

Il fabbisogno di servizi di rete per i DSO: sviluppo di un progetto pilota e degli strumenti necessari al controllo e gestione della rete

Riccardo Lazzari, Giovanni D'avanzo, Daniele Perona, Carmine Rodio, Dario Attilio Ronzio, Alberto Vannoni

2023

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Flessibilità del sistema energetico integrato

Work Package WP 2 - Flessibilità delle infrastrutture elettriche e contributo dei sistemi multienergetici

Linea di Attività LA 2.2: Sviluppo di un progetto pilota per la sperimentazione di soluzioni tecniche innovative per aumentare la flessibilità delle reti e per garantire l'esercizio efficiente del sistema sfruttando le risorse di flessibilità disponibili

Codice identificativo RT-2.10-2.02-1

Titolo: Il fabbisogno di servizi di rete per i DSO: sviluppo di un progetto pilota e degli strumenti necessari al controllo e gestione della rete

Autori: Riccardo Lazzari, Giovanni D'Avanzo, Daniele Perona, Carmine Rodio, Dario Attilio Ronzio, Alberto Vannoni

Verificatori: Riccardo Lazzari

Approvatori: Carlo Sandroni, Enrica Micolano

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	4
1 - INTRODUZIONE	5
2 - PROGETTO PILOTA PER I SERVIZI DI FLESSIBILITÀ	7
2.1 Il progetto MiNDFlex.....	7
2.1.1 Definizione del servizio ancillare	7
2.1.2 Identificazione delle necessità e delle disponibilità di servizi ancillari.....	8
2.1.3 Descrizione dei meccanismi del progetto pilota	9
2.2 La fase transitoria	10
2.2.1 Pianificazione del DSO: definizione ottimale di un prodotto a termine.....	12
2.2.2 Piattaforma di attivazione e controllo.....	23
2.2.3 Simulazioni della piattaforma di attivazione e controllo	28
2.3 La fase a regime.....	32
2.4 Principali conclusioni e sviluppi futuri	34
3 - PREVISIONE DELLA DOMANDA A BREVE E A BREVISSIMO TERMINE	35
3.1 Filiera operativa	35
3.1.1 Acquisizione dati misurati.....	35
3.1.2 Previsioni a breve termine.....	37
3.1.3 Previsioni a brevissimo termine	39
3.2 Principali conclusioni e sviluppi futuri	39
4 - ALGORITMI DI STIMA DELLA TEMPERATURA E CARICABILITÀ CAVI INTERRATI	40
4.1 Modellistica in assenza di discontinuità longitudinale.....	40
4.2 Modellistica in presenza di discontinuità longitudinale.....	43
4.3 Algoritmo di stima	45
4.4 Principali conclusioni e sviluppi futuri.....	50
5 - CONCLUSIONI	51
6 - BIBLIOGRAFIA.....	53
7 - APPENDICE 1: IL VALUE OF LOST LOAD (VOLL)	56
8 - APPENDICE 2: METODO DI NEWTON-RAPHSON	58
9 - ACRONIMI	60



SOMMARIO

La riduzione delle emissioni climalteranti, che potrà essere raggiunta per mezzo della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'utilizzo di nuovi carichi elettrici, quali veicoli elettrici e pompe di calore, porta a una maggiore variabilità delle potenze circolanti nelle reti, con problematiche crescenti per le reti di distribuzione. È pertanto fondamentale sviluppare e sperimentare la fornitura di servizi di flessibilità, per mezzo di meccanismi di mercato, che possono garantire un esercizio stabile e adeguato del sistema elettrico senza dover ricorrere a investimenti di rete.

In tale contesto, l'obiettivo dell'attività triennale afferente alle LA2.01, LA2.02 e LA2.03 del progetto 2.10 "Flessibilità del sistema energetico integrato", consiste nell'analisi, sviluppo e sperimentazione in campo tramite un progetto pilota delle soluzioni necessarie per garantire l'esercizio flessibile del sistema, attraverso l'apertura di mercati locali dei servizi ancillari. In particolare, questo progetto mira a verificare e validare strumenti di controllo e gestione basati su meccanismi di mercato, che integrano sistemi previsionali di domanda e generazione e tecniche di *Dynamic Thermal Rating*.

L'attività svolta in questa annualità e descritta nel presente rapporto ha permesso lo sviluppo degli strumenti per la realizzazione di un progetto pilota volto alla fornitura di servizi locali ancillari per il DSO, come proposto dalla delibera ARERA 352/2021/R/eel del 03 agosto 2021. Durante questa fase dell'attività, la ricerca in collaborazione con Unareti si è focalizzata principalmente sullo sviluppo del progetto pilota MiNDFlex. Ciò ha compreso l'identificazione dell'area d'interesse, la definizione delle necessità di flessibilità, la specifica delle caratteristiche del servizio di flessibilità e lo sviluppo degli strumenti necessari per la fornitura dei suddetti servizi locali di flessibilità. Tra questi strumenti vi sono i metodi di *Optimal Power Flow*, le tecniche di previsione della domanda a breve e a brevissimo termine e gli algoritmi di stima della temperatura e della capacità di carico dei cavi. L'attività condotta ha quindi permesso la prosecuzione dello sviluppo degli strumenti necessari al funzionamento del progetto pilota MiNDFlex nell'attesa del suo avvio ufficiale nel 2024.

