molto caldo nel panorama internazionale, con diverse ricerche e progetti pilota implementati per una gestione innovativa delle reti. Per questo motivo cominciano ad essere presenti articoli incentrati sull'Operational Planning delle reti elettriche di distribuzione per ottimizzarne la gestione attraverso la partecipazione attiva di risorse energetiche distribuite. Alcune soluzioni proposte considerano anche la possibilità di ricorrere ad azioni di rete, come la riconfigurazione per la minimizzazione delle perdite. Poche studiano anche la possibilità di gestione in isola intenzionale di porzioni di rete.

Il principale avanzamento della ricerca rispetto allo stato dell'arte internazionale è l'integrazione in un unico strumento di Operational Planning di risorse di flessibilità sia interne (Soft Open Points, gestione in isola) sia esterne (risorse energetiche distribuite) al sistema elettrico di distribuzione. In particolare, lo sfruttamento degli SOP consente di coinvolgere più risorse di flessibilità nella risoluzione di specifiche contingenze, che altrimenti resterebbero escluse a causa della tipica gestione radiale delle reti di distribuzione. Inoltre, la capacità di gestire in isola porzioni di rete aumenta l'affidabilità e la resilienza dell'intero sistema. Verso quest'ultimo aspetto, lo strumento verifica la disponibilità di sufficiente flessibilità (ottimizzandone lo sfruttamento) per garantire l'adeguatezza dell'isola per la durata di riparazione del guasto (o dei guasti) che ne ha causato la formazione. La formazione dell'isola è ovviamente subordinata alla presenza di una risorsa pienamente controllabile, quale i sistemi di accumulo a batteria.

Infine, lo sviluppo di un modello di Operational Planning per l'ottimizzazione dell'uso della flessibilità nelle reti elettriche di distribuzione basato sulla soluzione di un Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) con tecniche di decomposizione di Benders è una novità nello stato dell'arte internazionale, che porta maggiore precisione nei risultati con tempi di calcolo contenuti.

3 Prodotti attesi

- Descrizione dei modelli per la pianificazione della gestione delle reti elettriche di distribuzione con capacità di formazione di isole autonome intenzionali o microreti in ottica di miglioramento dell'adeguatezza e sicurezza delle singole isole e resilienza nell'intero sistema di distribuzione
- Almeno 4 simulazioni del software in versione beta in funzione delle diverse configurazioni analizzate
- 1 software in versione beta, corrispondente ai modelli progettati per la pianificazione operativa delle reti elettriche di distribuzione
- 1 manuale d'uso del software in versione beta

4 Prodotti ottenuti

- Descrizione dei modelli per la pianificazione della gestione delle reti elettriche di distribuzione con capacità di formazione di isole autonome intenzionali o microreti in ottica di miglioramento dell'adeguatezza e sicurezza delle singole isole e resilienza nell'intero sistema di distribuzione lato MT
- Formulazione matematica del problema di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione BT
- Almeno 4 simulazioni del software in versione beta in funzione delle diverse configurazioni analizzate
- 1 software in versione beta, corrispondente ai modelli progettati per la pianificazione operativa delle reti elettriche di distribuzione in MT
- 1 manuale d'uso del software in versione beta

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

La linea di attività LA1.8 era prevalentemente incentrata sullo sviluppo software dei modelli da implementare per la creazione di uno strumento di Operational Planning delle reti elettriche di distribuzione. In fase di stesura del progetto, si era indicato lo sviluppo di due strumenti distinti uno dedicato alle reti di MT e l'altro alle reti di BT. Nei primi mesi di attività ci si è focalizzati sui modelli delle risorse di flessibilità, perché comuni (salvo modesti aggiustamenti) ai due strumenti di ottimizzazione.

Come preventivato nel piano di rischi, questa fase di studio e formalizzazione matematica è risultata molto complessa e soprattutto onerosa in termini di tempo. Dopo i primi mesi di attività, alcuni ricercatori inizialmente coinvolti nel progetto hanno dovuto ridurre drasticamente il loro contributo e si è evidenziata la necessità di aggiungere una risorsa umana dedicata alle attività di sviluppo previste. Tuttavia, il ritardo nella stipula dell'accordo di collaborazione tra ENEA e Università di Cagliari, avvenuto a febbraio 2024 ossia 8 mesi dopo l'avvio formale delle attività (luglio 2023), ha conseguentemente posticipato la pubblicazione del bando per una borsa di ricerca, per l'impossibilità di aprire un capitolo di spesa dedicato al progetto. A questa situazione si è aggiunta la scarsità di candidati disponibili e validi a causa della contestuale presenza di progetti di ricerca finanziati dai fondi del PNRR, che avevano già coinvolto le poche risorse disponibili. Il tutto ha portato a bandire la borsa ad aprile e ad attivarla solo a metà giugno 2024.

Purtroppo, la nuova risorsa umana ha necessitato di un periodo di formazione per diventare operativa sul progetto, rallentando ulteriormente le attività.

Visto il ritardo accumulato nelle attività del progetto, si è ritenuto opportuno concentrare tutte le risorse disponibili sullo sviluppo dello strumento software di Operational Planning per la MT e di sviluppare il solo modello teorico per lo strumento software di Operational Planning per la BT. Pertanto, la LA1.8 ha portato allo sviluppo completo di 3 dei 4 modelli previsti (paragrafo "Risultati attesi": modelli 1, 2 e 4) e uno sviluppo parziale del modello di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione BT (Sviluppo del modello teorico e mancato completamento del modello software n. 3 di cui al paragrafo "Risultati attesi").

6 Sintesi delle attività svolte

1. Ricerca bibliografica sugli studi di Operational Planning per il sistema elettrico di distribuzione e sulle tecniche di ottimizzazione implementate.
2. Ricerca bibliografica sui modelli per la rappresentazione di:
 3. flessibilità da risorse energetiche distribuite,
 4. "generation curtailment" da fonti energetiche rinnovabili,
 5. "demand response" dei carichi,
 6. gestione dei sistemi di accumulo a batteria;
 7. Soft Open Points;
 8. isole intenzionali.
9. Formalizzazione del problema di Operational Planning (minimizzazione dei costi di acquisizione della flessibilità necessaria alla gestione adeguata e sicura di una rete di distribuzione MT) e scelta della tecnica di ottimizzazione (Programmazione Lineare).
10. Definizione dei modelli delle risorse di flessibilità ed eventuale loro linearizzazione.
11. Inizio dello sviluppo software prima in ambiente Matlab e successivamente in Python.
12. Formalizzazione matematica del modello di calcolo per il Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) basato sulla decomposizione di Benders.

7 Dettaglio delle attività svolte

La prima attività è stata la definizione della struttura dello strumento di Operational Planning. Il suo diagramma di flusso generale è rappresentato in Figura 1, mentre i principali passi della procedura sono di seguito dettagliati.

Figura 1 - Diagramma di flusso della procedura di Operational Planning

- In ingresso lo strumento riceve i dati della rete elettrica di distribuzione: numero di nodi, numero di rami, grafo della rete, impedenze e portate dei rami, tipologia di carichi e generatori connessi, presenza di altri dispositivi, profilo giornaliero di previsione della generazione e del consumo in ogni nodo della rete, ed altre informazioni tecnico/economiche necessarie ai calcoli. È importante ricordare che la struttura di rete di MT adottata è quella tipicamente Italiana, con la distinzione tra nodi di dorsale e nodi di laterale. I primi hanno sempre la possibilità di essere soccorsi in caso di fuori servizio di qualunque elemento di rete, tramite la chiusura di linee di magliatura gestite normalmente aperte. I secondi, invece, fanno parte di porzioni di rete periferiche alimentate con struttura puramente radiale, senza rialimentazioni (laterali). Pertanto, se va fuori servizio una di queste linee di laterale, tutti i nodi a valle risultano disalimentati per l'intera durata di riparazione del guasto.
- Dovendo garantire il corretto funzionamento della rete in configurazione sana e in ogni possibile configurazione di emergenza (analisi $N - 1$), vengono analizzate tutte le configurazioni di rete con calcoli di Power Flow eseguiti tramite il software Open Source denominato OpenDSS. Per la configurazione sana, si usa la struttura di rete come fornita in ingresso (con l'indicazione dei collegamenti di rialimentazione esistenti gestiti aperti). Per ogni configurazione di emergenza si elimina il collegamento fuori servizio e si individua tra i collegamenti di rialimentazione quale chiudere, preservando la radialità della rete e minimizzando le perdite. Si impostano le strutture dati di ogni configurazione nel formato adatto e le si inviano a OpenDSS per l'esecuzione dei calcoli di Power Flow. Da OpenDSS vengono restituite le tensioni nei nodi e le correnti nei rami.
- Se una configurazione presenta violazioni di vincoli tecnici (tensioni ai nodi esterne all'intervallo di corretto funzionamento $[V^{\min}, V^{\max}]$ e/o correnti nei rami maggiori delle relative portate), la configurazione viene salvata.
- Le m configurazioni critiche così individuate sono successivamente ottimizzate, mediante calcoli di Optimal Power Flow (OPF), per determinare la quantità di flessibilità al minimo costo che assicura di risolvere le contingenze presenti. Si osserva che il servizio di flessibilità per le risorse energetiche distribuite è rappresentato come variazione di potenza attiva (e reattiva) rispetto al suo normale funzionamento. Questi risultati vengono messi insieme (per ogni risorsa usata in più configurazioni si associa il servizio di flessibilità più grande) per individuare la flessibilità complessiva che il Distributore dovrà acquisire per una gestione sicura della rete elettrica.
- Nel caso l'elemento di rete fuori servizio sia una linea di laterale, si identifica anche la porzione di rete isolata. Per questa si verifica la presenza di risorse energetiche pienamente controllabili (ad esempio, sistemi di accumulo a batteria). In caso positivo, si esegue un secondo OPF esteso ad una finestra temporale che comprende tutto il tempo stimato per la riparazione del guasto. In uscita da questa seconda ottimizzazione si ha il profilo di gestione della sorgente controllabile (profilo di carica e scarica della batteria) ed eventualmente la flessibilità aggiuntiva richiesta per mantenere attiva l'isola intenzionale per l'intero tempo di permanenza della configurazione di emergenza. In questo modo è possibile identificare quanti e quali nodi rimangono disalimentati, fornendo informazioni sull'affidabilità dell'intera rete elettrica esaminata.

Lo strumento di valutazione dell'isola intenzionale, brevemente descritto al passo 6, è predisposto per poter essere impiegato anche per valutazioni di resilienza. In questo caso, più di un elemento di rete sarà considerato fuori servizio (compresa la Cabina Primaria), simulando così un evento estremo (ondate di calore, alluvioni, tempeste di neve, attacchi hacker, ...). La rete sarà conseguentemente frazionata in porzioni isolate e, per ciascuna di queste, se ne

valuta il funzionamento in isola, consentendo così di stimare l'impatto dell'evento sul sistema elettrico di distribuzione e di calcolare il relativo indice di resilienza.

A questo punto, si è proceduto a condurre un'analisi bibliografica degli algoritmi per la risoluzione di OPF bilanciati (per reti MT) e sbilanciati (per reti BT), concentrando l'attenzione sulla necessità di formulare il problema come ottimizzazione dell'uso della flessibilità (rispetto alla formulazione tradizionale di ottimizzazione dei punti di lavoro dei vari generatori). Importante aspetto da controllare, quindi, è stato la facilità di integrazione dei modelli di rappresentazione della flessibilità disponibile, a partire da quello per rappresentare i Soft Open Point, da impiegare come ulteriore risorsa di flessibilità per la gestione delle reti MT insieme alle tipiche risorse energetiche (generazione distribuita, partecipazione della domanda, e accumuli elettrici a batteria). Da non trascurare, infine, l'obiettivo di rappresentare la possibilità di funzionamento in isola intenzionale. Le principali tecniche di ottimizzazione impiegate comprendono la Programmazione Lineare, la Programmazione Lineare a Misti Interi, la Programmazione Quadratica (Second Order Conic Programming), la Programmazione Non Lineare, e tecniche di programmazione euristiche quali gli Algoritmi Genetici e il Particle Swarm Optimization. Da qualche anno cominciano ad essere proposti anche approcci basati sull'Intelligenza Artificiale, quali le Deep Neural Networks e le promettenti Graph Neural Networks. La scelta finale è ricaduta sulla Programmazione Lineare per due ragioni principali:

1. Questo approccio garantisce semplicità nell'inserimento di vincoli e tempi di calcolo contenuti anche con librerie scientifiche open source non ottimizzate per massimizzare le prestazioni (come lo sono invece quelle a pagamento). Quest'ultima caratteristica potrà risultare importante per una prossima attività di ricerca focalizzata sullo sviluppo di strumenti di pianificazione delle reti elettriche, nei quali il tool di Operational Planning deve essere integrato ed eseguito centinaia o migliaia di volte per mettere a confronto i vantaggi di una gestione attiva della rete con le tradizionali soluzioni di pianificazione basate sul rinforzo di rete.
2. Nello sviluppare un nuovo strumento di ottimizzazione è sempre utile avere un benchmark con cui confrontare la qualità delle soluzioni ottenute. Se questo non è disponibile, è preferibile adottare inizialmente un approccio consolidato (come la Programmazione Lineare) che potrà tornare comodo in seguito per verificare la bontà di nuovi approcci innovativi e potenzialmente promettenti (come le tecniche di Intelligenza Artificiale).

Definito il flusso logico del software di Operational Planning e individuata la tecnica di ottimizzazione da implementare per eseguire i calcoli di OPF, ci si è concentrati sulla definizione dei modelli di flessibilità e sulla formalizzazione matematica del problema. Particolare attenzione è stata posta sulla rappresentazione dei SOP e dei sistemi di accumulo a batteria.

I primi sono dei dispositivi di rete, relativamente nuovi, che tipicamente consistono di due o più convertitori (tecnologia VSC - Voltage Source Converter) connessi tra loro in configurazione back-to-back, per unire due o più feeder in sostituzione dei convenzionali sezionatori meccanici di emergenza (normalmente aperti), usati per riconfigurare la rete in caso di guasti. Con questa configurazione l'SOP è in grado di regolare indipendentemente la potenza reattiva agli estremi del dispositivo, e contemporaneamente di controllare il flusso di potenza attiva tra i feeder. Ad esempio, si può impostare uno scambio di potenza attiva nullo quando non sono presenti criticità nel sistema di distribuzione, mentre se si presentano violazioni di vincoli tecnici il SOP è in grado di prestare soccorso attivando uno scambio di potenza attiva bidirezionale. In definitiva, il suo principale vantaggio è quello di preservare il

normale funzionamento radiale delle reti (e quindi la corretta operatività del sistema di protezione) e al contempo condividere la capacità residua e le risorse energetiche tra differenti feeder, come avviene in un sistema magliato. Nello strumento software sviluppato, il SOP è stato rappresentato come un dispositivo bi-terminale, anche se il suo modello può essere facilmente esteso alla versione multi-terminale. La sua gestione è stata inserita nella funzione obiettivo tramite le sue perdite di conversione, pesate per un costo modesto. In questo modo, il SOP viene attivato nei calcoli di OPF solo se qualche vincolo tecnico è in violazione.

I sistemi di accumulo sono dispositivi in grado di assorbire o erogare potenza attiva limitatamente ai limiti della capacità disponibile. Pertanto, l'integrazione di questa tipologia di componenti nel modello di OPF ha richiesto di estendere la funzione obiettivo e le diverse equazioni di vincolo della rete ad un intervallo temporale più ampio (24 ore nel caso di configurazione sana, o il tempo di riparazione del guasto nel caso di configurazione di emergenza).

I modelli di entrambi i dispositivi presentano non linearità (valori assoluti e relazioni quadratiche) che sono state opportunamente linearizzate per poter essere gestite dall'algoritmo di Programmazione Lineare.