Keywords: Distribution network, Flexibility, Local flexibility market, Load forecast, dynamic thermal rating, previsione della domanda, caricabilità dei cavi, Reti di distribuzione, flessibilità, Mercato locale della flessibilità



1 - INTRODUZIONE

La crescente urgenza di ridurre le emissioni di gas climalteranti e di diminuire la dipendenza dai combustibili fossili, accentuata dalle sfide legate all'approvvigionamento del gas naturale, ha spinto gli stati europei a adottare politiche volte ad accelerare la transizione verso un sistema energetico basato su fonti rinnovabili, con obiettivi ambiziosi per il 2030 [1]. Il raggiungimento di questi obiettivi richiederà un rapido sviluppo delle reti e dei servizi energetici per supportare la diffusione della generazione distribuita e delle nuove fonti di carico elettrico, come i veicoli elettrici e i sistemi di climatizzazione degli edifici. La fornitura di servizi di rete dovrà avvenire considerando la stabilità e l'affidabilità del sistema elettrico, sia a livello di trasmissione che di distribuzione. Sarà inoltre essenziale incrementare la flessibilità del sistema in modo tale da tener conto della variabilità della domanda elettrica, così come della generazione che sarà sempre più non programmabile, per poter compensare fenomeni indesiderati come le congestioni, le variazioni di tensione, di frequenza e del fattore di potenza. Il fabbisogno di flessibilità raddoppierà entro il 2030 e quadruplicherà entro il 2050 [1].

In questo contesto, i servizi di flessibilità stanno emergendo come una componente cruciale del panorama energetico moderno. Negli ultimi anni, l'introduzione in Italia dei progetti pilota UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste) [2], [3] ha segnato un passo avanti nella partecipazione di nuove risorse di flessibilità al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD). Ciò ha consentito alle diverse risorse connesse alla rete di regolare il proprio consumo o produzione per dare supporto alla rete, ricevendo una remunerazione commisurata al servizio di flessibilità fornito. Parallelamente, con la Delibera ARERA 352/2021/R/eel del 3 agosto 2021 [4], è stata avviata la sperimentazione di soluzioni regolatorie per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, utili per i gestori di rete di distribuzione (Distribution System Operator - DSO). Questi servizi sono cruciali per gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, rispettando gli obiettivi europei di decarbonizzazione, senza la necessità di nuove infrastrutture di rete. I progetti pilota per i DSO mirano anche a suggerire la soluzione più idonea per definire un quadro regolatorio uniforme a livello nazionale per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali.

L'istituzione di un Mercato Locale della Flessibilità (MLF), in cui il DSO può accedere alle risorse necessarie per affrontare le proprie emergenze, evita la necessità di investimenti significativi per potenziare le reti. Tuttavia, questa soluzione richiede l'individuazione delle risorse di flessibilità più economiche e tecnicamente efficienti e deve essere accompagnata dalla gestione tecnica della rete, che implica l'integrazione di sistemi di misurazione, previsione e controllo. La gestione delle risorse di flessibilità richiede la capacità di pianificare in anticipo le potenziali risorse in base alle necessità di rete. È quindi essenziale disporre di previsioni di carico (netto) con una risoluzione spaziale elevata (a livello di interconnessioni o addirittura di *feeder*) e su differenti scale temporali, in funzione delle differenti fasi in cui si articola un mercato dei servizi. Tali previsioni devono essere precise, e gli sforzi di ricerca sono orientati a migliorare la loro qualità, esplorando diversi metodi predittivi e utilizzando risoluzioni spaziali e temporali sempre più dettagliate. L'aumento di risoluzione nella previsione del carico dovrebbe quindi essere integrato in sistemi di gestione tecnico/economici (piattaforme di controllo e di mercato) sempre più complessi. Allo stesso tempo, per la gestione in tempo reale della rete, è opportuno integrare nuovi dispositivi di misurazione per monitorare le principali variabili elettriche e lo stato della rete [5], [6] nonché per stimare lo stato di salute dei diversi componenti. In questo contesto, lo sviluppo e l'applicazione di tecniche di *Dynamic Thermal Rating* (DTR) per reti con cavi interrati [7] potrebbe consentire di conoscere i vincoli dinamici di caricabilità delle linee interrate e di integrare la reale capacità di trasporto delle diverse linee nei sistemi di gestione della rete, garantendo così un funzionamento flessibile e affidabile.



Il tema dei servizi di flessibilità per il DSO è stato oggetto di ricerca nel PTR 2019-2021 [8], [9] con l'obiettivo di esaminare le principali esigenze di flessibilità di una sezione della rete di distribuzione di Milano e valutarne i requisiti tecnici ed economici per la fornitura di servizi. I risultati dell'analisi tecnico-economica [8] hanno dimostrato che un mercato dei servizi locali per il DSO può essere vantaggioso ed efficace, a determinate condizioni, nel risolvere problemi di congestione e compensazione del reattivo nella rete di distribuzione.

Sulla base di tali risultati, è stata sviluppata una prima architettura possibile per la gestione della rete, fondata su meccanismi di mercato, al fine di mitigare le congestioni di rete causate dalle ondate di calore estive [9]. Durante questa fase, sono state identificate le risorse di flessibilità e le loro caratteristiche, insieme alla definizione di ipotesi appropriate sulle regole di approvvigionamento dei servizi e sui costi per i soggetti regolati considerati.

In continuità con l'attività precedente, l'obiettivo del PTR 22-24 è quello di condurre un'analisi approfondita, sviluppare e sperimentare in campo attraverso un progetto pilota, realizzato in collaborazione con Unareti, soluzioni tecniche innovative volte a potenziare la flessibilità delle reti di distribuzione. Il progetto pilota mira a verificare e validare strumenti di controllo e gestione basati su meccanismi di mercato, integrando sistemi di previsione della domanda e della generazione e tecniche di *Dynamic Thermal Rating*. Quest'attività è focalizzata sulla promozione di un esercizio efficiente e flessibile del sistema, mediante l'istituzione di mercati locali per i servizi ancillari, ai quali potranno partecipare varie unità flessibili già disponibili, come infrastrutture di ricarica, sistemi di generazione collegati ad accumuli, carichi elettrici e reti di teleriscaldamento. Per raggiungere questi obiettivi, durante la precedente annualità [10] è stata definita la struttura di gestione e controllo, basata sul mercato locale dei servizi, per la fornitura di servizi locali di flessibilità, sono stati implementati e sperimentati sistemi predittivi del carico a breve termine in forma aggregata e disaggregata, sono state fatte delle valutazioni per verificare l'impatto delle previsioni della domanda sui servizi offerti e sono stati analizzati, in collaborazione con l'Università del Sannio, i metodi per il monitoraggio e la stima in tempo reale dello stato termico dei componenti critici del sistema.

Come prosecuzione di tale attività, gli scopi dell'attività descritta nel presente documento sono:

- 1) lo sviluppo del progetto pilota per i servizi al DSO, secondo delibera 352/2021/R/eel di ARERA che sarà sviluppato in collaborazione con Unareti presso una porzione della rete di distribuzione di Milano, che verrà scelta in funzione delle problematiche di rete e della disponibilità di utenze che possono partecipare ai servizi locali (sezione 2.1);
- 2) lo sviluppo degli strumenti necessari al controllo e alla gestione della rete, con riferimento al:
 - a. sistema di gestione per la fornitura di servizi locali al DSO, basato sull'integrazione tra il mercato dei servizi locali e la struttura di controllo delle risorse di flessibilità (capitolo 2);
 - b. la filiera operativa per la previsione di carichi disaggregati sulla porzione di rete individuata nel progetto pilota, implementando in parallelo alla previsione a breve termine un sistema di previsione a brevissimo termine (capitolo 3);
 - c. i modelli dei cavi elettrici interrati per applicazioni in Media Tensione (MT) e gli algoritmi di stima in tempo reale della temperatura di esercizio dei cavi stessi (capitolo 4). Tale attività è svolta in collaborazione con l'Università degli studi del Sannio.



2 - PROGETTO PILOTA PER I SERVIZI DI FLESSIBILITÀ

I progetti pilota [11], [12], [13] per i servizi locali di flessibilità mirano a sperimentare metodi basati sulla partecipazione delle risorse distribuite per gestire le situazioni impreviste sulla rete di distribuzione, causate dall'aumento della generazione distribuita e dei consumi elettrici, che possono provocare problemi come le congestioni di rete, le deviazioni della tensione di rete dai valori di normale esercizio e il fattore di potenza non unitario. A questi si aggiungono i problemi legati a guasti sulle linee e sui giunti.

In tale contesto, Unareti in collaborazione con RSE ha dunque proposto un progetto pilota come da delibera ARERA 352/2021/R/eel per sperimentare gli strumenti per gestire, per mezzo di meccanismi di mercato, i servizi necessari alla gestione della rete senza dover ricorrere ad investimenti infrastrutturali. A partire da quanto sviluppato nelle attività RdS19-21 [8], [9] in questo capitolo è presentato il progetto pilota e gli strumenti tecnico/economici necessari per poter individuare e gestire la flessibilità necessaria durante il funzionamento del progetto pilota.

2.1 Il progetto MiNDFlex

Il progetto Milan's Network Develops Flexibility (MiNDFlex) [11] è il Progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali sviluppato da Unareti in collaborazione con RSE su una porzione della rete elettrica di Milano. Tale progetto nasce ai sensi della Delibera ARERA 352/2021/R/eel [4] e si avvale delle attività di ricerca svolte in collaborazione tra le due società nel corso del PTR19-21 [8], [9]. Tra le attività preliminari svolte per definire il progetto pilota sono stati:

- identificati i servizi ancillari locali oggetto del progetto proposto, compresi gli obiettivi a cui servono, le loro caratteristiche e il relativo fabbisogno;
- valutati i servizi necessari, le soluzioni da testare per il loro approvvigionamento, i costi associati e le alternative possibili, inclusi il potenziamento e lo sviluppo delle infrastrutture elettriche;
- identificati i soggetti in grado di erogare tali servizi e le soluzioni tecnologiche utilizzabili a tale scopo.

2.1.1 Definizione del servizio ancillare

Un servizio ancillare locale si caratterizza come la regolazione in "aumento" o "riduzione" della potenza scambiata tra un punto di connessione della rete elettrica di distribuzione e la stessa rete, coinvolgendo una o più unità di consumo e/o produzione. Le principali finalità di un servizio ancillare locale sono:

- la regolazione della potenza attiva: mira a risolvere le congestioni della rete di distribuzione, o a garantire un adeguato margine di riserva per la gestione delle stesse, che si verificano quando la richiesta o l'immissione di energia elettrica supera i limiti di capacità di trasporto della rete, sia durante il normale funzionamento sia a seguito di guasti o lavori programmati;
- la regolazione della potenza reattiva: utile alla regolazione della tensione ai nodi della rete elettrica al fine di rispettare i vincoli di rete imposti, sia durante il normale funzionamento sia nel caso di lavori programmati o a seguito di guasti.

Un servizio ancillare si definisce quindi principalmente per la quantità, la durata della fornitura e la finestra di disponibilità. Ad essi si aggiungono le caratteristiche dinamiche della risorsa, quali tempi di preparazione, di rampa, di attivazione, di disattivazione e di recupero, come mostrato in Figura 2.1.