Definiti i diversi modelli delle risorse di flessibilità, si è passati alla formalizzazione matematica del calcolo dell'OPF per la flessibilità. La funzione obiettivo è stata definita come sommatoria di tutti i contributi di flessibilità (variazioni di potenza attiva generata o assorbita rispetto ai profili attesi della produzione e del consumo) pesati per il costo di acquisto del servizio, ed estesa a tutto l'intervallo temporale considerato. Per linearizzare le equazioni di Power Flow, i vincoli tecnici sono stati scritti usando opportuni coefficienti di sensibilità in grado di rappresentare l'effetto di un servizio di flessibilità sui parametri elettrici della rete (tensione nei nodi e correnti nelle linee). Questi coefficienti di sensibilità sono stati ricavati direttamente dai calcoli dell'OpenDSS.

I vari modelli sono stati inizialmente sviluppati e testati in Matlab, perché più familiare ai ricercatori coinvolti nel progetto. Successivamente, è iniziata la migrazione verso l'ambiente Python. Questo processo ha sicuramente rallentato lo sviluppo complessivo delle attività ma ha consentito di procedere con maggiore confidenza nello sviluppo dei modelli.

7.1 Definizione di un modello di Security Constrained Optimal Power Flow

La procedura descritta in Figura 1, e implementata nel software di Operational Planning sviluppato, prevede l'esecuzione ripetuta di calcoli di OPF per ogni configurazione possibile (sana e di emergenza) della rete elettrica di distribuzione, con l'obiettivo di ottimizzare l'uso della flessibilità e garantire la sicurezza di esercizio in ogni condizione operativa. Per garantire una soluzione finale accettabile, i risultati delle singole ottimizzazioni non sono semplicemente sommati ma combinati prendendo le richieste di flessibilità più grandi individuate per ogni risorsa. Tuttavia, non vedendo contemporaneamente tutte le situazioni, questa procedura potrebbe potenzialmente portare ad un sovradimensionamento dei servizi di flessibilità da acquisire.

La soluzione ideale sarebbe quella di predisporre un unico calcolo di OPF che, mantenendo la stessa funzione obiettivo (minimizzazione dei costi di acquisto dei servizi di flessibilità), includa simultaneamente il rispetto dei vincoli tecnici in tutte le configurazioni di rete critiche. Un simile problema è chiamato Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF). Su reti di distribuzione reali con centinaia di nodi e con gli scenari attesi di forte crescita della generazione rinnovabile e della ricarica di veicoli elettrici, il numero di configurazioni critiche

può diventare molto grande, portando a dover gestire migliaia di equazioni di vincolo contemporaneamente.

Per ovviare ai potenziali problemi di stabilità numerica e di elevati tempi di calcolo, in letteratura sono state proposte alcune tecniche di decomposizione, tra le quali la Benders' Decomposition risulta una delle più efficaci. Per questo motivo, a valle dello sviluppo e dell'implementazione della procedura descritta in Figura 1, si è deciso di sviluppare un modello di SCOPF basato sulla decomposizione di Benders per l'ottimizzazione dei servizi di flessibilità.

7.2 Formulazione matematica del problema propedeutica allo sviluppo dello strumento di Operational Planning per la BT

Quando la nuova risorsa umana si è resa disponibile (alla chiusura del bando della borsa di ricerca), essa è stata subito messa a condurre un'analisi bibliografica sulle metodologie esistenti per la risoluzione dell'OPF su reti BT (sistema squilibrato a 4 fili). L'idea di base per lo sviluppo dello strumento di Operational Planning per la BT era di applicare un approccio simile a quello sviluppato per la MT, ossia un OPF linearizzato con impiego dei coefficienti di sensitività estesi a tutte le fasi e al neutro. Il software OpenDSS possiede un load flow a quattro fili ed è quindi possibile sfruttarlo per calcolare non solo lo stato della rete di BT ma anche per stimare l'effetto su ciascuna fase di un servizio di flessibilità sia monofase sia trifase. I modelli delle risorse di flessibilità sono simili a quelli predisposti per lo strumento di MT, ma devono essere adattati per tener conto della tipologia di connessione della risorsa (monofase o trifase). Dopo un periodo di formazione sugli argomenti specifici del progetto e l'attività di analisi bibliografica, il borsista ha iniziato ad approfondire la formalizzazione matematica per l'OPF a 4 fili, ma dopo qualche mese dall'inizio della borsa (verso fine settembre) visti i ritardi nelle altre attività, è stato deciso di interromperne lo sviluppo ed è stato dirottato a supporto della programmazione in Python.

Pertanto, per lo strumento di Operational Planning per la BT è stata prodotta la sola formulazione matematica del problema riportata nel presente documento alla sezione risultati.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Nessuna consulenza

9 Pubblicazioni scientifiche

Nessuna

10 Eventi di disseminazione

10.1 Partecipazione a convegni

Il prof. Gianni Celli ha partecipato al convegno internazionale Paris Session CIGRE 2024 (svoltosi a Parigi dal 25 al 30 agosto) per discutere argomenti legati alle attività della LA1.8. In particolare, ha partecipato ai lavori del WG C6/C2.34 "Flexibility provision from DER", presieduto dal prof. Luigi Mancarella dell'Università di Melbourne, in cui si sono illustrati alcuni risultati preliminari della presente attività con l'obiettivo di inserirli nel report finale del WG che dovrebbe essere presentato nella prossima Paris Session CIGRE 2026.

11 Descrizione dei risultati ottenuti

La crescente generazione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e le politiche di elettrificazione del carico, elementi chiave della transizione energetica, avranno un impatto negativo sull'intero sistema elettrico, e in particolare sulle reti elettriche di distribuzione. L'adozione di nuove strategie di esercizio, incluso lo sfruttamento di flessibilità dalle risorse energetiche distribuite per risolvere potenziali contingenze, sarà uno sviluppo necessario per modernizzare il sistema elettrico di distribuzione [1],[2]. Ovviamente, serviranno nuovi strumenti di gestione e pianificazione per consentire ai Distributori di guidare la transizione energetica in sicurezza ed economia.

Lo strumento sviluppato di Operational Planning è pensato per essere eseguito dal Distributore che, operando in un ipotetico mercato del giorno prima, deve individuare la quantità di flessibilità ottima e al minimo costo che dovrebbe acquisire per esercire in sicurezza il sistema elettrico di distribuzione sulla base delle previsioni di generazione e consumo. Per questo motivo, dovranno essere esaminati non soltanto la configurazione sana della rete elettrica di distribuzione ma anche le potenziali riconfigurazioni a seguito del fuori servizio di un elemento di rete (analisi N - 1). Per le condizioni di emergenza, occorre distinguere tra fuori servizio di una linea di dorsale o di laterale (Figura 2).

Figura 2 – Riconfigurazione per guasto su dorsale (caso a) e su laterale (caso b)

Nel primo caso (Figura 2-a), la rete viene riconfigurata eliminando la linea di dorsale guasta e chiudendo una delle magliature esistenti per garantire la rialimentazione a tutte le cabine secondarie della rete, la topologia radiale e le minime perdite. Nel secondo caso (Figura 2-b), invece, i nodi di laterale a valle del ramo guasto sarebbero isolati e quindi disalimentati per tutta la durata di riparazione del guasto. Nel caso, però, di abilitazione all'isola intenzionale, viene verificata la possibilità di mantenere in esercizio autonomo questa porzione di rete isolata per tutto il tempo di riparazione del guasto (verifica dell'adeguatezza dell'isola). Nello specifico si verifica prima la presenza di una risorsa in grado di bilanciare in tempo reale generazione e

consumo all'interno dell'isola (un sistema di accumulo a batteria). Successivamente si valuta l'adeguatezza dell'isola sfruttando tutte le risorse di flessibilità presenti. Il resto della rete non ha necessità di essere riconfigurato ma deve comunque essere verificato con un calcolo di power flow perché l'eliminazione dei nodi di laterale (insieme alle risorse energetiche ad essi connesse) potrebbe causare criticità di esercizio.

In Figura 3, è illustrato il diagramma di flusso dettagliato della procedura.

Figura 3 – Diagramma di flusso dettagliato della procedura di Operational Planning (MTTR_k indica il tempo medio di riparazione della k-esima linea guasta). Con Flexkopt è stata indicata la matrice formata da tutti i servizi di flessibilità richiesti alle risorse disponibili per risolvere le contingenze della configurazione k-esima in tutte le 24 ore. Il blocco j esegue il calcolo della flessibilità nella configurazione di rete integra, il blocco k svolge i calcoli per ogni k-esima configurazione di emergenza, il blocco l stima la flessibilità aggiuntiva per l'isola intenzionale anche quando il guasto sul k-esimo ramo non crea problemi alla rete connessa.

Per prima cosa si caricano i dati della rete elettrica di distribuzione che si vuole studiare e i profili stimati per la generazione e il carico presenti. Costruita una specifica configurazione di rete (rete integra o riconfigurata per l'eliminazione del k-esimo elemento di rete), si eseguono calcoli di Power Flow su tutte le 24 ore della giornata, sfruttando il software OpenDSS. Se nell'arco delle 24 ore sono presenti violazioni di vincoli tecnici, viene eseguito l'OPF per determinare la flessibilità necessaria a risolvere le contingenze riscontrate nella k-esima configurazione ($Flex_k^{opt}$). Per la presenza di risorse con vincoli di esercizio temporali, come i sistemi accumulo a batteria la cui capacità di offrire servizi di regolazione dipende dal suo sfruttamento nelle ore precedenti e dalla previsione di sfruttamento nelle ore future, i calcoli di ottimizzazione non possono essere eseguiti singolarmente ora per ora, ma devono essere

sviluppati all'interno di una prefissata finestra temporale. Di conseguenza, l'OPF sarà eseguito guardando tutte le 24 ore nel caso di rete integra, o le $MTTR_k$ (tempo medio di riparazione del guasto) ore nel caso di riconfigurazione di emergenza. Nel tool si sono assunte 5 ore come tempo di riparazione per guasto su linea aerea e 8 ore per guasto su cavo interrato. Occorre osservare che, in caso di riconfigurazione per guasto, non è nota l'ora in cui si può presentare il guasto. Pertanto, le verifiche devono essere ripetute variando l'ora di inizio della riconfigurazione (ossia la finestra temporale di ottimizzazione) lungo l'intera giornata e memorizzando la quantità di flessibilità massima richiesta per ciascuna risorsa nelle 24 ore (riquadro ② nella Figura 3). Inoltre, nel caso venga abilitato il funzionamento in isola intenzionale, viene verificato se il k -esimo elemento guasto determina la perdita di alimentazione in una porzione di rete (ramo di laterale). In questo caso, indipendentemente dal fatto che nella rete rimasta connessa si manifestino potenziali contingenze (riquadro ③ nella Figura 3), occorre verificare l'adeguatezza dell'isola intenzionale che si intende formare. A tale scopo, dovrà essere presente sempre una risorsa totalmente controllabile (batteria) che, in combinazione con la flessibilità delle altre risorse, potrà garantire il bilanciamento energetico all'interno dell'isola per tutta la durata del tempo di riparazione del guasto. La flessibilità così calcolata ($Flex_{k,h}^{isola}$) andrà a combinarsi con quella ottimizzata per il resto della rete rimasta connessa. Da questa verifica si determinano anche i nodi che rimarrebbero isolati ($NI_{k,h}$), la durata di disalimentazione degli stessi, e l'energia non fornita ($ENS_{k,h}$), informazioni importanti per valutare l'affidabilità. Infine, ottenuta la flessibilità necessaria per gestire tutte le possibili configurazioni di rete nelle 24 ore, si determina il massimo della flessibilità da richiedere ad ogni risorsa in ognuna delle 24 ore (matrice $Flex$).

Il passo di discretizzazione adottato è 1 ora, ma può essere impostato anche un passo differente (ad esempio 30 minuti o 15 minuti). Lo strumento è facilmente adattabile anche ad orizzonti temporali differenti, come ad esempio una settimana, ottimizzando la gestione della flessibilità in 168 intervalli orari anziché 24. Se ci si spingesse ad orizzonti temporali più lunghi (ad esempio, 1 mese o 6 mesi) diventerebbe preferibile adottare uno o più giorni tipo, rappresentativi del periodo considerato (giorni feriali, giorni festivi). Quest'ultimo aspetto, per quanto facilmente implementabile, non è stato al momento reso disponibile.

Di seguito sono stati dettagliati i modelli matematici sviluppati per descrivere le risorse di flessibilità e le procedure di ottimizzazione.

11.1 Flessibilità da Generazione Distribuita

La prima risorsa in grado di fornire servizi di flessibilità è rappresentata dalla generazione distribuita, tipicamente costituita nelle reti di distribuzione da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, FER (fotovoltaico ed eolico). Per la loro natura non programmabile, questa tipologia di risorsa può offrire solo servizi "a scendere" (secondo la convenzione definita nella delibera 'UVAM' 300/17), ossia taglio della generazione ("generation curtailment"), la cui entità è legata alla disponibilità della fonte primaria di energia (ad esempio, di notte il fotovoltaico non produce). Meno frequentemente, nelle reti di distribuzione, si trovano impianti di generazione dispacciabili, ad esempio turbine alimentate a biogas o mini-idroelettrico. Questa tipologia di impianti potrebbe fornire un servizio bidirezionale, in funzione della capacità di accumulo della fonte energetica primaria.

Generalmente la generazione distribuita e in particolare gli impianti FER sono interconnessi tramite convertitori con tecnologia VSC (Voltage Source Converter) e quindi in grado di controllare indipendentemente la potenza attiva e reattiva. Tuttavia, i servizi relativi alla

regolazione di tensione con variazione di potenza reattiva non sono attualmente assoggettati ad alcuna remunerazione in Italia, poiché si ipotizza che tale prodotto sia limitato nelle quantità secondo quanto stabilito nell'ambito della CEI 0-16. Recentemente, si sta richiedendo a questi convertitori capacità di "grid forming", che potranno essere utili per la piena implementazione delle reti elettriche intelligenti (smart grid) e il supporto nel funzionamento delle isole intenzionali.

In base a queste considerazioni e trascurando la presenza di generazione dispacciabile, il servizio di flessibilità del generico generatore g -esimo nell'ora h -esima viene rappresentato come taglio di potenza attiva ($\Delta P_{g,h}^{FER}$) rispetto al profilo atteso di produzione ($P_{g,h}^{FER}$). Nella funzione obiettivo del problema dell'OPF, questa variazione è pesata per il costo di acquisto del servizio a scendere (c_g^{down}):

$$C^{FER} = \sum_{h=1}^{N_h} \left(\sum_{g=1}^{N_{FER}} c_g^{down} \times \Delta P_{g,h}^{FER} \right)$$

Il costo è calcolato su tutte le N_h ore prese in esame (24 ore per la configurazione sana e il tempo medio di riparazione del guasto - MTTR - in configurazione di emergenza).

Assumendo una disponibilità totale per il servizio "a scendere" (100% della produzione attesa), il taglio di potenza attiva sarà limitato dal semplice vincolo:

$$0 \leq \Delta P_{g,h}^{FER} \leq P_{g,h}^{FER} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

Qualora si volesse implementare anche la presenza di generatori controllabili, la variazione di potenza attiva prodotta potrebbe essere sia a scendere sia a salire. In questo caso, diventa conveniente rappresentare il comportamento del generatore con due variabili positive: $\Delta P_{g,h}^{DG+}$ e $\Delta P_{g,h}^{DG-}$. In questo modo, il corrispondente termine della funzione obiettivo diventa:

$$C^{DG} = \sum_{h=1}^{N_h} \left[\sum_{g=1}^{NG} (c_g^{up} \times \Delta P_{g,h}^{DG+} + c_g^{down} \times \Delta P_{g,h}^{DG-}) \right]$$

mentre i vincoli di esercizio saranno definiti dalle caratteristiche del generatore (potenza nominale, $P_g^{DG,nom}$, e potenza minima, $P_g^{DG,min}$) e dalla produzione prevista ($P_{g,h}^{DG}$):

$$0 \leq \Delta P_{g,h}^{DG+} \leq (P_g^{DG,nom} - P_{g,h}^{DG}) \quad \forall g = 1, \dots, NG ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{g,h}^{DG-} \leq (P_{g,h}^{DG} - P_g^{DG,min}) \quad \forall g = 1, \dots, NG ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

Infine, se si prendesse in considerazione anche il servizio di regolazione della potenza reattiva, questo sarebbe facilmente rappresentabile aggiungendo anche un limite di regolazione del reattivo e il vincolo sulla massima potenza apparente:

$$-Q_g^{DG,min} \leq \Delta Q_{g,h}^{DG} \leq Q_g^{DG,max} \quad \forall g = 1, \dots, NG ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\sqrt{(\Delta P_{g,h}^{DG})^2 + (\Delta Q_{g,h}^{DG})^2} \leq S_g^{DG,nom} \quad \forall g = 1, \dots, NG ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

11.2 Flessibilità da Domanda Regolabile

L'adozione di programmi di Demand Response (DR) sta diventando sempre più di attualità per aumentare la flessibilità disponibile e l'Hosting Capacity di nuova generazione FER nelle reti elettriche di distribuzione. Infatti, il DR potrebbe essere usato non solo per limitare problemi di

eccessiva caduta di tensione nelle ore di massimo carico ma anche per migliorare il bilanciamento tra produzione e consumo, limitando la necessità di ricorrere al taglio della generazione rinnovabile. L'International Energy Agency (IEA) ha trovato che politiche di DR insieme a sistemi di accumulo potrebbero ridurre la necessità di taglio delle rinnovabili nell'Unione Europea dal 7% al 1.6% nel 2040 [3]. Un altro studio della National Renewable Energy Laboratory (NREL) mostra che il taglio delle rinnovabili in scenari di bassa flessibilità del carico ha un'occorrenza compresa tra il 6% e il 9%, che si riduce al 2-3% in scenari ad alta flessibilità del carico [4].

Quindi, il carico ha un buon potenziale come risorsa di flessibilità anche se ancora è poco sfruttato. L'applicazione più semplice e immediata è il distacco di carichi interrompibili, ossia una semplice riduzione netta del consumo elettrico (*load curtailment*). Altre volte il distacco del carico corrisponde in realtà ad uno spostamento indesiderato dello stesso in avanti nel tempo (*payback*), ossia la potenziale introduzione di un nuovo problema per risolvere quello iniziale. Infine, si può prevedere una forma di incentivazione per modificare il profilo di carico, spostando volontariamente il consumo in ore specifiche (*load shifting*). Può essere il caso della ricarica domestica dei veicoli elettrici: se lasciata libera, spesso corrisponde ad un incremento del carico nelle ore serali (18:00 ÷ 22:00), quando l'utente rientra a casa dopo il lavoro, causando una crescita del naturale picco di carico elettrico. Se invece la ricarica elettrica viene gestita, può essere spostata nelle ore notturne (dopo la mezzanotte), riducendo lo stress sulla rete elettrica di distribuzione. Un altro esempio può essere incentivare il consumo nelle ore centrali della giornata per compensare l'elevata produzione da fotovoltaico.

Per il tool di Operational Planning, si è deciso di implementare al momento solo l'azione più semplice, ossia il semplice taglio del carico senza effetto di *payback*. Eventuali politiche di spostamento volontario del carico potranno essere analizzate fornendo in ingresso allo strumento software differenti profili di consumo.

Remunerando il servizio "a salire" (secondo la convenzione definita nella delibera 'UVAM' 300/17) offerto dal carico con il fattore di costo c_{gd}^{up} , il termine della funzione obiettivo per le azioni di DR sarà così espresso:

$$C^{DR} = \sum_{h=1}^{N_h} \left(\sum_{d=1}^{N_{DR}} c_d^{up} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right)$$

avendo indicato con $\Delta P_{d,h}^{DR}$ il taglio della domanda elettrica nel d -esimo nodo durante l' h -esima ora, e con N_{DR} il numero di cabine secondarie che partecipano alle politiche di Demand Response.

Il servizio di flessibilità è limitato dalla quantità di carico interrompibile messo a disposizione dalla risorsa ($\Delta P_{d,h}^{DR^{max}}$), che è generalmente inferiore al consumo del carico e variabile nel corso della giornata:

$$0 \leq \Delta P_{d,h}^{DR} \leq \Delta P_{d,h}^{DR^{max}} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

11.3 Soft Open Points

Un Soft Open Point (SOP) è un dispositivo di elettronica di potenza installato in sostituzione dei tradizionali sezionatori meccanici di emergenza (gestiti normalmente aperti), e realizzato mediante convertitori con tecnologia VSC (Voltage Source Converter) montati in configurazione back-to-back. Il principale vantaggio di questo dispositivo è la sua capacità di

preservare l'esercizio radiale della rete elettrica di distribuzione (corretto funzionamento del sistema di protezione esistente) e allo stesso tempo di condividere la capacità residua e le risorse energetiche tra differenti feeder, come avviene per un sistema magliato. La tipica topologia di un SOP è con due terminali (che mettono in comunicazione due feeder adiacenti), ma sono state proposte anche soluzioni multi-terminale e con l'integrazione di un sistema di accumulo per svincolare parzialmente lo scambio di potenza attiva tra feeder connessi [5]. A seconda delle logiche di controllo implementate, questo dispositivo è in grado di fornire differenti servizi, quali la riduzione delle perdite di rete, la limitazione del ricorso al taglio della generazione rinnovabile, incremento dell'affidabilità, il differimento degli investimenti di rete, o l'abilitazione di servizi di flessibilità [6].

Per gli scopi del software di Operational Planning sviluppato, si è assunto che il SOP sia controllato in modalità "Power Flow" (generatore di corrente) per scambiare le quantità richieste di potenza attiva e reattiva allo scopo di mantenere le tensioni nei nodi e le correnti nelle linee entro l'intervallo di esercizio accettabile. Quando si presenta un guasto e la rete viene riconfigurata eliminando la linea guasta (solo per linea di dorsale), la gestione del SOP commuta in modalità "Ripristino dell'Alimentazione" (Supply Restoration - SR). Durante questa modalità operativa, il convertitore del SOP connesso al feeder guasto agisce come generatore di tensione per fornire la tensione richiesta insieme ad una frequenza stabile. Il secondo convertitore connesso al feeder sano rimane, invece, in modalità normale di generatore di corrente [7].

11.3.1 Modello SOP generale

Nello strumento di Operational Planning sviluppato è stato integrato un modello di SOP a due terminali (Figura 4). I due convertitori VSC sono connessi alla rete AC di distribuzione tramite appositi trasformatori di accoppiamento, mentre sono tra loro collegati tramite un bus DC comune.

Figura 4 – Rappresentazione schematica di una rete MT con un SOP che interconnette due feeder

Questa configurazione permette di gestire indipendentemente la potenza reattiva nei due estremi del dispositivo e di controllare il flusso di potenza attiva tra di due feeder. Pertanto, le variabili di controllo di un SOP sono le potenze attive e reattive scambiate in ciascun terminale del SOP.

Indicando con m ed n i due nodi della rete elettrica a cui sono collegati i terminali di un generico SOP, le potenze reattive Q_m^{SOP} , Q_n^{SOP} sono variabili indipendenti e sono limitate solamente dai rispettivi vincoli di capacità del dispositivo:

$$Q_{min}^{SOP} \leq Q_m^{SOP} \leq Q_{max}^{SOP} \quad \text{e} \quad Q_{min}^{SOP} \leq Q_n^{SOP} \leq Q_{max}^{SOP}$$

Invece, le potenze attive P_m^{SOP} , P_n^{SOP} devono soddisfare l'equazione di bilanciamento:

$$P_m^{SOP} + P_n^{SOP} + P_{loss,m}^{SOP} + P_{loss,n}^{SOP} = 0$$

$$P_{loss,m}^{SOP} = \alpha_{loss,m}^{SOP} \times \sqrt{(P_m^{SOP})^2 + (Q_m^{SOP})^2}$$

$$P_{loss,n}^{SOP} = \alpha_{loss,n}^{SOP} \times \sqrt{(P_n^{SOP})^2 + (Q_n^{SOP})^2}$$

dove P_{loss}^{SOP} indica le perdite di potenza in ogni convertitore calcolate come frazione (α_{loss}^{SOP}) della potenza apparente scambiata. Una approssimazione accettabile della formulazione quadratica delle perdite che consente di ridurre l'onere computazionale del problema di ottimizzazione è la seguente [8]:

$$P_{loss,m}^{SOP} = \alpha_{loss,m}^{SOP} \times |P_m^{SOP}|$$

$$P_{loss,n}^{SOP} = \alpha_{loss,n}^{SOP} \times |P_n^{SOP}|$$

Infine, la gestione del SOP è limitata dalla taglia del convertitore (S_{rated}^{SOP}), che per corretta progettazione si assume uguale per i due estremi del SOP:

$$\sqrt{(P_m^{SOP})^2 + (Q_m^{SOP})^2} \leq S_{rated}^{SOP}$$

$$\sqrt{(P_n^{SOP})^2 + (Q_n^{SOP})^2} \leq S_{rated}^{SOP}$$

Poiché il SOP è un dispositivo di rete, installato e gestito dal Distributore, non è definibile un costo del servizio di flessibilità. Per evitare inesattezze numeriche dovute ad un uso non necessario di questi dispositivi, si è preferito comunque includere le variabili di esercizio del SOP all'interno della funzione obiettivo dell'OPF, moltiplicandole per un peso piccolo in modo che comunque il suo uso sia preferenziale rispetto all'acquisto di altri servizi di flessibilità. Nello specifico lo si è inserito come costo proporzionale alle perdite nei convertitori (dando un peso simile anche alla potenza reattiva). Pertanto, il contributo alla funzione obiettivo dei SOP sarà espresso come segue:

$$C_{loss}^{SOP} = \sum_{m=1}^{N_{SOP}} (c_p^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times |P_m^{SOP}| + c_q^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times |Q_m^{SOP}|)$$

con N_{SOP} numero dei Soft Open Points presenti nella rete di distribuzione esaminata, c_p^{SOP} e c_q^{SOP} pesi usati per assegnare un costo alle perdite dei convertitori.

11.3.2 Modello SOP linearizzato

Il modello appena descritto dell'SOP non è lineare per la presenza del valore assoluto nell'espressione approssimata delle perdite (e quindi del bilancio delle potenze attive e della Funzione Obiettivo) e per il vincolo quadratico sulla massima capacità del convertitore. Pertanto, deve essere linearizzato per poter essere gestito dall'algoritmo di Programmazione Lineare usato per la risoluzione dell'OPF.

La non linearità del valore assoluto può essere eliminata facilmente introducendo due variabili ausiliarie, P_m^{SOP+} e P_m^{SOP-} , per ogni variabile di potenza attiva scambiata, P_m^{SOP} , e introducendo i seguenti vincoli:

$$\begin{aligned}
|P_m^{SOP}| &= P_m^{SOP^+} + P_m^{SOP^-} \quad \forall m = 1, \dots, NT \\
P_m^{SOP} &= P_m^{SOP^+} - P_m^{SOP^-} \quad \forall m = 1, \dots, NT \\
P_m^{SOP^+} &\geq 0 \quad \text{and} \quad P_m^{SOP^-} \geq 0 \quad \forall m = 1, \dots, NT
\end{aligned}$$

dove con NT si è indicato il numero di terminali degli SOP presenti nella rete. Operando queste sostituzioni, il vincolo di bilancio delle potenze attive scambiate tra i due terminali di un SOP diventa:

$$(P_m^{SOP^+} - P_m^{SOP^-}) + (P_n^{SOP^+} - P_n^{SOP^-}) + \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (P_m^{SOP^+} + P_m^{SOP^-}) + \alpha_{loss,n}^{SOP} \times (P_n^{SOP^+} + P_n^{SOP^-}) = 0$$

Operando la stessa sostituzione anche per la potenza reattiva, il termine aggiuntivo per la Funzione Obiettivo dell'OPF diventa invece:

$$C_{loss}^{SOP} = \sum_{m=1}^{N_{SOP}} [c_p^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (P_m^{SOP^+} + P_m^{SOP^-}) + c_q^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (Q_m^{SOP^+} + Q_m^{SOP^-})]$$

Il vincolo quadratico per l'esercizio dell'SOP può essere linearizzato approssimando la circonferenza con un poligono regolare inscritto in essa (Figura 5). Maggiore è il numero di lati (l), più precisa sarà l'approssimazione, ma più grande risulterà l'onere computazione (ad un solo vincolo quadratico si dovrà sostituire un numero di vincoli lineari pari al numero di lati del poligono)[9].

Figura 5 - Linearizzazione della circonferenza limite per l'esercizio dell'SOP con un poligono regolare ad essa iscritto

Le coordinate di un generico vertice c_k del poligono sono espresse come:

$$x_k = S_{rated}^{SOP} \times \cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) \quad \text{e} \quad y_k = S_{rated}^{SOP} \times \sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right)$$

L'equazione della linea che collega direttamente due vertici consecutivi del poligono ($c_{k-1} \rightarrow c_k$) può essere espressa come:

$$(y_{k-1} - y_k)x - (x_{k-1} - x_k)y + x_k y_{k-1} - x_{k-1} y_k = 0$$

Sostituendo le espressioni delle coordinate e con poche manipolazioni, si ottiene:

$$\left[\sin\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right) \right] P^{SOP} - \left[\cos\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) \right] Q^{SOP} + S_{rated}^{SOP} \sin\frac{2\pi}{l} = 0$$

A questo punto, tenendo conto delle relazioni introdotte per la precedente linearizzazione, il vincolo quadratico per l'esercizio del SOP può essere sostituito con i seguenti l vincoli scritti per l' m -esimo terminale:

$$\left[\sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (P_m^{SOP+} - P_m^{SOP-}) - \left[\cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (Q_m^{SOP+} - Q_m^{SOP-}) - S_{rated}^{SOP} \sin\frac{2\pi}{l} \leq 0 \quad \forall k = 1, \dots, l$$

In definitiva, ognuno di questi vincoli impone che il punto di funzionamento del SOP sia sempre a sinistra della retta contenente il generico (k -esimo) segmento del poligono (orientato come $c_{k-1} \rightarrow c_k$). Se questa condizione è vera per tutti i segmenti, allora il punto di funzionamento è interno al poligono.

11.4 Flessibilità da Sistemi di Accumulo a Batteria

I sistemi di accumulo a batteria (BESS - Battery Energy Storage Systems) sono rappresentati come una risorsa per servizi di flessibilità, in grado di assorbire o erogare potenza sia attiva (ΔP^{BESS}) sia reattiva (ΔQ^{BESS}) nei nodi in cui sono installati. Il BESS è connesso alla rete tramite un convertitore con tecnologia VSC, che consente di gestire indipendentemente la potenza attiva e reattiva scambiata. Pertanto, le variabili di controllo della batteria (che rappresentano anche i servizi di flessibilità offerti) sono proprio le potenze attive e reattive scambiate con la rete elettrica di distribuzione. A differenza delle altre risorse energetiche, l'esercizio della batteria presenta vincoli temporali (ossia non può essere ottimizzato indipendentemente ora per ora) a causa della limitata capacità di accumulo (E_{rated}^{BESS}). Ad esempio, se lo stato di carica (SoC) della batteria ha raggiunto la capacità massima (minima) della batteria, non è più possibile assorbire (erogare) potenza attiva dalla (nella) rete. In definitiva, l'operatività di un BESS in una specifica ora dipende anche dalla sua gestione nelle ore precedenti e in quelle successive. Per questo motivo, includendo questo tipo di risorsa i calcoli di OPF non potranno essere svolti indipendentemente per ogni ora (o intervallo temporale impiegato), ma dovranno considerare tutta la durata di permanenza della configurazione di rete esaminata (N_h). Ossia: per la rete in configurazione sana dovranno essere ottimizzate simultaneamente tutte le 24 ore del giorno, mentre per le configurazioni di emergenza l'ottimizzazione andrà estesa alla durata stimata del tempo di riparazione del guasto.