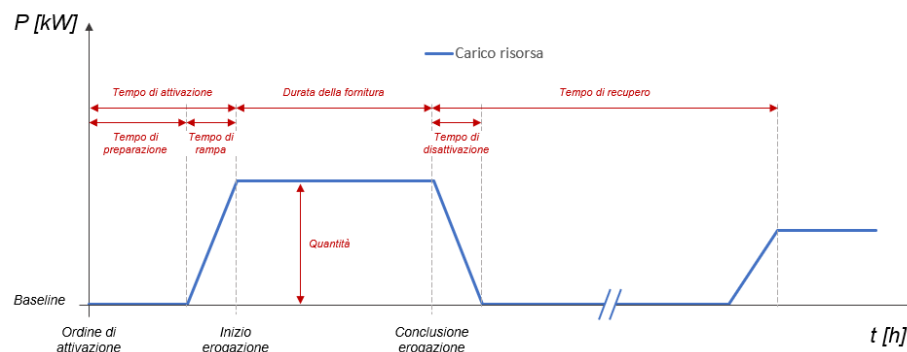


Figura 2.1 – Attributi di un generico servizio ancillare locale.

2.1.2 Identificazione delle necessità e delle disponibilità di servizi ancillari

Per identificare i servizi locali ancillari necessari al progetto è stata quindi condotta un'analisi dell'evoluzione del carico elettrico nell'orizzonte temporale al 2030, considerando il Piano di Sviluppo 2021 di Unareti [14] che è coerente con gli scenari previsti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). In tale contesto, l'elettrificazione dei consumi comporterà un aumento del carico elettrico, principalmente a causa dell'installazione crescente di pompe di calore elettriche, come indicato negli scenari Terna e Snam [15]. In particolare, Unareti prevede sulla rete di Milano un aumento del picco di potenza del 24% entro il 2030 rispetto al 2019, con un incremento del fabbisogno energetico del 10% (scenario Baseline). Inoltre, per quanto riguarda i veicoli elettrici, le aree metropolitane di Milano e Brescia presentano fattori distintivi che suggeriscono una maggiore adozione della mobilità elettrica rispetto alla media nazionale. Si prevede che entro il 2030 vi saranno circa 204.000 veicoli elettrici in circolazione, con una diffusione di infrastrutture di ricarica su suolo pubblico stimata in 1.700 punti per la sosta prolungata e 570 punti per la sosta rapida. Si ipotizza una potenza installata per le infrastrutture di ricarica pubblica di almeno 150 MW entro il 2030. Infine, per Milano, è prevista un'iniziativa per l'elettrificazione completa del trasporto pubblico su gomma entro il 2030, che comporterà la creazione di depositi capaci di ospitare in media 150 autobus completamente elettrici ciascuno.

Per quanto riguarda la penetrazione della generazione, si prevede una limitata installazione di impianti eolici e della fonte idrica nell'area della provincia di Brescia, mentre nelle aree urbane è prevista l'installazione di impianti fotovoltaici di piccola-media taglia in autoconsumo, mentre nelle aree industriali e del terziario potranno essere installati impianti di taglia maggiore. Inoltre, non è prevista una maggiore diffusione degli impianti di cogenerazione.

Le porzioni di rete oggetto dell'indagine ai fini della sperimentazione sono relative a cinque *feeder* e due interconnessioni per le aree di Brescia e Milano. In Figura 2.2 sono mostrati i picchi di potenza richiesti per le porzioni di rete d'interesse.

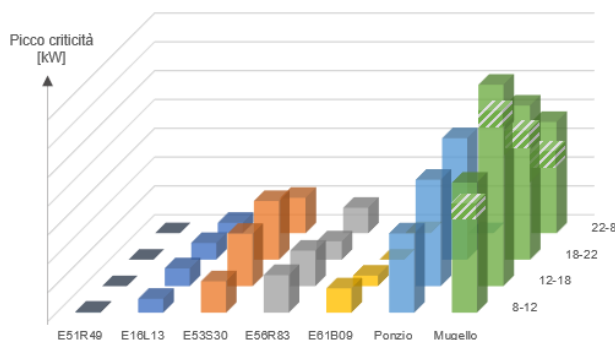


Figura 2.2 – Picchi di potenza critica nelle diverse fasce orarie al 2030 per i *feeder* e le interconnessioni.

Di queste, le due parti principalmente critiche risultano:

- l'interconnessione della sottostazione di Ponzio: si attendono criticità in tutte le fasce orarie ad accensione della fascia notturna 22-8 con un picco massimo di potenza di sovraccarico di 4 MW, registrato nella fascia oraria 18-22, ed una energia pari a circa 80 MWh annui.
- l'interconnessione della sottostazione di Mugello: nel caso rottura di un cavo binato, si attendono criticità di sovraccarico in tutte le fasce orarie con un picco massimo di potenza di sovraccarico di 13 MW, registrato nella fascia oraria 12-18, ed una energia pari a circa 906 MWh annui.

Da queste analisi è risultato che l'area d'interesse per la sperimentazione di MiNDFlex è l'interconnessione di Ponzio che presenta sia necessità di flessibilità che risorse in grado di modulare la propria potenza (Figura 2.3).

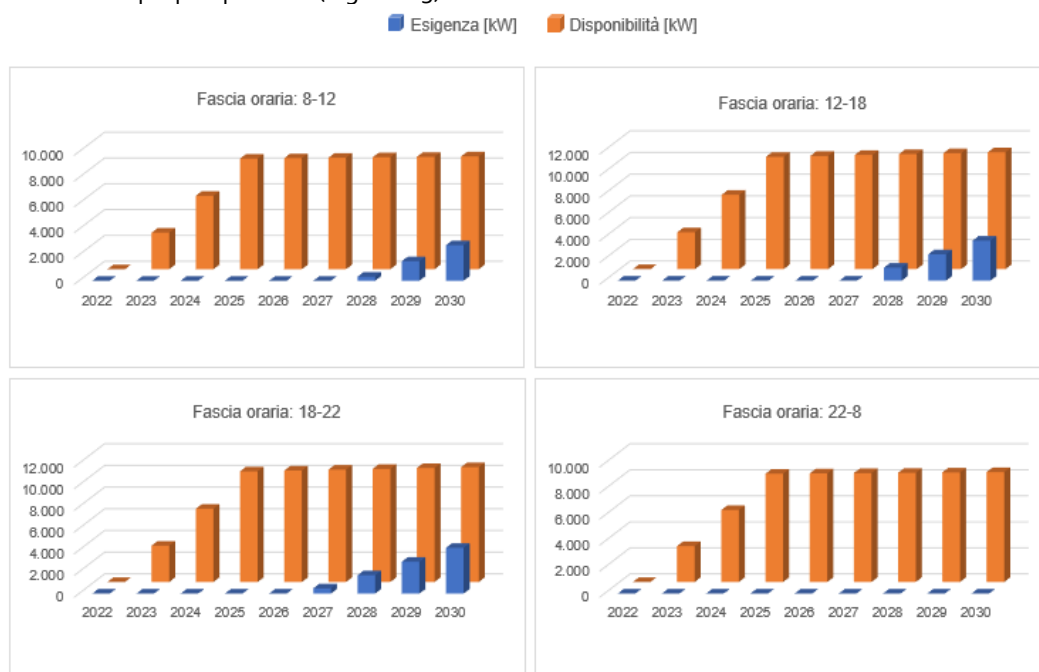


Figura 2.3 – Esigenze e disponibilità di flessibilità [kW] negli anni per l'interconnessione di Ponzio.

2.1.3 Descrizione dei meccanismi del progetto pilota

Le entità idonee a partecipare alla sperimentazione sono i *Balancing Service Provider* (BSP), che fungono da controparte del DSO per la fornitura dei servizi ancillari locali, rispettando i requisiti minimi definiti dal regolamento. I BSP forniscono i servizi tramite risorse distribuite che devono soddisfare i seguenti requisiti:

- essere collegate a un singolo Punto di Connessione (POD) con una potenza contrattuale non inferiore a 50 kW e una potenza modulante minima di 20 kW;
- essere dotate di *Power Grid User Interface* (PGUI), che durante la fase iniziale del pilota saranno forniti dal DSO. Tuttavia, il BSP può anche proporre dispositivi alternativi che, però, devono essere approvati dal DSO per l'utilizzo nella sperimentazione;
- disporre di dati di misurazione validati e certificati dal DSO tramite il PGUI, con un periodo di misurazione quattroraria;
- non essere incluse nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico.

Nel corso del progetto, Unareti adotterà il MLF per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, modellato sui mercati dell'energia già esistenti. La negoziazione tra il DSO e i BSP è gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), che funge da controparte centrale. Tale negoziazione

avviene attraverso un'apposita piattaforma di mercato. La remunerazione per tutte le offerte accettate sul MLF avviene secondo il principio *pay-as-bid*.

Il processo di partecipazione al mercato richiede la qualificazione come BSP presso il DSO competente, fornendo la documentazione richiesta dal Regolamento di esercizio e l'ammissione alla partecipazione al MLF, seguendo la procedura stabilita dal GME. Le risorse registrate dal BSP devono quindi essere abilitate alla fornitura di servizi ancillari locali da parte del DSO, attraverso la validazione della risorsa, installazione, configurazione e test del PGUI presso le singole risorse distribuite, in collaborazione con il BSP, e le prove tecniche per verificare l'effettiva capacità di erogazione dei servizi ancillari locali come dichiarato durante la registrazione.

Lo schema attraverso il quale il DSO si approvvigiona dei servizi ancillari locali è basato su una logica di mercato che punta a remunerare sia la capacità resa disponibile che l'energia effettivamente movimentata. Infatti, BSP e DSO trattano la flessibilità sul MLF in due fasi:

- Mercato Locale a Termine (MLT): il DSO si rifornisce di disponibilità per la fornitura di servizi ancillari locali nel medio-lungo termine;
- Mercato Locale a Pronti (MLP): il DSO acquista servizi ancillari locali specifici per un determinato quarto d'ora, garantendo la fornitura effettiva di flessibilità. Il MLP si articola a sua volta in una sessione al giorno prima (MGP) e 6 sessioni infragiornaliere (MI).

Il meccanismo di mercato e l'interazione tra i vari attori avviene, come descritto nelle sezioni 2.2 (relativa alla prima fase transitoria nella quale sarà implementato il solo mercato a termine) e 2.3 (relativa alla fase a regime in cui saranno implementati sia il mercato a termine che il mercato a pronti), attraverso i seguenti strumenti: lo strumento di pianificazione del DSO, la piattaforma di mercato e, nel caso della fase transitoria, la piattaforma di attivazione.

2.2 La fase transitoria

Seguendo il flusso logico e temporale del diagramma riportato in Figura 2.4 e relativo alla fase transitoria del progetto MindFlex, dapprima il DSO stima le necessità di flessibilità per la sua rete sul lungo termine attraverso un proprio strumento di pianificazione. Tale strumento si basa sulle previsioni di carico descritte al capitolo 3. Il DSO comunica quindi al GME le proprie richieste di necessità, che vengono inserite sulla piattaforma di mercato, definendo prodotti per il MLT per i quali è chiamato a specificare almeno:

- la quantità [MW] richiesta;
- la durata, considerando che l'unità temporale di riferimento è il quarto d'ora;
- la porzione di rete, cioè l'elenco di POD dai quali le offerte sono considerate ammissibili;
- il fattore di utilizzo w .