11.4.1 Modello BESS generale

I servizi di flessibilità del BESS entrano nella funzione obiettivo come normale costo:

$$C^{BESS} = \sum_{b=1}^{N_{BESS}} (c_p^{BESS} \times |\Delta P_{b,h}^{BESS}| + c_q^{BESS} \times |\Delta Q_{b,h}^{BESS}|)$$

dove N_{BESS} è il numero di accumuli a batteria presenti nella rete elettrica di distribuzione, $\Delta P_{b,h}^{BESS}$ e $\Delta Q_{b,h}^{BESS}$ sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva scambiata dal b -esimo sistema di accumulo con la rete nell' h -esima ora, c_p^{BESS} e c_q^{BESS} indicano il prezzo di acquisto del servizio di flessibilità rispettivamente per la potenza attiva e reattiva.

Riguardo i vincoli di esercizio per questa tipologia di dispositivo, occorre definire sia quelli in potenza sia quelli in energia. Per la potenza scambiata, il punto di funzionamento di ogni BESS è limitato dalla taglia del convertitore ($S_{rated,b}^{BESS}$), secondo l'equazione:

$$\sqrt{(\Delta P_{b,h}^{BESS})^2 + (\Delta Q_{b,h}^{BESS})^2} \leq S_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

Per la gestione dell'energia, l'esercizio del BESS è vincolato dalle seguenti equazioni:

$$\sigma_b^{min} \times E_{rated,b}^{BESS} \leq SoC_{b,h} \leq \sigma_b^{max} \times E_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$SoC_{b,h} - SoC_{b,h-1} = \left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$SoC_{b,0} = SoC_{b,N_h} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS}$$

Il primo vincolo obbliga lo stato di carica della b -esima batteria nell' h -esima ora ($SoC_{b,h}$) a operare tra una percentuale minima (σ_b^{min}) e massima (σ_b^{max}) della sua capacità nominale $E_{rated,b}^{BESS}$ per non compromettere la vita del dispositivo. Il secondo vincolo lega la potenza scambiata dalla b -esima batteria nell' h -esima ora (in fase di carica, $\Delta P_{b,h}^{ch}$, o di scarica, $\Delta P_{b,h}^{dis}$) con la variazione dell'energia accumulata. η_b^{ch} e η_b^{dis} rappresentano l'efficienza della b -esima batteria in fase di carica e di scarica, mentre Δh indica l'intervallo usato per discretizzare la durata di permanenza della configurazione di rete (tipicamente 1 ora). L'ultimo dei tre vincoli è attivo solo quando si esamina la configurazione di rete sana e impone che lo stato di carica della batteria all'inizio del giorno sia uguale allo stato di carica alla fine, in modo che le condizioni operative normali siano ripetibili giorno per giorno. Scrivendolo esplicitamente in termini delle variazioni di potenza attiva scambiata durante il giorno con la rete elettrica, esso può essere riscritto come:

$$\sum_{h=1}^{N_h} \left[\left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \right] = SoC_{b,0} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS}$$

Questo vincolo non viene attivato in condizioni di emergenza.

11.4.2 Modello BESS linearizzato

Come per i Soft Open Points, anche il modello dei sistemi di accumulo a batteria presenta non linearità simili che devono essere risolte. Seguendo lo stesso approccio usato per i SOP, si introducono due variabili ausiliarie per ogni variabile scritta in valore assoluto:

$$|\Delta P_{b,h}^{BESS}| = \Delta P_{b,h}^{dis} + \Delta P_{b,h}^{ch} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\Delta P_{b,h}^{BESS} = \Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\Delta P_{b,h}^{dis} \geq 0 \text{ and } \Delta P_{b,h}^{ch} \geq 0 \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$|\Delta Q_{b,h}^{BESS}| = \Delta Q_{b,h}^{BESS^+} + \Delta Q_{b,h}^{BESS^-} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\Delta Q_{b,h}^{BESS} = \Delta Q_{b,h}^{BESS^+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS^-} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\Delta Q_{b,h}^{BESS^+} \geq 0 \text{ and } \Delta Q_{b,h}^{BESS^-} \geq 0 \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

Di conseguenza, il costo dei servizi di flessibilità per i BESS sarà riscritto come:

$$C^{BESS} = \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left[c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} + \Delta P_{b,h}^{ch}) + c_q^{BESS} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS^+} + \Delta Q_{b,h}^{BESS^-}) \right]$$

Il vincolo quadratico che lega la taglia del convertitore alla potenza scambiata sarà trasformato come fatto per il SOP:

$$\left[\sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) - \left[\cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (\Delta Q_{b,h}^{BESS^+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS^-}) - S_{rated}^{SOP} \sin\frac{2\pi}{l} \leq 0 \quad \forall k = 1, \dots, l ; \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

I vincoli per la gestione in energia del BESS sono già scritti in forma lineare e non devono essere cambiati.

11.5 Modello di OPF per reti elettriche di distribuzione MT

Come ricordato in precedenza, la formulazione matematica scelta del problema dell'OPF è lineare, avendo deciso di applicare tecniche di Programmazione Lineare per risolvere il problema. Nello specifico, è stata usata la funzione "linprog" della libreria scientifica OpenSource "SciPy", che in automatico sceglie se usare il metodo del semplice o l'Interior Point method.

La Funzione Obiettivo del problema è la minimizzazione dei costi di acquisto dei servizi di flessibilità.

$$\min_{\Delta P, \Delta Q} C_{flex} = C^{FER} + C^{DR} + C_{loss}^{SOP} + C^{BESS}$$

Mettendo insieme i termini descritti nei paragrafi precedenti, la sua espressione diventa:

$$\min_{\Delta P, \Delta Q} C_{flex} = \sum_{h=1}^{N_h} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{FER}} c_g^{down} \times \Delta P_{g,h}^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} c_d^{up} \times \Delta P_{d,h}^{DR} + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} [c_p^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (P_{m,h}^{SOP^+} + P_{m,h}^{SOP^-}) + c_q^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (Q_{m,h}^{SOP^+} + Q_{m,h}^{SOP^-})] + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} [c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} + \Delta P_{b,h}^{ch}) + c_q^{BESS} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS^+} + \Delta Q_{b,h}^{BESS^-})] \right\}$$

Oltre a tutti i vincoli per il corretto esercizio delle risorse di flessibilità, il problema di OPF deve anche soddisfare i vincoli tecnici sulle tensioni di nodo e le correnti di ramo, ossia: le tensioni in ogni nodo devono restare all'interno dell'intervallo di normale funzionamento ($[V^{min}, V^{max}]$), e le correnti in ogni ramo non devono superare le rispettive portate (I^{max}). Per linearizzare la modellizzazione matematica del problema le equazioni di power flow sono state approssimate con i coefficienti di sensitività che esprimono le variazioni della tensione in ciascuno nodo della rete o della corrente in ciascun ramo della rete in funzione di una variazione unitaria di potenza in ogni nodo. I vincoli di rete diventano:

$$V^{min} \leq V_h + \begin{bmatrix} \frac{\partial V}{\partial P} & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_h \\ \Delta Q_h \end{bmatrix} \leq V^{max}$$

$$\left| I_h + \begin{bmatrix} \frac{\partial I}{\partial P} & \frac{\partial I}{\partial Q} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_h \\ \Delta Q_h \end{bmatrix} \right| \leq I^{max}$$

dove $\frac{\partial V}{\partial P}$ e $\frac{\partial V}{\partial Q}$ sono le matrici di sensitività delle tensioni nei nodi per una variazione di potenza attiva e reattiva di dimensioni $N \times (N_{FER} + ND + N_{SOP} + N_{BESS})$, $\frac{\partial I}{\partial P}$ e $\frac{\partial I}{\partial Q}$ sono le matrici di sensitività delle correnti di ramo per una variazione di potenza attiva e reattiva di dimensioni $N_b \times (N_{FER} + ND + N_{SOP} + N_{BESS})$, ΔP_h e ΔQ_h sono i vettori dei servizi di flessibilità delle

risorse nella h -esima ora, V_h è il vettore delle tensioni attese nei nodi della rete alla h -esima ora, V^{min} e V^{max} sono i vettori dei limiti tecnici di tensione nei nodi (valori uguali per tutti i nodi), I_h è il vettore delle correnti attese nei rami della rete alla h -esima ora, I^{max} è il vettore della portata (differente) per tutti i rami della rete, N e N_b sono rispettivamente il numero di cabine secondarie e di rami della rete elettrica di distribuzione. Si noti che il vettore $\begin{bmatrix} \Delta P_h \\ \Delta Q_h \end{bmatrix}$ rappresenta la colonna h -esima della matrice Flex (e di tutte quelle di lavoro $Flex_k^{opt}$, $Flex_{k,h}^{conn}$, $Flex_{k,h}^{isola}$, $Flex_{k,h}$) della Figura 3.

Il valore assoluto presente nelle equazioni di vincolo delle correnti è motivato dalla presenza di una massiccia penetrazione di generazione distribuita che può invertire il naturale flusso della potenza attiva. La sua linearizzazione si ottiene sostituendolo con due vincoli lineari:

$$|ax_1 + bx_2 + \dots| \leq C \quad \rightarrow \quad \begin{cases} (ax_1 + bx_2 + \dots) \leq C \\ -(ax_1 + bx_2 + \dots) \leq C \end{cases}$$

In funzione della disponibilità di risorse per la flessibilità, dello scenario di esercizio della rete (previsioni della potenza generata e consumata) e della sua specifica configurazione, potrebbe capitare che la flessibilità disponibile non sia sufficiente a risolvere tutte le violazioni dei vincoli tecnici registrate, rendendo il problema non trattabile (*unfeasible*). Pertanto, per evitare che il software di calcolo vada in errore, sono state aggiunte delle opportune variabili "slack" nella funzione obiettivo e nei vincoli per le tensioni nodali e le correnti nei rami, in modo da colmare gli eventuali scostamenti dai limiti tecnici lasciati dalla flessibilità disponibile. Ovviamente, nella funzione obiettivo queste variabili "slack" sono state pesate per un numero molto grande in modo da essere usate solamente se strettamente necessario.

A questo punto, il problema dell'OPF completo, con tutte le equazioni esplicitate, diventa il seguente:

$$\begin{aligned} \min_{\Delta P, \Delta Q} C_{flex} = & \sum_{h=1}^{N_h} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{FER}} c_g^{down} \times \Delta P_{g,h}^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} c_d^{up} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right. \\ & + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} [c_p^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (P_{m,h}^{SOP+} + P_{m,h}^{SOP-}) + c_q^{SOP} \times \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (Q_{m,h}^{SOP+} + Q_{m,h}^{SOP-})] \\ & + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} [c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} + \Delta P_{b,h}^{ch}) + c_q^{BESS} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} + \Delta Q_{b,h}^{BESS-})] \\ & \left. + 10^6 \times \left[\sum_{i=1}^N (s_{i,h}^{V^{min}} + s_{i,h}^{V^{max}}) + \sum_{j=1}^{N_b} s_{j,h}^{I^{max}} \right] \right\} \end{aligned}$$

s.t.:

$$\begin{aligned} & \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,g} \times \Delta P_{g,h}^{FER} \right] - \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,d} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right] \\ & + \left[\sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,m} \times (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right)_{i,m} \times (Q_{m,h}^{SOP+} - Q_{m,h}^{SOP-}) \right] \\ & + \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,b} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right)_{i,b} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS-}) \right] - s_{i,h}^{V^{max}} \\ & \leq V^{max} - V_{i,h} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,g} \times \Delta P_{g,h}^{FER} \right] + \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,d} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right] \\
& - \left[\sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,m} \times (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right)_{i,m} \times (Q_{m,h}^{SOP+} - Q_{m,h}^{SOP-}) \right] \\
& - \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{i,b} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right)_{i,b} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS-}) \right] - S_{i,h}^{Vmin} \\
& \leq V_{i,h} - V^{min} \quad \forall i = 1, \dots, N ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,g} \times \Delta P_{g,h}^{FER} \right] - \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,d} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right] \\
& + \left[\sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,m} \times (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial I}{\partial Q} \right)_{j,m} \times (Q_{m,h}^{SOP+} - Q_{m,h}^{SOP-}) \right] \\
& + \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,b} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial I}{\partial Q} \right)_{j,b} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS-}) \right] - S_{j,h}^{Imax} \\
& \leq I_{j,h}^{max} - I_{j,h} \quad \forall j = 1, \dots, N_b ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,g} \times \Delta P_{g,h}^{FER} \right] + \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,d} \times \Delta P_{d,h}^{DR} \right] \\
& - \left[\sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,m} \times (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) + \sum_{m=1}^{N_{SOP}} \left(\frac{\partial I}{\partial Q} \right)_{j,m} \times (Q_{m,h}^{SOP+} - Q_{m,h}^{SOP-}) \right] \\
& - \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial I}{\partial P} \right)_{j,b} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \left(\frac{\partial I}{\partial Q} \right)_{j,b} \times (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS-}) \right] - S_{j,h}^{Imax} \\
& \leq I_{j,h}^{max} + I_{j,h} \quad \forall j = 1, \dots, N_b ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) + (P_{n,h}^{SOP+} - P_{n,h}^{SOP-}) + \alpha_{loss,m}^{SOP} \times (P_{m,h}^{SOP+} + P_{m,h}^{SOP-}) + \alpha_{loss,n}^{SOP} \times (P_{n,h}^{SOP+} + P_{n,h}^{SOP-}) \\
& = 0 \quad \forall (m, n) \in N_{SOP} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left[\sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (P_{m,h}^{SOP+} - P_{m,h}^{SOP-}) - \left[\cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (Q_{m,h}^{SOP+} - Q_{m,h}^{SOP-}) \\
& - S_{rated,m}^{SOP} \sin\frac{2\pi}{l} \leq 0 \quad \forall k = 1, \dots, l ; \quad \forall m = 1, \dots, NT ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$\sigma_b^{min} \times E_{rated,b}^{BESS} \leq SoC_{b,h} \leq \sigma_b^{max} \times E_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$SoC_{b,h} - SoC_{b,h-1} = \left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\sum_{h=1}^{N_h} \left[\left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \right] = SoC_{b,0} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS}$$

$$\begin{aligned}
& \left[\sin\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \sin\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) - \left[\cos\left(\frac{2\pi}{l}k\right) - \cos\left(\frac{2\pi}{l}(k-1)\right) \right] (\Delta Q_{b,h}^{BESS+} - \Delta Q_{b,h}^{BESS-}) \\
& - S_{rated}^{BESS} \sin\frac{2\pi}{l} \leq 0 \quad \forall k = 1, \dots, l ; \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h
\end{aligned}$$

$$0 \leq \Delta P_{g,h}^{FER} \leq P_{g,h}^{FER} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{d,h}^{DR} \leq \Delta P_{d,h}^{DRmax} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$P_{m,h}^{SOP+} \geq 0 ; \quad P_{m,h}^{SOP-} \geq 0 ; \quad Q_{m,h}^{SOP+} \geq 0 ; \quad Q_{m,h}^{SOP-} \geq 0 \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\Delta P_{b,h}^{dis} \geq 0 ; \Delta P_{b,h}^{ch} \geq 0 ; \Delta Q_{b,h}^{BESS^+} \geq 0 ; \Delta Q_{b,h}^{BESS^-} \geq 0 \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

11.6 Modello di OPF per gestione porzioni di rete in Isola Intenzionale

Come evidenziato in precedenza, nell'analisi N-1 della rete elettrica di distribuzione si possono presentare situazioni per le quali parte delle cabine secondarie risulterebbero disalimentate per tutto il tempo di riparazione del guasto. È il caso del guasto su una linea di laterale, che lascia isolati tutti i nodi a valle per mancanza di linee di contro-alimentazione. In questa situazione, per aumentare l'affidabilità del sistema elettrico, si può prevedere l'attivazione dell'esercizio in isola intenzionale.

Affinché questo possa avvenire, nella porzione di rete isolata dovrà essere presente almeno una risorsa pienamente controllabile sia a salire sia a scendere (tipicamente un BESS) interfacciata alla rete tramite un convertitore con logica grid forming per garantire la stabilizzazione della tensione e la regolazione della frequenza (Figura 6).

Figura 6 – Diagramma di flusso per la “verifica Adeguatezza Isola” nel diagramma di flusso di Figura 3

Tralasciando gli aspetti dinamici (non inclusi nella linea di attività), ci si è concentrati sulla verifica dell'adeguatezza dell'isola intenzionale. Per far questo, si è modificato il problema dell'OPF descritto nel paragrafo precedente per includere la verifica del bilancio delle potenze generate e consumate nell'isola (adeguatezza). Dato il tipo di isola considerato (di laterale), tra le risorse disponibili sono stati esclusi i Soft Open Points.

Poiché la dimensione della porzione di rete isolata è generalmente limitata, si è semplificato il problema trascurando le perdite e la verifica tecnica delle tensioni ai nodi e delle portate, ottenendo la seguente formulazione matematica:

$$\min_{\Delta P} C_{flex}^{isola} = \sum_{h=1}^{N_h} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{FER}^{isola}} c_g^{down} \times \Delta P_{g,h}^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}^{isola}} c_d^{up} \times \Delta P_{d,h}^{DR} + \sum_{b=1}^{N_{BESS}^{isola}} c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b,h}^{dis} + \Delta P_{b,h}^{ch}) + 10^6 \times \varepsilon_h \right\}$$

s.t.:

$$\sum_{g=1}^{N_{FER}^{isola}} (P_{g,h}^{FER} - \Delta P_{g,h}^{FER}) - \sum_{d=1}^{N_{DR}^{isola}} (P_{d,h}^{DR} - \Delta P_{d,h}^{DR}) + \sum_{b=1}^{N_{BESS}^{isola}} (\Delta P_{b,h}^{dis} - \Delta P_{b,h}^{ch}) + \left(\sum_{r=1}^{N_D^{isola}} P_{r,h}^D \right) + \varepsilon_h = 0 \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\sigma_b^{min} \times E_{rated,b}^{BESS} \leq SoC_{b,h} \leq \sigma_b^{max} \times E_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$SoC_{b,h} - SoC_{b,h-1} = \left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{b,h}^{ch} \leq P_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{b,h}^{dis} \leq P_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{g,h}^{FER} \leq P_{g,h}^{FER} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$0 \leq \Delta P_{d,h}^{DR} \leq \Delta P_{d,h}^{DR,max} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR} ; \forall h = 1, \dots, N_h$$

$$\varepsilon_h \geq 0 \quad \forall h = 1, \dots, N_h$$

Il primo vincolo esplicita la condizione di adeguatezza dell'isola: la potenza erogata dalle FER presenti nell'isola (N_{FER}^{isola}), eventualmente ridotta dal servizio di generation curtailment ($P_{g,h}^{FER} - \Delta P_{g,h}^{FER}$), deve eguagliare la potenza assorbita dalle utenze presenti nell'isola ($N_{DR}^{isola} + N_D^{isola}$), eventualmente ridotta dal servizio di DR ($P_{d,h}^{DR} - \Delta P_{d,h}^{DR}$). Si è considerata anche la possibile presenza di utenze che non offrono servizi di flessibilità (N_D^{isola}) e che quindi mantengono inalterato il proprio consumo ($P_{r,h}^D$). Al contrario, si è assunto che tutti i generatori presenti possano essere staccati/gestiti. I BESS consentono di compensare le differenze e mantenere il bilanciamento. Lo stato iniziale di ciascuna batteria viene preso dal profilo di gestione ottimizzato per la rete integra ($k = 0$).

Qualora l'accumulo non possa intervenire perché ha raggiunto i suoi limiti di capacità e la flessibilità disponibile non è sufficiente a garantire l'adeguatezza nell'isola, interviene una variabile di slack (ε_h) che consente di non bloccare l'ottimizzatore con un segnale di errore e fornisce l'informazione di quanta potenza manca e dell'ora in cui l'isola non è più sostenibile.

Si può osservare che nel modello è stata considerata solo l'eventualità di mancanza di generazione per coprire il carico nell'isola. Infatti, se tutte le FER presenti nell'isola possono essere tagliate (100% di generation curtailment), non si può mai verificare il problema di eccesso di generazione. In ogni caso, questa eventualità è facilmente rappresentabile usando due variabili slack (positive) per ogni ora del tempo di riparazione del guasto, inserite come differenza in ogni equazione di bilancio ($\varepsilon_h^+ - \varepsilon_h^-$) e come somma nella funzione obiettivo ($10^6 \times (\varepsilon_h^+ + \varepsilon_h^-)$).

Al termine della procedura è quindi possibile calcolare la flessibilità richiesta per sostenere l'isola ($Flex_{k,h}^{isola}$) e, eventualmente, in caso di non sostenibilità parziale o totale, il numero di clienti che subiscono un'interruzione dell'alimentazione ($MI_{k,h}$) e la corrispondente energia non fornita ($ENS_{k,h}$). Queste ultime informazioni sono utili per le valutazioni sull'affidabilità della rete.

11.7 Modello di SCOPF con decomposizione di Benders

Come descritto nei paragrafi precedenti, il calcolo della flessibilità necessaria alla gestione in sicurezza della rete elettrica di distribuzione può essere ricondotto alla soluzione di differenti problemi di OPF relativi ad ogni potenziale configurazione di rete (integra e di emergenza). Questo approccio (analisi N-1) consente di semplificare lo studio del problema complessivo

scomponendolo in N sotto-problemi indipendenti e combinando i risultati ottenuti (individuazione della massima richiesta di flessibilità calcolata per ogni risorsa disponibile). Seppur rappresenti una approssimazione accettabile (soprattutto in studi di pianificazione), esso non garantisce di individuare l'ottima quantità di flessibilità (l'unione delle soluzioni ottime per ogni sotto-problema generalmente non coincide con l'ottimo del problema complessivo).

A rigore si dovrebbe risolvere un unico problema di OPF in cui si considera simultaneamente il rispetto dei vincoli tecnici in tutte le potenziali configurazioni di rete. In questa forma, il problema di ottimizzazione prende il nome di Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF). Mantenendo la linearizzazione descritta nel paragrafo 11.5 e limitando le risorse di flessibilità solo alla generazione e al carico, il problema sarebbe così formulato:

$$\min_{F_g^{FER}, F_d^{DR}} C_{flex} = \left(\sum_{g=1}^{N_{FER}} c_g^{down} \cdot F_g^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} c_d^{up} \cdot F_d^{DR} \right)$$

s. t.

$$\sum_{g=1}^{N_{FER}} a_{i,g} \cdot \Delta P_{g,k}^{FER} - \sum_{d=1}^{N_{DR}} a_{i,d} \cdot \Delta P_{d,k}^{DR} \leq V^{max} - V_{i,k} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

$$- \sum_{g=1}^{N_{FER}} a_{i,g} \cdot \Delta P_{g,k}^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} a_{i,d} \cdot \Delta P_{d,k}^{DR} \leq V_{i,k} - V^{min} \quad \forall i = 1, \dots, N \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

$$\sum_{g=1}^{N_{FER}} b_{j,g} \cdot \Delta P_{g,k}^{FER} - \sum_{d=1}^{N_{DR}} b_{j,d} \cdot \Delta P_{d,k}^{DR} \leq I_j^{max} - I_{j,k} \quad \forall j = 1, \dots, N_b \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

$$- \sum_{g=1}^{N_{FER}} b_{j,g} \cdot \Delta P_{g,k}^{FER} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} b_{j,d} \cdot \Delta P_{d,k}^{DR} \leq I_{j,k} - I_j^{max} \quad \forall j = 1, \dots, N_b \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

$$0 \leq F_g^{FER} \leq F_g^{FER_{max}} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER}$$

$$0 \leq F_d^{DR} \leq F_d^{DR_{max}} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR}$$

$$0 \leq \Delta P_{g,k}^{FER} \leq F_g^{FER} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

$$0 \leq \Delta P_{d,k}^{DR} \leq F_d^{FER} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR} \quad \forall k = 0, \dots, N - 1$$

dove con F_g^{FER} e F_d^{DR} si è indicata la (massima) flessibilità acquistata rispettivamente per il g -esimo generatore rinnovabile e il d -esimo carico controllabile, con $\Delta P_{g,k}^{FER}$ e $\Delta P_{d,k}^{DR}$ la flessibilità usata dal g -esimo generatore rinnovabile e dal d -esimo carico controllabile nella k -esima configurazione di rete per risolvere una potenziale contingenza, con $F_g^{FER_{max}}$ e $F_d^{DR_{max}}$ la massima disponibilità di flessibilità offerta dal g -esimo generatore rinnovabile e dal d -esimo carico, e con $a_{i,g}$, $a_{i,d}$, $b_{j,g}$ e $b_{j,d}$ i coefficienti di sensitività della tensione nell' i -esimo nodo o della corrente nel j -esimo ramo per un servizio di flessibilità fornito dal g -esimo generatore e dal d -esimo carico controllabile.

Questa formulazione del problema si applica per una specifica ora e il calcolo si ripete per tutte le 24 ore del giorno. Nel caso in cui si includessero come risorse di flessibilità anche i sistemi di accumulo, ovviamente l'ottimizzazione andrebbe estesa simultaneamente all'intera durata di permanenza della specifica configurazione di rete (come fatto nella formulazione generale del problema dell'OPF descritta nel paragrafo 11.5).

È evidente che per le tipiche dimensioni di una rete elettrica di distribuzione MT (centinaia di nodi), la soluzione del problema può diventare sfidante, perché il numero dei vincoli cresce col quadrato della dimensione del problema (centinaia di migliaia di vincoli) [10]. Differenti approcci sono stati proposti in letteratura per affrontare questo problema, tipicamente raggruppati in metodi basati su modelli e metodi di Machine Learning [11]. Molto usati sono i metodi di decomposizione (appartenenti alla prima categoria) che dividono il problema di ottimizzazione in tanti sotto-problemi risolvibili facilmente [12] e usano i risultati per correggere iterativamente la soluzione complessiva e giungere all'ottimo desiderato. Questi metodi, inoltre, hanno il vantaggio di essere facilmente parallelizzabili, accelerando il processo di calcolo.

La decomposizione di Benders è stata largamente usata per risolvere il SCOPF per la particolare struttura del problema. Nell'approccio tradizionale applicato alle reti di trasmissione, questa tecnica identifica un problema master, in cui alcune variabili di controllo comuni sono ottimizzate (calcolo di OPF) per le condizioni normali di esercizio (rete integra), e molti sotto-problemi, nei quali viene verificata (calcoli di power flow) la fattibilità della soluzione del problema master per le diverse contingenze. La soluzione ottima desiderata si raggiunge risolvendo iterativamente il problema master e i vari sotto-problemi fino a che la soluzione del problema master diventa adeguata a risolvere tutti i sotto-problemi. Normalmente, il numero di iterazioni per arrivare a convergenza è modesto, il che rende questo approccio particolarmente attraente per problemi di grandi dimensioni.

In termini matematici, la decomposizione di Benders si basa sulla identificazione delle cosiddette "variabili complicanti" del problema originale, ossia quelle variabili che direttamente o indirettamente compaiono nella maggior parte delle equazioni di vincolo e costringono a risolvere il problema tenendo conto di tutte le equazioni contemporaneamente. Per il problema dell'operational planning delle risorse di flessibilità nelle reti di distribuzione MT, queste variabili sono rappresentate dalle quantità di flessibilità che devono essere acquistate da ogni risorsa disponibile (F_g^{FER} e F_d^{DR}). Infatti, l'uso della flessibilità per risolvere una specifica contingenza è limitato dalla quantità di flessibilità acquistata preventivamente. Se quest'ultima non è complessivamente sufficiente, la contingenza non può essere risolta. Separando queste variabili dalle altre, si possono identificare un "master problem" relativo all'ottimizzazione delle variabili complicanti (quantità di flessibilità da acquistare) e tanti sotto-problemi che ricevono in ingresso come dato noto la soluzione del problema master ($F_g^{FER_fix}$ e $F_d^{DR_fix}$). Il numero di sotto-problemi sarà N (numero di nodi della rete elettrica di distribuzione MT): uno per la rete integra e $N - 1$ per le configurazioni di emergenza. Se la flessibilità acquistata, soluzione del problema master ($F_g^{FER_fix}$ e $F_d^{DR_fix}$), non è sufficiente a risolvere le contingenze in una specifica configurazione di rete, il relativo sotto-problema diventerebbe irrisolvibile (unfeasible). Per avere la certezza che tutti i sotto-problemi siano trattabili (feasible) si inseriscono delle opportune variabili di slack. Dal punto di vista fisico, queste variabili di slack rappresentano gli aggiustamenti necessari alla quantità di flessibilità da acquistare. Quindi ciascun sotto-problema è un OPF che cerca di minimizzare questi aggiustamenti ($C_{flex_adjustment}$). Quando la soluzione di un sotto-problema contiene variabili di slack non nulle, si costruisce un vincolo addizionale (Benders' cut) da aggiungere nel problema master per correggerne la soluzione con l'obiettivo di rendere tutti i sotto-problemi risolvibili (variabili di slack tutte nulle). È bene rimarcare che in questo processo iterativo il vincolo addizionale è uno per ogni iterazione e mette insieme i risultati di tutti i sottoproblemi, insieme alle variabili di slack non nulle.

La formulazione matematica della decomposizione di Benders applicata al problema del SCOPF per la flessibilità nelle reti elettriche di distribuzione MT è la seguente.

Problema master:

$$\min_{F_g^{FER(m)}, F_d^{DR(m)}, \alpha^{(m)}} C_{flex_purchased} = \sum_{g=1}^{N_{FER}} c_g^{down} \cdot F_g^{FER(m)} + \sum_{d=1}^{N_{DR}} c_d^{up} \cdot F_d^{DR(m)} + \alpha^{(m)}$$

s.t.

$$\begin{aligned} F_g^{FER(m)} &\leq F_g^{FER_max} & \forall g = 1, \dots, N_{FER} \\ F_d^{DR(m)} &\leq F_d^{DR_max} & \forall d = 1, \dots, N_{DR} \\ \alpha^{(m)} &\geq \alpha^{down} \end{aligned}$$

$$\alpha^{(m)} \geq \sum_{k=0}^{m-1} \left\{ \left[\sum_g \varepsilon_{g,k}^{(n)} + \sum_d \varepsilon_{d,k}^{(n)} \right] + \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \lambda_{g,k}^{(n)} \cdot (F_g^{FER(m)} - F_g^{FER(n)}) \right] + \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \lambda_{d,k}^{(n)} \cdot (F_d^{DR(m)} - F_d^{DR(n)}) \right] \right\} \quad \forall n = 1, \dots, m-1$$

$$F_g^{FER(m)} \geq 0 \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER}$$

$$F_d^{DR(m)} \geq 0 \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR}$$

Sotto-problema per la k-esima configurazione:

$$\min_{\varepsilon_{g,k}^{(m)}, \varepsilon_{d,k}^{(m)}, F_g^{FER(m)}, F_d^{DR(m)}} C_{flex_adjustment} = \left[\sum_g \varepsilon_{g,k}^{(m)} + \sum_d \varepsilon_{d,k}^{(m)} \right]$$

s.t.

$$\sum_{g=1}^{N_{FER}} a_{i,g} \cdot (\Delta P_{g,k}^{FER(m)} + \varepsilon_{g,k}^{(m)}) - \sum_{d=1}^{N_{DR}} a_{i,d} \cdot (\Delta P_{d,k}^{DR(m)} + \varepsilon_{d,k}^{(m)}) \leq V^{max} - V_{i,k} \quad \forall i = 1, \dots, N$$

$$- \sum_{g=1}^{N_{FER}} a_{i,g} \cdot (\Delta P_{g,k}^{FER(m)} + \varepsilon_{g,k}^{(m)}) + \sum_{d=1}^{N_{DR}} a_{i,d} \cdot (\Delta P_{d,k}^{DR(m)} + \varepsilon_{d,k}^{(m)}) \leq V_{i,k} - V^{min} \quad \forall i = 1, \dots, N$$

$$\sum_{g=1}^{N_{FER}} b_{j,g} \cdot (\Delta P_{g,k}^{FER(m)} + \varepsilon_{g,k}^{(m)}) - \sum_{d=1}^{N_{DR}} b_{j,d} \cdot (\Delta P_{d,k}^{DR(m)} + \varepsilon_{d,k}^{(m)}) \leq I_j^{max} - I_{j,k} \quad \forall j = 1, \dots, N_b$$

$$- \sum_{g=1}^{N_{FER}} b_{j,g} \cdot (\Delta P_{g,k}^{FER(m)} + \varepsilon_{g,k}^{(m)}) + \sum_{d=1}^{N_{DR}} b_{j,d} \cdot (\Delta P_{d,k}^{DR(m)} + \varepsilon_{d,k}^{(m)}) \leq I_{j,k} - I_j^{max} \quad \forall j = 1, \dots, N_b$$

$$\Delta P_{g,k}^{FER(m)} - F_g^{FER(m)} \leq 0 \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER}$$

$$\Delta P_{d,k}^{DR(m)} - F_d^{DR(m)} \leq 0 \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR}$$

$$F_g^{FER(m)} = F_g^{FER_fix} : \lambda_{g,k}^{(m)} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER}$$

$$F_d^{DR(m)} = F_d^{DR_fix} : \lambda_{d,k}^{(m)} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR}$$

$$\Delta P_{g,k}^{(m)}, \Delta P_{d,k}^{(m)}, \varepsilon_{g,k}^{(m)}, \varepsilon_{d,k}^{(m)} \geq 0 \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR}$$

L'apice m indica l'iterazione corrente del metodo di decomposizione di Benders, mentre n è l'indice usato per riferirsi alle precedenti iterazioni. Infatti, il quarto gruppo di vincoli nella formulazione del problema master rappresenta l'insieme di tutti i Benders' cut generati nelle precedenti $m-1$ iterazioni (uno per ogni iterazione indipendentemente dal numero di variabili complicanti e dal numero di sotto-problemi). Ovviamente, per la ricerca dell'ottimo, tutti i vincoli generati devono essere considerati, ossia ogni nuovo vincolo (Benders' cut) non va a sostituire quello generato nell'iterazione precedente ma si aggiunge a tutti quelli generati in precedenza.