I BSP sono quindi chiamati a presentare offerte per i prodotti richiesti dal DSO, indicando la quantità che intendono offrire, un prezzo richiesto per la disponibilità della capacità [€/MW anno] ed un prezzo richiesto per l'energia movimentata in caso di attivazione del servizio [€/MWh].

Il GME procede quindi a verificare la validità e la congruità delle offerte. Quindi, raccoglie le offerte presentate dai BSP e stila un ordine di merito economico sulla base del prezzo complessivo calcolato coerentemente con la formula sottostante, definita dal GME nel regolamento dei mercati locali della flessibilità e nella Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) o8 [16].

$$p_{complessivo} = p_{utilizzo} \cdot w + \frac{p_{disponibilità}}{8760}$$

2.1

dove:

- $p_{complessivo}$ è il prezzo complessivo della risorsa calcolato al fine della stesura dell'ordine di merito [€/MWh];
- $p_{utilizzo}$ è il prezzo di utilizzo [€/MWh] corrisposto in caso di effettiva attivazione del servizio;

- w è il fattore di utilizzo, che rappresenta il tasso di effettiva attivazione della capacità da parte del DSO;
- $p_{disponibilità}$ è il prezzo di disponibilità [€/MW] che viene corrisposto in caso di accettazione dell'offerta.

Tale formula è definita con l'intento di riportare tutto al periodo orario in modo da poter confrontare prodotti con durate diverse.

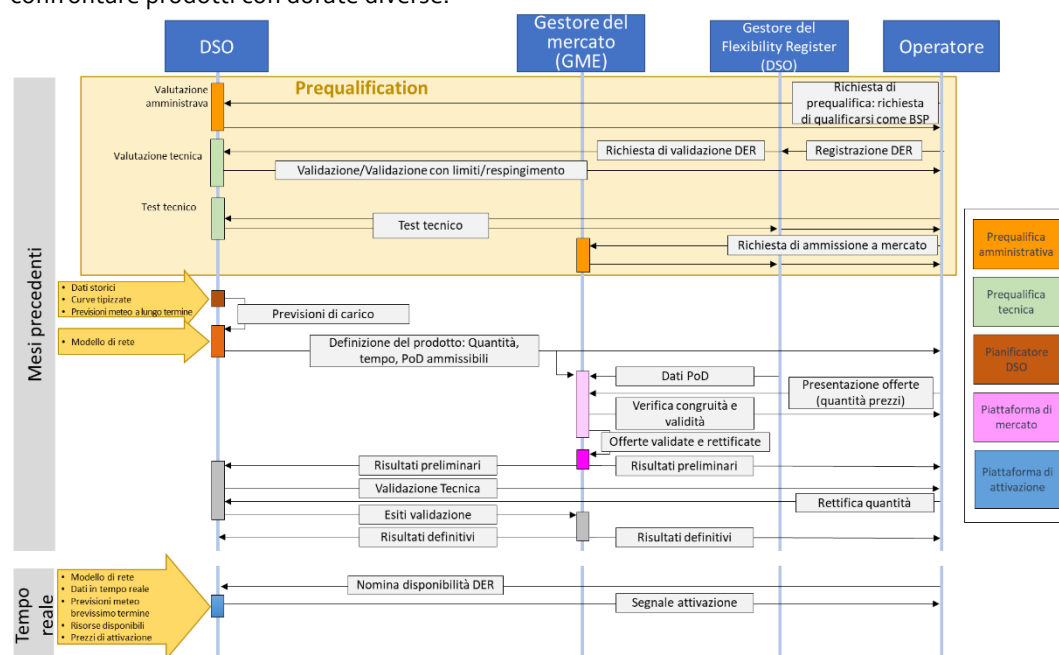


Figura 2.4 - Schema di funzionamento del MLF nella fase transitoria.

Stabilito l'ordine di merito economico, le offerte sono accettate fino al raggiungimento della capacità richiesta per il prodotto stesso in quel determinato periodo. Gli esiti così definiti sono ritenuti preliminari e vengono inviati dal GME al DSO, e per conoscenza ai BSP, con indicazione di priorità delle offerte, ma senza indicazione dei prezzi. Quindi il DSO, in ottemperanza all'Articolo 36 del regolamento predisposto dal GME, è chiamato a validare¹ gli esiti preliminari comunicando: (i) le offerte preliminarmente accettate e positivamente validate, con indicazione della quantità da considerarsi definitivamente accettata; (ii) le offerte preliminarmente accettate ma non validate, da considerarsi definitivamente respinte; (iii) le offerte preliminarmente respinte ma positivamente validate, da considerarsi accettate ad integrazione delle offerte ai punti (i) e (ii) comunque nel rispetto dell'ordine di priorità; (iv) le offerte preliminarmente respinte e non validate, da considerarsi definitivamente respinte. La quantità validata dal DSO non può in nessun caso essere maggiore della quantità offerta dall'operatore.

Nel caso in cui la validazione tecnica condotta dal DSO indichi la necessità di non poter confermare una risorsa distribuita (ovvero di escludere la risorsa distribuita dall'offerta), il DSO informa il relativo BSP. Nel caso in cui l'esclusione di tale risorsa distribuita riduca la disponibilità complessiva offerta dal BSP per lo specifico prodotto a termine, il BSP, entro 5 giorni lavorativi dalla notifica, è obbligato a comunicare al DSO una rettifica della quantità offerta a seguito dell'esclusione della suddetta risorsa distribuita. Il valore di disponibilità così fornito dal BSP, che comunque non potrà essere superiore a quello precedentemente indicato nella relativa offerta a termine, sarà quello che il DSO validerà ai fini degli esiti del mercato a termine.