$\varepsilon_{g,k}$ e $\varepsilon_{d,k}$ sono le azioni correttive (variabili di slack non nulle) necessarie per rendere correttamente realizzabile la k -esima riconfigurazione di emergenza, quando la flessibilità acquistata ($F_g^{FER_fix}$ e $F_d^{DR_fix}$ soluzione del problema master) non è sufficiente per risolvere tutte le contingenze della k -esima riconfigurazione. Se alcune di queste variabili risulta maggiore di zero, vuol dire che la massima flessibilità disponibile non è sufficiente, e quindi il problema master deve essere nuovamente risolto con l'aggiunta di un vincolo (Benders' cut) che porti a far crescere la flessibilità carente.

$\lambda_{g,k}$ e $\lambda_{d,k}$ sono i moltiplicatori di Lagrange dei vincoli del k -esimo sotto-problema, ossia le variabili duali ottenute dalla soluzione del problema duale associato al k -esimo sotto-problema.

La variabile ausiliaria $\alpha^{(m)}$ rappresenta la funzione obiettivo complessiva di tutti i sotto-problemi. Occorre distinguere due opzioni implementative del metodo di decomposizione di Benders relativamente alla gestione di questa variabile. Se il processo iterativo di ottimizzazione inizia risolvendo prima il problema master, allora non è stato ancora definito alcun vincolo addizionale (Benders' cut) e conseguentemente la variabile ausiliaria risulterebbe non vincolata. Pertanto, deve essere incluso un vincolo con un numero negativo molto grande (ad esempio, $\alpha^{(m)} = -10^6$). Al contrario, se il processo iterativo inizia risolvendo prima i sotto-problemi, questo vincolo artificiale non è necessario, ma occorre fornire una inizializzazione delle variabili complicanti (per esempio, $F_g^{FER_fix} = F_g^{FER(1)} = 0$ e $F_d^{DR_fix} = F_d^{DR(1)} = 0$) da fornire in ingresso ai sotto-problemi.

In Figura 7 è illustrato il diagramma di flusso di tutto il processo di ottimizzazione. Partendo dai dati di ingresso della rete e delle previsioni di domanda e generazione per il giorno successivo, si analizzano preliminarmente tutte le possibili configurazioni di rete (quella di rete integra e le N-1 configurazioni di emergenza), eseguendo calcoli di power flow con il software OpenDSS. Tutte le configurazioni (N_c) che presentano violazioni di vincoli tecnici (tensioni ai nodi e/o correnti nelle linee) vengono salvate per il processo di ottimizzazione. A questo punto parte la vera ottimizzazione risolvendo da subito i vari sotto-problemi, ossia eseguendo un OPF sulle singole configurazioni di rete critiche per verificare se la flessibilità massima disponibile per ciascuna risorsa è sufficiente a risolvere le violazioni (aggiustamenti non necessari). Ovviamente, non avendo risolto preliminarmente il problema master, le flessibilità massime devono essere inizializzate. Per semplicità queste sono poste tutte a zero. Le configurazioni di rete (sotto-problemi) che non sono risolvibili con la flessibilità disponibile vengono rese realizzabili (feasible) tramite opportune variabili di slack. Se al termine dell'esame di tutti gli N_c sottoproblemi ci sono variabili di slack non nulle (ossia maggiori di zero), si costruisce un vincolo aggiuntivo (Benders' cut) da inserire nel problema master. La soluzione di quest'ultimo fornisce le nuove stime delle massime flessibilità da acquistare per ogni risorsa, che diventano dati di input per affrontare nuovamente la soluzione dei sotto-problemi.

Figura 7 – Diagramma di flusso di risoluzione del problema di SCOPF con approccio basato su decomposizione di Benders. L'indice m si riferisce all'iterazione del processo di ottimizzazione basato sulla decomposizione di Benders, l'indice sp è relativo ai sotto-problemi da risolvere (configurazioni di rete critiche), N_c è il numero di configurazioni di rete critiche ossia che presentano violazioni dei vincoli tecnici (tensioni ai nodi o correnti nelle linee).

Anche se non rappresentato in figura, è conveniente aggiungere anche un secondo criterio di stop legato al numero massimo di iterazioni. Potrebbe infatti accadere che, se il problema fosse mal posto, le risorse di flessibilità disponibili potrebbero essere complessivamente insufficienti per risolvere le contingenze di una specifica configurazione critica, e la procedura iterativa precedentemente descritta non avrebbe termine.

11.8 Formulazione matematica del problema propedeutica allo sviluppo dello strumento di Operational Planning per la BT

Se l'utenza (carico/generazione) del sistema elettrico è bilanciata e le linee sono trasposte, il modello della rete può essere semplificato con un modello equivalente monofase. In Media Tensione la prima condizione è generalmente verificata (almeno in Italia e nei paesi europei con distribuzione a tre fili) ma non la seconda. Tuttavia, è ritenuto accettabile l'uso dell'equivalente monofase anche per i sistemi MT.

Nelle reti di distribuzione in Bassa Tensione, la presenza preponderante di carichi e generatori monofase può portare a moduli di tensione diseguali tra le fasi. Con la tipica distribuzione a quattro fili dei sistemi BT europei, la corrente di neutro può portare ad uno spostamento del punto di neutro, peggiorando ulteriormente lo sbilanciamento delle tensioni. Questa situazione necessita una più accurata modellazione della rete per rappresentare correttamente questi sbilanciamenti di fase [13].

In letteratura sono stati proposti diversi modelli di calcolo per il problema del Power Flow a quattro fili [14] e molti software commerciali (anche open source come l'OpenDSS) risolvono efficacemente questo problema numerico. Meno diffusi sono i modelli di OPF a quattro fili, anche se che hanno trovato particolare interesse negli ultimi anni, motivati dal processo di transizione energetica che ha portato diverse risorse di flessibilità ed essere direttamente connesse al sistema di distribuzione BT [15]-[17].

Per questa ricerca si è deciso di adottare anche per l'Operational Planning in BT una impostazione matematica dell'OPF simile a quella applicata per il sistema di distribuzione MT. In altre parole, il problema di ottimizzazione dello sfruttamento delle risorse energetiche presenti nelle reti di bassa tensione per superare la presenza di potenziali contingenze è stato impostato come un problema di ottimizzazione lineare, semplificando i vincoli di rete sulle tensioni di nodo e sulle correnti di ramo mediante l'uso della matrice di sensitività. Quest'ultima è stata ricavata dal calcolo di PF eseguito dall'OpenDSS che tiene esplicitamente in conto la natura squilibrata della rete. In questo modo, l'OPF per la BT riesce a stimare l'effetto di una variazione di potenza assorbita o erogata in una fase di uno specifico nodo di rete sulle tensioni e le correnti in tutte le fasi dei nodi della rete, tenendo conto implicitamente dell'effetto di sbilanciamento per la presenza del neutro e degli utenti monofase.

In definitiva, il modello dell'OPF per la BT risulta molto simile a quello illustrato per la MT nel paragrafo 11.5, seppur con le dovute differenze. Infatti, le risorse di flessibilità disponibili possono essere sia monofase sia trifase. Pertanto, la funzione obiettivo e i vincoli linearizzati sulle tensioni di nodo e le correnti di ramo devono essere estesi a tutte e tre le fasi (a, b, c). Per semplicità si è trascurato di rappresentare il vincolo sulla corrente nel neutro, assumendo che lo squilibrio non sia mai così grande da far superare il limite di portata del relativo conduttore. Inoltre, per le utenze trifase (sia di carico sia di generazione) del sistema di distribuzione BT, si è assunto che il relativo servizio di flessibilità (ΔP_i - variazione di potenza scambiata con la rete nel nodo i -esimo) avvenga in egual misura sulle tre fasi:

$$\Delta P_{i(a)} = \Delta P_{i(b)} = \Delta P_{i(c)}$$

Tra le risorse di flessibilità disponibili, si è assunto che non siano presenti Soft Open Point. Questo perché, attualmente, le reti di distribuzione BT in Italia e nella maggior parte d'Europa non presentano contro-alimentazioni. Ossia, sono delle pure reti radiali. Pertanto, l'installazione di un SOP non richiederebbe semplicemente la sostituzione di un sezionatore

d'emergenza esistente, ma la pianificazione di una nuova linea che metta in comunicazione due feeder BT adiacenti. Inoltre, anche il sistema di protezione e gestione della rete necessiterebbe di ulteriori adeguamenti. Ovviamente, un dispositivo di questo tipo può tranquillamente essere considerato in futuro e facilmente inserito nel modello matematico di ottimizzazione. Esistono già nella letteratura scientifica studi e proposte per dispositivi SOP installati nel sistema di bassa tensione. In definitiva, gli unici servizi di flessibilità considerati nel problema di Operational Planning per la BT saranno il taglio della generazione ($\Delta P_{g(p)}^{FER}$), il controllo del carico ($\Delta P_{d(p)}^{DR}$) e la gestione di batterie ($\Delta P_{b(p)}^{dis}$ e $\Delta P_{b(p)}^{ch}$), avendo indicato con p la generica fase del sistema di distribuzione BT ($p \in \{a, b, c\}$).

Infine, un'ulteriore semplificazione adottata rispetto al modello per la MT è relativa al controllo del reattivo. Date le caratteristiche della rete BT (in cui la componente resistiva dell'impedenza di rete è molto maggiore di quella reattiva), il peso del controllo del reattivo per migliorare il profilo di tensione è minimo rispetto al controllo sulla potenza attiva. Anzi, potrebbe diventare controproducente per un possibile aumento delle perdite in rete. Pertanto, le batterie sono state modellate con il solo controllo sulla potenza attiva. Questa assunzione semplifica anche la rappresentazione del vincolo operativo sulla capacità del convertitore di interfaccia di una risorsa energetica (nello specifico della batteria). Potendo scambiare con la rete solo potenza attiva, non è più necessario linearizzare la circonferenza rappresentativa del limite operativo nel piano (P, Q) , ma è sufficiente limitare la potenza scambiata alla taglia del BESS:

$$0 \leq \Delta P_{b(p),h}^{dis} \leq S_{rated,b}^{BESS}$$

$$0 \leq \Delta P_{b(p),h}^{ch} \leq S_{rated,b}^{BESS}$$

Ovviamente, nel caso di risorsa energetica trifase, il limite sulla massima potenza scambiata sulla singola fase è un terzo della potenza nominale trifase del dispositivo.

Con queste premesse, la formulazione matematica del modello di Operational Planning per la BT è rappresentata di seguito. La Funzione Obiettivo del problema è sempre la minimizzazione dei costi di acquisto dei servizi di flessibilità.

$$\min_{\Delta P, \Delta Q} C_{flex_BT} = C^{FER} + C^{DR} + C^{BESS}$$

Tenendo conto delle descrizioni per i modelli MT dei precedenti paragrafi, la sua espressione esplicita diventa:

$$\begin{aligned} \min_{\Delta P, \Delta Q} C_{flex_BT} = & \sum_{h=1}^{24} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{FER}} [c_g^{down} \times (\Delta P_{g(a),h}^{FER} + \Delta P_{g(b),h}^{FER} + \Delta P_{g(c),h}^{FER})] \right. \\ & + \sum_{d=1}^{N_{DR}} [c_d^{up} \times (\Delta P_{d(a),h}^{DR} + \Delta P_{d(b),h}^{DR} + \Delta P_{d(c),h}^{DR})] \\ & \left. + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} [c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b(a),h}^{dis} + \Delta P_{b(a),h}^{ch} + \Delta P_{b(b),h}^{dis} + \Delta P_{b(b),h}^{ch} + \Delta P_{b(c),h}^{dis} + \Delta P_{b(c),h}^{ch})] \right\} \end{aligned}$$

La presenza della risorsa accumulo comporta la necessità di ottimizzare simultaneamente lo sfruttamento delle risorse per tutte le 24 ore del giorno. Si osservi che in questo caso la sommatoria sull'indice h è direttamente esteso a 24 e non alla generica variabile N_h . Questo perché, non essendoci contro-alimentazioni in BT, non è possibile in caso di guasto riconfigurare la rete (il feeder guasto viene semplicemente disconnesso). Per questo motivo, il problema dell'OPF viene risolto solamente per la configurazione sana della rete.

I vincoli di rete diventano:

$$\begin{aligned} \mathbf{V}^{min} &\leq \mathbf{V}_h + \left[\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{P}} \right] \cdot [\Delta \mathbf{P}_h] \leq \mathbf{V}^{max} \\ \left| \mathbf{I}_h + \left[\frac{\partial \mathbf{I}}{\partial \mathbf{P}} \right] \cdot [\Delta \mathbf{P}_h] \right| &\leq \mathbf{I}^{max} \end{aligned}$$

dove $\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{P}}$ è la matrice di sensitività delle tensioni di ogni fase nei nodi della rete per una variazione di potenza attiva di dimensioni $(3 \times N) \times [3 \times (N_{FER} + ND + N_{BESS})]$, $\frac{\partial \mathbf{I}}{\partial \mathbf{P}}$ è la matrice di sensitività delle correnti di fase di ogni linea per una variazione di potenza attiva di dimensioni $(3 \times N_b) \times [3 \times (N_{FER} + ND + N_{BESS})]$, $\Delta \mathbf{P}_h$ è il vettore dei servizi di flessibilità delle risorse nella h -esima ora (distinti per nodo e per fase), \mathbf{V}_h è il vettore delle tensioni attese nelle fasi dei nodi della rete alla h -esima ora, \mathbf{V}^{min} e \mathbf{V}^{max} sono i vettori dei limiti tecnici di tensione nei nodi (valori uguali per tutti i nodi e tutte le fasi), \mathbf{I}_h è il vettore delle correnti attese nelle fasi dei rami della rete alla h -esima ora, \mathbf{I}^{max} è il vettore della portata (generalmente differente) per tutti i rami della rete (ma uguale per le tre fasi della stessa linea), N e N_b sono rispettivamente il numero di nodi e di rami della rete elettrica di distribuzione BT.

In funzione della disponibilità di risorse per la flessibilità, dello scenario di esercizio della rete (previsioni della potenza generata e consumata) e della sua specifica configurazione, potrebbe capitare che la flessibilità disponibile non sia sufficiente a risolvere tutte le violazioni dei vincoli tecnici registrate, rendendo il problema non trattabile (*unfeasible*). Pertanto, anche per l'OPF in BT sono state aggiunte delle opportune variabili "slack" nella funzione obiettivo e nei vincoli per le tensioni nodali e le correnti nei rami, in modo da colmare gli eventuali scostamenti dai limiti tecnici lasciati dalla flessibilità disponibile. Ovviamente, nella funzione obiettivo queste variabili "slack" sono state pesate per un numero molto grande in modo da essere usate solamente se strettamente necessario.

Per una rappresentazione concisa ma completa del modello matematico, si indica con $\mathcal{P}_r \subseteq \{a, b, c\}$ l'insieme di fasi cui è connessa la generica r -esima risorsa di flessibilità della rete elettrica di distribuzione (con l'indice r che di volta in volta corrisponderà all'indice g - generatore, d - carico controllabile, o b - batteria). Se la risorsa è monofase, l'insieme \mathcal{P}_r sarà composto solo dall'indice della singola fase a cui la risorsa è connessa; altrimenti, se la risorsa è trifase, esso sarà composto da tutte e tre le fasi del sistema di distribuzione. Si è inoltre assunto che non ci siano linee di distribuzione e nodi esclusivamente monofase.

A questo punto, il problema dell'OPF completo, con tutte le equazioni esplicitate, diventa il seguente:

$$\begin{aligned} \min_{\Delta \mathbf{P}, \Delta \mathbf{Q}} C_{flex} = & \sum_{h=1}^{24} \left\{ \sum_{g=1}^{N_{FER}} \sum_{x \in \mathcal{P}_g} (c_g^{down} \times \Delta P_{g(x),h}^{FER}) + \sum_{d=1}^{N_{DR}} \sum_{x \in \mathcal{P}_d} (c_d^{up} \times \Delta P_{d(x),h}^{DR}) \right. \\ & + \sum_{b=1}^{N_{BESS}} \sum_{x \in \mathcal{P}_b} [c_p^{BESS} \times (\Delta P_{b(x),h}^{dis} + \Delta P_{b(x),h}^{ch})] \\ & \left. + 10^6 \times \left[\sum_{i=1}^N \sum_{x \in \mathcal{P}_i} (s_{i(x),h}^{V^{min}} + s_{i(x),h}^{V^{max}}) + \sum_{j=1}^{N_b} \sum_{x \in \mathcal{P}_j} s_{j(x),h}^{I^{max}} \right] \right\} \end{aligned}$$

s.t.:

$$\left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \sum_{x \in \mathcal{P}_g} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),g(x)} \times \Delta P_{g(x),h}^{FER} \right] - \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \sum_{x \in \mathcal{P}_d} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),d(x)} \times \Delta P_{d(x),h}^{DR} \right]$$

$$+ \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \sum_{x \in \mathcal{P}_b} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),b(x)} \times (\Delta P_{b(x),h}^{dis} - \Delta P_{b(x),h}^{ch}) \right] - S_{i(p),h}^{Vmax}$$

$$\leq V^{max} - V_{i(p),h} \quad \forall i = 1, \dots, N ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall p = a, b, c$$

$$\left[- \sum_{g=1}^{N_{FER}} \sum_{x \in \mathcal{P}_g} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),g(x)} \times \Delta P_{g(x),h}^{FER} \right] + \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \sum_{x \in \mathcal{P}_d} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),d(x)} \times \Delta P_{d(x),h}^{DR} \right]$$

$$- \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \sum_{x \in \mathcal{P}_b} \left(\frac{dV}{dP} \right)_{i(p),b(x)} \times (\Delta P_{b(x),h}^{dis} - \Delta P_{b(x),h}^{ch}) \right] - S_{i(p),h}^{Vmin}$$

$$\leq V_{i(p),h} - V^{min} \quad \forall i = 1, \dots, N ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall p = a, b, c$$

$$\left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \sum_{x \in \mathcal{P}_g} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(p),g(x)} \times \Delta P_{g(x),h}^{FER} \right] - \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \sum_{x \in \mathcal{P}_d} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(p),d(x)} \times \Delta P_{d(x),h}^{DR} \right]$$

$$+ \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \sum_{x \in \mathcal{P}_b} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(x),b(x)} \times (\Delta P_{b(x),h}^{dis} - \Delta P_{b(x),h}^{ch}) \right] - S_{j(p),h}^{Imax}$$

$$\leq I^{max} - I_{j(p),h} \quad \forall j = 1, \dots, N_b ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall p = a, b, c$$

$$- \left[\sum_{g=1}^{N_{FER}} \sum_{x \in \mathcal{P}_g} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(p),g(x)} \times \Delta P_{g(x),h}^{FER} \right] + \left[\sum_{d=1}^{N_{DR}} \sum_{x \in \mathcal{P}_d} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(p),d(x)} \times \Delta P_{d(x),h}^{DR} \right]$$

$$- \left[\sum_{b=1}^{N_{BESS}} \sum_{x \in \mathcal{P}_b} \left(\frac{dI}{dP} \right)_{j(p),b(x)} \times (\Delta P_{b(x),h}^{dis} - \Delta P_{b(x),h}^{ch}) \right] - S_{j(p),h}^{Imax}$$

$$\leq I^{max} + I_{j(p),h} \quad \forall j = 1, \dots, N_b ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall p = a, b, c$$

$$\sigma_b^{min} \times E_{rated,b}^{BESS} \leq SoC_{b,h} \leq \sigma_b^{max} \times E_{rated,b}^{BESS} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, 24$$

$$SoC_{b,h} - SoC_{b,h-1} = \left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, 24$$

$$\sum_{h=1}^{N_h} \left[\left(\eta_b^{ch} \times \Delta P_{b,h}^{ch} - \frac{\Delta P_{b,h}^{dis}}{\eta_b^{dis}} \right) \times \Delta h \right] = SoC_{b,0} \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS}$$

$$0 \leq \Delta P_{g(x),h}^{FER} \leq P_{g(x),h}^{FER} \quad \forall g = 1, \dots, N_{FER} ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall x \in \mathcal{P}_g \subseteq \{a, b, c\}$$

$$0 \leq \Delta P_{d(x),h}^{DR} \leq \Delta P_{d(x),h}^{DRmax} \quad \forall d = 1, \dots, N_{DR} ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall x \in \mathcal{P}_d \subseteq \{a, b, c\}$$

$$\Delta P_{b(x),h}^{dis} \geq 0 ; \quad \Delta P_{b(x),h}^{ch} \geq 0 \quad \forall b = 1, \dots, N_{BESS} ; \quad \forall h = 1, \dots, 24 ; \quad \forall x \in \mathcal{P}_b \subseteq \{a, b, c\}$$

11.9 Risultati delle simulazioni del software in versione beta in funzione delle diverse configurazioni analizzate

Inizialmente, le simulazioni sono state condotte sulla versione del tool sviluppata in Matlab (versione 2022a) e successivamente ripetute con la versione finale del tool tradotta in linguaggio Python.

Le simulazioni sono state eseguite su un computer equipaggiato con processore Intel i7-6560U a 2.20 GHz e 16 GB di RAM.

Infine, per verificare la portabilità del tool su qualunque PC con sistema operativo Windows di Microsoft, alcune simulazioni sono state ripetute su computer differenti, su cui non era stato preventivamente installato né il compilatore Python né il software OpenDSS.

Di seguito sono descritti i principali risultati della fase di testing, ottenuti tramite simulazioni condotte su una delle reti di Media Tensione studiate, con differenti ipotesi di flessibilità disponibile.

11.9.1 Rete test

La rete elettrica usata è una piccola rete test costruita dalla fusione di alcune porzioni di una rete elettrica di distribuzione MT esistente del sistema italiano, sulla quale sono stati poi allocati alcuni generatori da fonte energetica rinnovabile fino a soddisfare lo scenario Europeo di crescita previsto per la transizione energetica verde ("Fit for 55"). La rete in questione è stata rappresentata in Figura 8.

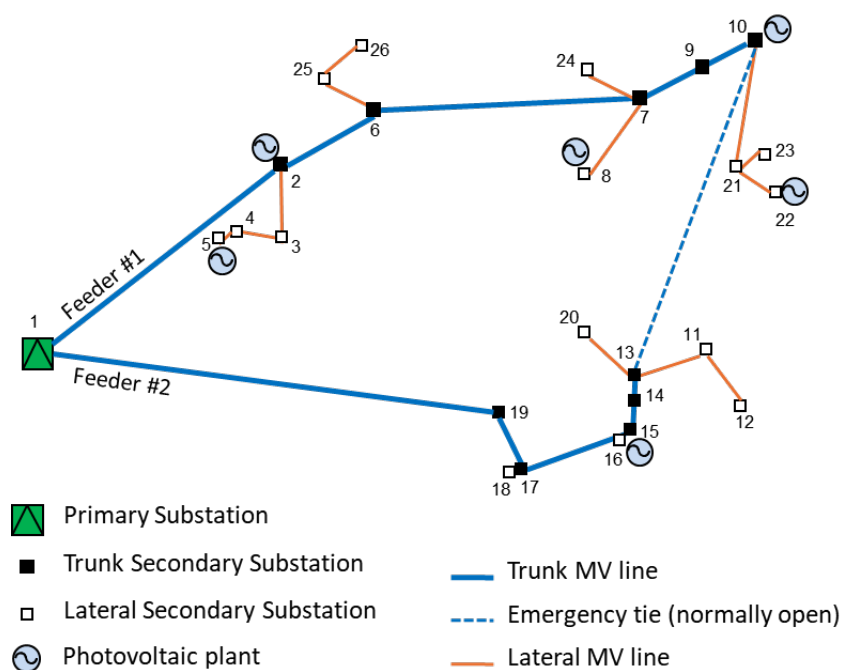


Figura 8 – Rete test (dal paper [18])

Nel dettaglio, essa è una rete elettrica di distribuzione in MT in ambito rurale, composta da due feeder alimentati dalla stessa cabina primaria. Sono presenti 25 cabine secondarie (MT/BT). La massima distanza del nodo più lontano dalla cabina primaria è di 17.3 km. Sono stati aggiunti 6 generatori fotovoltaici nella rete nei nodi 2, 5, 8, 10, 16 e 22, con potenze nominali comprese tra gli 800 e 1500 kW, fino a raggiungere una capacità di generazione complessiva installata di circa 4400 kW sul feeder #1 e 1200 kW sul feeder #2. La rete elettrica alimenta differenti tipologie di utenze (principalmente di tipo residenziale ma anche terziario e agricolo), per una domanda nominale complessiva di circa 1700 kW (picco della domanda serale).

La rete elettrica presenta la tipica topologia del sistema di distribuzione italiano con schema a dorsali e laterali (11 nodi di dorsale e 14 di laterale). Dal punto di vista topologico, una cabina secondaria di dorsale ha la caratteristica di poter essere rialimentata attraverso due differenti percorsi dalla stessa (o da differenti) cabina primaria. In altre parole, in caso di fuori servizio di una (qualunque) linea, è sempre possibile riconfigurare la rete per alimentare tutti i nodi di dorsale. Nella rete test è presente una linea di emergenza (gestita normalmente aperta) tra i nodi 10 e 13.

Durante le ore di maggiore irraggiamento (tra le 11:00 e le 16:00), la rete presenta un profilo di tensione prevalentemente in sovratensione a causa dell'eccessiva generazione dagli impianti fotovoltaici, che non viene sufficientemente compensata dalla domanda elettrica esistente. Nell' specifico, lo scenario illustrato è critico per il feeder #1, dove i nodi periferici possono eccedere il limite di massima tensione ammissibile (1.05 p.u.), in configurazione di rete integra, quando le condizioni climatiche sono favorevoli ad una alta produzione da fotovoltaico, come illustrato in Figura 9.

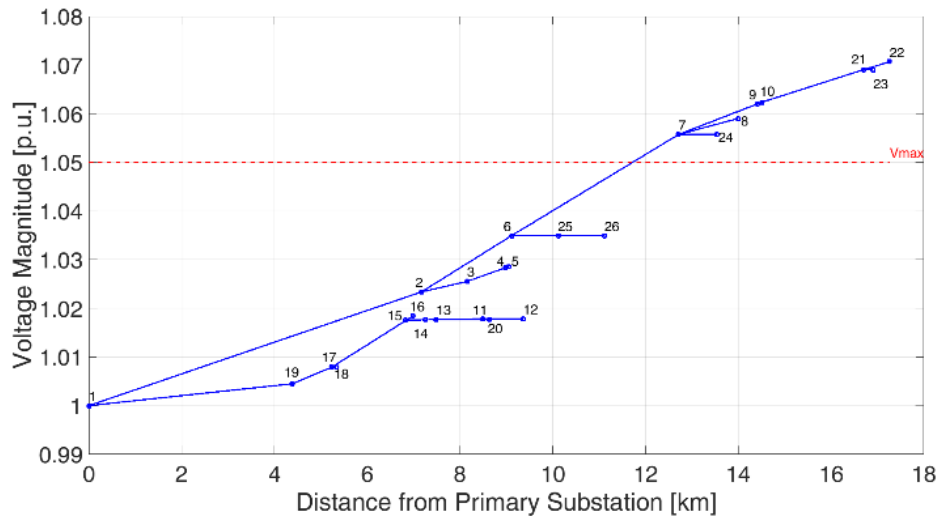


Figura 9 – Profilo di tensione lungo i due feeder della rete alle ore 14:00 di una giornata soleggiata estiva (dal paper [18])

Se le informazioni previsionali di esercizio mettono in allarme il DSO di una simile situazione (alta generazione, carico modesto, rischio di sovratensioni eccessive), l'operatore deve attivare azioni di rimedio per prevenire l'accadimento di un simile scenario (ad esempio, con una specifica riconfigurazione di rete), oppure per essere pronto a risolvere possibili contingenze tramite lo sfruttamento della flessibilità locale. Questa seconda opzione è quella oggetto della presente ricerca.

Per i risultati mostrati in seguito, si è assunto un costo di acquisto unico di 0.3 €/kW per ogni ora di disponibilità a fornire il servizio di regolazione sia a salire (taglio della domanda e erogazione di potenza attiva dalle batterie) sia a scendere (taglio della generazione e assorbimento di potenza attiva dalle batterie).

Per semplicità, si è assunto che ogni generatore è disponibile ad essere tagliato fino al 100% della sua produzione, mentre ogni consumatore rende disponibile un taglio del 40% della sua domanda elettrica.

Infine, ai generatori non è richiesto di fornire servizi di regolazione in potenza reattiva.

11.9.2 Sfruttamento della Flessibilità esclusivamente da Generazione Distribuita

Dato il tipo di contingenza (sovratensione), l'azione di controllo più immediata è il ricorso al taglio della generazione esistente (generation curtailment). Poiché la sovratensione si manifesta nella porzione terminale del feeder#1, le risorse principalmente coinvolte nella gestione attiva della rete sono i generatori connessi alle cabine secondarie 22, 10 e 8 (quelli elettricamente più vicini alla contingenza e quindi più efficaci), mentre solo marginalmente potranno essere coinvolti i generatori nei nodi 2 e 5 (elettricamente lontani). Il generatore presente nel nodo 16 è invece totalmente escluso, trovandosi su un feeder differente (collegamento di emergenza 10-13 gestito aperto in configurazione di rete integra).

I calcoli di OPF identificano come azione ottima il taglio della generazione dagli impianti fotovoltaici connessi nei nodi 22 (principalmente) e 10 (marginalmente), come riassunto in Tabella 1 e illustrato in Figura 10.