¹ La validazione tecnica consiste nella verifica dell'avvenuta abilitazione delle Risorse Distribuite Offerte o la verifica che quest'ultima possa essere ottenuta entro le tempistiche specificate dal relativo Prodotto a Termine



A seguito degli esiti della validazione tecnica del DSO, il gestore di mercato comunica alle parti i risultati del MLT, che vengono quindi ritenuti definitivi. All'accettazione sul MLT dell'offerta corrisponde il riconoscimento al BSP dell'importo offerto per la disponibilità di capacità.

I BSP con offerte accettate su MLT hanno l'obbligo di nominare, per ciascun quarto d'ora del periodo a cui il prodotto a termine sottoscritto si riferisce, la disponibilità di ciascuna delle risorse distribuite abilitate incluse nell'offerta di disponibilità a termine accettata. Infatti, l'offerta può essere presentata dal BSP includendo più risorse distribuite nella sua disponibilità, ed incluse nel perimetro di flessibilità definito dal DSO. Tuttavia, in questa fase il BSP è tenuto a disaggregare l'offerta definendo come la disponibilità garantita si ripartisce tra le risorse distribuite incluse nell'offerta accettata. La disponibilità garantita da ciascuna DER non potrà in ogni caso essere superiore ai relativi margini di flessibilità validati in fase di prequalifica e mantenuti aggiornati dal BSP sul *Flexibility Register*.

Successivamente, in prossimità del tempo reale, sulla base dei dati e dello stato di rete e delle previsioni a brevissimo termine, il DSO, attraverso la piattaforma di attivazione, attiva tra le risorse precedentemente selezionate sul MLT quelle che consentono di soddisfare i reali bisogni e gestire la rete al minor costo, tenendo presente che all'attivazione della flessibilità al BSP è riconosciuto il prezzo offerto relativamente alla movimentazione di energia. Tale piattaforma di attivazione si basa su un algoritmo di *Optimal Power Flow* (OPF) i cui dettagli sono illustrati alla sezione 2.2.2 del presente rapporto.

2.2.1 Pianificazione del DSO: definizione ottimale di un prodotto a termine

Lo strumento di pianificazione del DSO, ovvero lo strumento necessario per identificare il fabbisogno futuro di flessibilità, rappresenta un elemento essenziale per l'approvvigionamento di flessibilità. Una buona pianificazione è essenziale per definire con efficacia i prodotti a termine e quelli a pronti da richiedersi sul mercato, perseguendo contemporaneamente la sicurezza della rete e la minimizzazione dei costi, con l'attivazione della sola flessibilità effettivamente necessaria.

Ciò richiede innanzitutto incertezze ridotte sulle stime della domanda e della generazione e quindi del fabbisogno di flessibilità. Nell'ambito del mercato a termine, sia nella fase transitoria che nella fase a regime, affrontate nella successiva sezione 2.3, tale stima è richiesta al DSO con un anticipo rilevante sul tempo reale (da 1 a 3 mesi). Un orizzonte temporale così lungo richiede un approccio differente rispetto a quello che verrà successivamente introdotto dal Capitolo 3 per il MLP. In questo caso, infatti, gli indicatori meteorologici, che ben dimostrano di essere efficaci solo su breve e brevissimo termine, sono affetti da eccessiva incertezza nel medio periodo.

Il MLT richiede quindi un differente approccio, introdotto dal paragrafo 2.2.1.1, con una differente stima del carico sui *feeder* della rete di distribuzione tramite due modelli *data driven* in cascata. Una previsione di carico, e quindi di fabbisogno di flessibilità, si caratterizza essenzialmente per un valore atteso ed un'incertezza. Essa può essere trattata come una funzione di probabilità che può essere descritta tramite valor medio, varianza, *skewness* (asimmetria), e curtosi. Il successivo paragrafo 2.2.1.2 affronta il problema della definizione ottimale del prodotto di flessibilità in funzione delle caratteristiche della previsione di carico.

Tuttavia, la stima del carico è solamente uno dei due principali elementi necessari allo strumento di pianificazione del DSO, che ha lo scopo finale di definire ottimamente un prodotto di flessibilità che si caratterizza per i campi elencati dalla Tabella 2.1 [17].

È possibile raggruppare i campi della Tabella 2.1 secondo alcune macrocategorie:

- **Identificazione delle risorse elegibili:** sebbene il perimetro di flessibilità identifichi già in modo univoco le risorse che possono partecipare alla gara per la fornitura del servizio, il minimo ed il massimo livello di tensione e la potenza minima al POD costituiscono ulteriori criteri da interpretarsi in maniera ulteriormente restrittiva.

- **Tipologia di Servizio:** è identificata dalla tipologia di potenza (attiva o reattiva), dalla direzione, dalla quantità minima richiesta e dalla durata minima.
- **Curva di domanda:** Quantità, fattore di utilizzo, prezzi massimi per l'attivazione e la disponibilità definiscono di fatto la curva di domanda da parte del DSO.
- **Finestra di disponibilità:** è definita dalla data di inizio e di fine, dall'indicazione sia dei giorni della settimana che debbano considerarsi compresi sia dell'ora di inizio e fine dei giorni inclusi nella finestra e anche dal numero di intervalli temporali.

Le risorse elegibili e la finestra di disponibilità sono identificate dalle zone e dagli intervalli temporali ritenuti critici dalle previsioni di carico. La tipologia di servizio è, invece, di fatto fissata in questa fase iniziale del progetto come la fornitura di un contributo minimo di 20 kW di potenza attiva "a salire", per una durata minima di 15 minuti. Conseguentemente, il problema della definizione del prodotto di flessibilità si riduce a identificare per questo, in funzione del carico previsto, la quantità, il fattore di utilizzo ed i prezzi massimi ottimali.

Tabella 2.1 – Campi associati ad ogni prodotto di flessibilità [16] [17].