Tabella 1 – Flessibilità richiesta (percentuale di taglio della generazione) nelle ore di occorrenza della sovratensione nel feeder #1

Cabina Secondaria	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00
10	-	-	11%	-	-
22	14%	76%	95%	76%	14%

Figura 10 – Taglio della generazione nel nodo 22

L'effetto di questo taglio è il rientro del profilo di tensione del feeder #1 al di sotto del limite massimo di 1.05 in p.u. (Figura 11).

Figura 11 – Correzione del profilo di tensione alle 14:00 per effetto del taglio di generazione nei nodi 22 e 10 (dal paper [18])

Complessivamente, per garantire un esercizio sicuro il giorno dopo il DSO deve acquistare un ammontare di disponibilità al taglio della generazione di circa 3000 kW tra le 11:00 e le 16:00 (5 ore), per un costo complessivo di 21.4 k€.

11.9.3 Sfruttamento della Flessibilità dalla Generazione Distribuita e dai SOP

In questa situazione si è assunto che il sezionatore meccanico (normalmente aperto) nella linea di emergenza tra i nodi 10 e 13 sia sostituito da un Soft Open Point con potenza nominale di 1000

kVA (Figura 12). Si ricorda che la flessibilità portata da questo dispositivo di rete è duplice, essendo capace di iniettare o assorbire (simultaneamente e indipendentemente) potenza attiva e reattiva nella feeder critico.

Figura 12 – Rete test con SOP installato tra i nodi 10 e 13 (dal paper [18])

Data la criticità presente nel feeder #1, il convertitore del SOP connesso col nodo 10 opera come un induttore, assorbendo potenza reattiva durante tutte le 5 ore di violazione della massima tensione di linea. Questa flessibilità di rete consente di evitare il ricorso al taglio della generazione in due delle 5 ore di violazione, riducendo allo stesso tempo lo sfruttamento di questo servizio dalla generazione distribuita nelle rimanenti tre (Tabella 2).

Tabella 2 – Flessibilità richiesta (percentuale di taglio della generazione) ed esercizio del SOP nelle 5 ore di violazione del vincolo sulla massima tensione. Le potenze attiva e reattiva assorbite dal convertitore del SOP sono assunte positive, quelle erogate sono assunte negative (dal paper [18])

Cabina secondaria	Servizio di flessibilità	11:00 – 12:00	12:00 – 13:00	13:00 – 14:00	14:00 – 15:00	15:00 – 16:00
22	GC	-	19%	44%	19%	-
10	GC	-	-	-	-	-
10	P^{SOP} [kW]	-	296	296	296	-
10	Q^{SOP} [kVar]	146	386	386	386	144
13	P^{SOP} [kW]	-	-283	-283	-283	-
13	Q^{SOP} [kVar]	-	-	-	-	-

Inoltre, il SOP fornisce al feeder #1 un servizio a scendere assorbendo potenza attiva che viene trasferita nel feeder #2. Questo esercizio comporta un sollevamento del profilo di tensione nel secondo feeder, senza però causare nuove violazioni, in quanto la capacità residua su questa porzione di rete è sufficiente a gestire l'aumentata immissione di potenza attiva mantenendo la tensione al di sotto del massimo limite tecnico (Figura 13). Per questa ragione, il SOP non fornisce alcun supporto di potenza reattiva al secondo feeder.

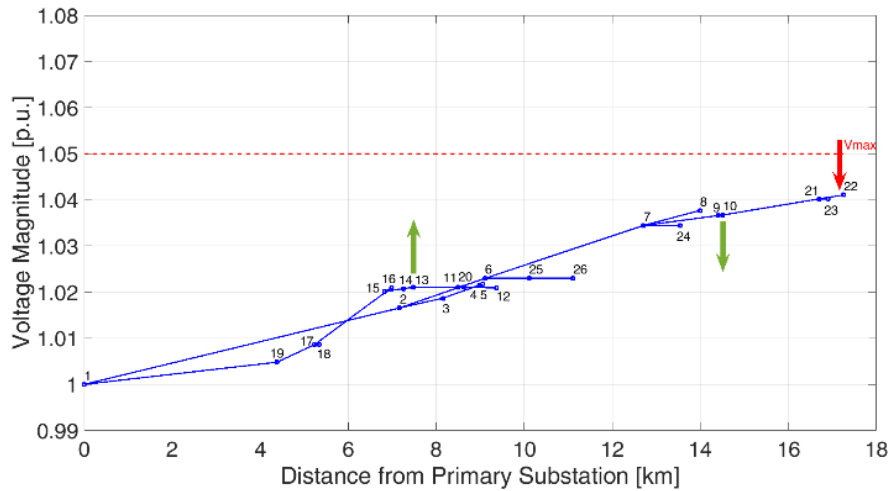


Figura 13 – Correzione del profilo di tensione alle 14:00 attraverso il taglio della generazione nel nodo 22 e il servizio a scendere e il contemporaneo supporto di reattivo fornito dal convertitore del SOP nel nodo 10 (dal paper [18])

La combinazione di queste due azioni permette di ridurre del 70% la quantità complessiva di flessibilità (taglio della generazione) acquistata dal distributore rispetto al caso senza SOP, con una richiesta totale di disponibilità al taglio della generazione di circa 850 kW (tra le 12:00 e le 15:00), per un costo di 6.5 k€.

Per allargare l'analisi del potenziale supporto fornito dal SOP alla gestione della rete elettrica di distribuzione, è stato preparato un secondo esempio in cui fosse presente una violazione di massima tensione anche sul secondo feeder. Piuttosto che aggiungere nuova generazione, si è deciso semplicemente di assumere un limite più basso per il secondo feeder, pari a 1.01 p.u.

Con una gestione tradizionale senza SOP, e quindi con i due feeder separati, la quantità di taglio di generazione che deve essere acquistata risulta alta (7230 kW) e con essa il relativo costo (51.5 k€). Nello specifico, il generatore connesso al nodo 16 nel feeder #2 deve essere pesantemente tagliato durante le ore critiche, essendo l'unica risorsa di flessibilità disponibile.

L'introduzione del SOP consente di condividere le risorse dei due feeder, permettendo al DSO di ottimizzare la gestione della flessibilità e riducendo i costi di circa un quinto (11.9 k€). Grazie anche al supporto del reattivo garantito dai convertitori del SOP, il taglio complessivo della generazione è considerevolmente ridotto (poco meno del 77%, Tabella 3).

Tabella 3 – Richiesta di flessibilità e gestione del SOP con violazione di massima tensione in entrambi i feeder (dal paper [18])

Cabina secondaria	Servizio di flessibilità	11:00 – 12:00	12:00 – 13:00	13:00 – 14:00	14:00 – 15:00	15:00 – 16:00
16	GC	-	1%	18%	1%	-
22	GC	-	36%	61%	36%	-
10	P^{SOP} [kW]	-	-59	-59	-59	-
10	Q^{SOP} [kVar]	146	483	483	483	144
13	P^{SOP} [kW]	-	61	61	61	-
13	Q^{SOP} [kVar]	263	483	483	483	263

Questo risultato è ottenuto trasferendo una ridotta quantità di potenza attiva dal feeder#2 al feeder #1 e operando i due convertitori come induttori per assorbire potenza reattiva in entrambi i feeder (Figura 14).

Figura 14 – Modifica del profilo di tensione alle 14:00 attraverso il taglio della generazione nei nodi 22 e 16 e il supporto di attivo e reattivo nei due estremi del SOP (dal paper [18])

Gli esempi illustrati mostrano come la flessibilità di rete introdotta dai Soft Open Point, che consentono di magliare le reti distribuzione preservando la loro gestione radiale, permette di condividere la capacità residua disponibile e le risorse di flessibilità tra feeder adiacenti, ottenendo il duplice obiettivo di ottimizzare l'acquisto della flessibilità (riducendone i costi) e incrementare l'hosting capacity delle esistenti reti elettriche di distribuzione in Media Tensione.

11.9.4 Sfruttamento della Flessibilità dalla Generazione Distribuita e da Sistemi di Accumulo

Sulla rete esistente di Figura 8, si supposto ora la presenza di un sistema di accumulo (Energy Storage System – ESS) privato nel nodo 21, di taglia nominale 1 MW per 1 MWh, in grado di fornire servizi a salire e a scendere, entro i limiti operativi del dispositivo. Nello specifico, la gestione della batteria deve restare compresa tra il 10% e il 90% della sua capacità nominale (capacità usabile pari all'80% della capacità nominale). L'efficienza sia in fase di carica sia in fase di scarica è stata assunta al 97%. Infine, lo stato di carica all'inizio del giorno (SoC_0) è stato considerato pari al 50% della capacità nominale dell'ESS.

Figura 15 – Rete test con connessione di un ESS nel nodo 21

A causa dell'eccessiva sovratensione nelle ore centrali dei nodi terminali del feeder #1, l'ESS viene usato in combinazione con il taglio della generazione per fornire un servizio a scendere assorbendo potenza attiva. Per sfruttare al meglio tutta la capacità usabile, l'ESS viene scaricato (immissione di potenza attiva) nelle ore iniziali della mattina (dalle 09:00 alle 11:00) e scaricato nelle 5 ore successive (dalle 11:00 alle 16:00), ossia quelle critiche (Figura 16).

Figura 16 - Profilo nelle 24 h dello Stato di Carica dell'accumulo e delle corrispondenti potenze attive scambiate con la rete.

Grazie a questo servizio fornito dall'ESS, il profilo di tensione lungo il feeder #1 ritorna al di sotto del limite massimo, come mostrato in Figura 17. Grazie alla posizione favorevole di installazione dell'ESS, il taglio della generazione richiesto è parzialmente ridotto rispetto al caso base (2154 kW contro i circa 3000 kW), così come lo è anche il costo complessivo per la flessibilità.

I risultati sono stati ottenuti assumendo che l'accumulo partecipi al mercato di fornitura dei servizi di flessibilità alla pari della generazione distribuita, offrendo lo stesso prezzo. Inoltre, non essendo attivo un mercato della potenza reattiva per servizi di regolazione della tensione, anche l'ESS (come la generazione distribuita) non partecipa a questo tipo di servizio (potenza reattiva scambiata nulla). In definitiva, i migliori risultati ottenuti sono figli della posizione dell'ESS e della taglia non troppo piccola del sistema di accumulo che gli consentono di evitare il taglio della generazione nel generatore nel nodo 10.

Figura 17 – Correzione del profilo di tensione per effetto del taglio della generazione nel nodo 22 e della gestione della batteria nel nodo 21)

L'aggiunta del SOP sul ramo in emergenza porta ad ottenere le migliori prestazioni, con una produzione tagliata dal nodo 22 ridotta a soli 87 kW per un costo di appena 0.62 k€. I risultati di dettaglio sono riassunti in Tabella 4 e in Figura 18.

Tabella 4 - Richiesta di flessibilità dalla Generazione Distribuita e dai Sistemi di Accumulo e gestione del SOP

Cabina secondaria	Servizio di flessibilità	11:00 - 12:00	12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00
22	GC [kW]	-	56	13	17	-
21	P^{ESS} [kW]	-	154	476	195	-
10	P^{SOP} [kW]	-	296	296	296	-
10	Q^{SOP} [kVar]	146	386	386	386	144
13	P^{SOP} [kW]	-	-308	-308	-308	-
13	Q^{SOP} [kVar]	-	-	-	-	-

Occorre ricordare che il principale vantaggio del Sistema di Accumulo è la capacità di fornire differenti servizi simultaneamente, e in particolare per le reti elettriche di distribuzione, il supporto all'isola intenzionale durante il fuori servizio di rami di laterale. Infatti, la possibilità di regolare sia a salire sia a scendere la potenza attiva scambiata, e di gestire contemporaneamente la potenza reattiva, permette di sostenere il funzionamento di porzioni di rete isolate dal sistema di alimentazione principale, aumentando così l'affidabilità e la resilienza dei sistemi elettrici di distribuzione.

Una delle principali sfide per la diffusione dei sistemi di accumulo (così come per altri dispositivi moderni come i Soft Open Point) è la loro valutazione costi-benefici e il conseguente confronto con i tradizionali investimenti per il potenziamento delle reti elettriche. Infatti, i costi rimangono ancora alti, mentre il calcolo dei differenti benefici (riduzione delle perdite, differimento degli investimenti, regolazione della tensione, ottimizzazione dei servizi di flessibilità, incremento dell'Hosting Capacity) non è semplice. Strumenti di calcolo come quello sviluppato nella presente ricerca vanno in quella direzione.

Figura 18 - Profilo nelle 24 h dello Stato di Carica dell'accumulo e delle corrispondenti potenze attive scambiate con la rete in presenza di un SOP.

11.10 Bibliografia

- [1] F.D. Martín, M. Hable, R. Bessa, J. Lassila, C. Imboden, A. Krula, CIRED WG 2019-3, Final Report "Flexibility in active distribution systems," January 2021
- [2] F. Cazzato, G. Celli, L. De Carolis, S. Ferrero, C. Papa, F. Pilo, G. Pisano, C. Pregagnoli, S. Ruggeri, G.G. Soma, "Distribution Systems as Catalysts for Energy Transition Embedding Flexibility in Large-Scale Applications", *IEEE Access*, vol. 12, pp. 92227-92240, 2024
- [3] L. Vickery, Digitalization & Energy, International Energy Agency, 2017
- [4] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Electrification Future Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility, 2021
- [5] K.S. Fuad, H. Hafezi, K. Kauhaniemi, H. Laaksonen, "Soft Open Point in Distribution Networks," *IEEE Access*, vol. 8, pp.210550-210565, Dec. 2020
- [6] J. Bialek, M. Deakin, D. Greenwood, I. Sarantakos, P.C. Taylor, S. Walker, "Comparative analysis of services from soft open points using cost-benefit analysis," *Applied Energy*, vol. 333, Article 120618, 2023
- [7] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, T. Green, "Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation," *Appl. Energy*, vol. 164, pp. 245-257, Feb. 2016
- [8] M. Ehsanbakhsh, M.S. Sepasian, "Simultaneous siting and sizing of Soft Open Points and the allocation of tie switches in active distribution network considering network reconfiguration," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 17, pp. 263-280, 2023
- [9] T. Akbari, M.T. Bina, "A linearized formulation of AC multi-year transmission expansion planning: a mixed-integer linear programming approach," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 114, pp. 93-100, 2014
- [10] Y. Li, J.D. McCalley, "Decomposed SCOPF for improving efficiency," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 494-495, Feb. 2009
- [11] S. Li, J. Lu, Z. Yu, Y. Dai, S. Liu, W. Tang, Y. Guo, "A review of security-constrained optimal power flow calculation method," in Proc. of the third AIIPCC conference (online), 21-22 June 2022, pp. 108-113
- [12] T. Valencia-Zuluaga, D. Agudelo-Martinez, D. Arango-Angarita, et al., "A fast decomposition method to solve a security-constrained Optimal Power Flow (SCOPF) problem through constraint handling", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 52812-52824, 2021
- [13] W. Kersting, "The computation of neutral and dirt currents and power losses," in Proc. of 2004 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo., Vol. 1, pp. 213-218.
- [14] R. Ciric, A. Feltrin, L. Ochoa, "Power flow in four-wire distribution networks-general approach," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, n. 4, pp. 1283-1290, 2003
- [15] L.R.D. Araujo, D.R.R. Penido, F.D.A. Vieira, "A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems," *Int. J. Electric Power Energy Systems*, vol. 53, n. 1, pp. 632-642, 2013
- [16] E. Dall'Anese, G.B. Giannakis, B.F. Wollenberg, "Optimization of unbalanced power distribution networks via semidefinite relaxation," in Proc. of 2012 North American Power Symp., pp. 1-6.
- [17] L. Gan, S.H. Low, "Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks," in Proc. of 2014 Power Syst. Comp. Conf., pp. 1-9.
- [18] S. Carcangiu, G. Celli, M. Parehar, F. Pilo, "Adoption of Soft Open Points for increasing the flexibility perimeter exploitation on power distribution networks", accepted for publication in Proc. of CIRED 2025 conference, Geneva (Switzerland), 16-19 June 2025, paper 1245.