Campo	Descrizione	Valore
Identificativo del prodotto	Codice alfanumerico identificativo del prodotto.	Stringa
Perimetro di flessibilità	Porzione della rete elettrica di distribuzione univocamente definita da un insieme di POD. Ogni risorsa distribuita deve fare parte di quest'area per presentare un'offerta di fornitura del servizio in oggetto.	Lista come: {POD ₁ , POD ₂ , ..., POD _n }
Minimo livello di tensione	Livello di tensione minima [kV] a cui ogni Risorsa Distribuita deve essere connessa.	Float
Massimo livello di tensione	Livello di tensione massimo [kV] a cui ogni Risorsa Distribuita deve essere connessa.	Float
Potenza minima al POD della Risorsa Distribuita	Minima Potenza disponibile (in prelievo o immissione) [kW] per la singola Risorsa Distribuita.	Float
Tipo di potenza	Tipo di potenza (attiva o reattiva). Inizialmente è prevista solo la fornitura di servizi per la potenza attiva.	{Active, Reactive}
Direzione della fornitura	Direzione ("a salire" o "a scendere") del servizio richiesto. Per una determinata finestra di disponibilità, il DSO può richiedere prodotti caratterizzati dalla medesima direzione. Inizialmente è prevista solo la fornitura di servizi "a salire", cioè aumento dell'immissione o diminuzione del prelievo.	{Upward, Downward}



Quantità minima richiesta	Variazione di potenza minima [kW] che può essere chiesta nell'erogazione del Servizio Ancillare Locale alla singola Risorsa Distribuita nella titolarità del relativo BSP.	Float
Durata minima	Durata minima per cui può essere richiesta l'erogazione del Servizio Ancillare Locale (mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla Quantità richiesta) dalla singola Risorsa Distribuita.	Float
Quantità	Variazione di potenza [kW] richiesta all'interno del perimetro di flessibilità.	Float
Fattore di utilizzo	Fattore di utilizzo, compreso tra 0 e 1.	Float
Prezzo massimo di disponibilità	Indica il prezzo massimo [€/MW anno] a cui la disponibilità è remunerata.	Float
Prezzo massimo di attivazione	Indica il prezzo massimo [€/MWh] a cui l'attivazione è remunerata.	Float
Prezzo minimo per l'attivazione	Indica il prezzo minimo [€/MWh] a cui l'attivazione è remunerata. Inizialmente fissato a 0 €/MWh.	Float
Data iniziale della finestra di disponibilità	Giorno di inizio del periodo in cui la Risorsa Distribuita è disponibile a fornire il Servizio Ancillare Locale.	MM/DD/YYYY
Data finale della finestra di disponibilità	Giorno di fine del periodo in cui la Risorsa Distribuita è disponibile a fornire il Servizio Ancillare Locale.	MM/DD/YYYY
Giorni di disponibilità	Giorni della settimana per i quali la Risorsa Distribuita è disponibile a fornire il Servizio Ancillare Locale all'interno del periodo intercorrente tra la data iniziale e finale della finestra di disponibilità.	Lista di {MON, TUE, WEN, THU, FRI, SAT, SUN}
Ora di inizio della finestra di disponibilità	Ora di inizio del periodo in cui la Risorsa Distribuita è disponibile a fornire il Servizio Ancillare Locale.	HH:MM
Ora di fine della finestra di disponibilità	Ora di fine del periodo in cui la Risorsa Distribuita è disponibile a fornire il Servizio Ancillare Locale.	HH:MM
Numero di intervalli temporali	Numero di intervalli temporali (quart'orari) compresi nel prodotto.	Integer

2.2.1.1 Stima del fabbisogno di flessibilità sul lungo termine

L'efficacia di alcuni indicatori meteorologici quali predittori, in modelli *data driven*, del carico elettrico sui *feeder* della rete di distribuzione è già stata dimostrata da precedenti lavori [10]. Tuttavia, la necessità di definire prodotti sul MLT a lungo termine rende l'attendibilità degli stessi dati meteo assegnati in *input* al modello estremamente bassa. Occorre, poi, considerare che ad una significativa incertezza sui dati *input* corrisponde ovviamente un'incertezza ancor più grande del dato di carico atteso restituito in *output*. Ciò ha spinto alla ricerca di una metodologia alternativa da applicarsi preliminarmente alla definizione del prodotto per quanto riguarda il MLT. Come precedentemente affermato, l'efficacia di alcuni indicatori meteorologici quali, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, la temperatura percepita, la temperatura media degli ultimi giorni, la differenza di temperatura rispetto al giorno precedente, è un fatto assodato. Permane quindi nelle intenzioni di sviluppo del progetto MiNDFlex di far leva su questi indicatori a supporto della definizione dei prodotti anche su MLT. Ciò che differenzia la metodologia che si andrà a adottare per questo mercato è dato dalla sorgente dei dati meteo che sono richiesti dal modello, in grado di correlare i dati di carico con gli stessi dati meteo. La proposta è infatti l'adozione di due modelli in cascata "addestrati" su dati storici secondo cui il modello meteo-carico (*box blu* nello schema in Figura 2.5) riceve in ingresso i dati meteo restituiti da un modello probabilistico (*box rosso* nello schema in Figura 2.5) che stima i valori attesi sulla base dei dati storici.

Ciò che differenzia i due modelli è la base di dati storica su cui questi possono venire addestrati. Infatti, le caratteristiche dei carichi su ogni *feeder* in funzione dei dati meteo si assumono essere piuttosto mutevoli. Negli anni è cambiato infatti il *mix* di risorse installato su ogni *feeder*, nonché spesso l'assetto dello stesso e le potenze richieste. Inoltre, la pandemia di CoVID-19 del 2020 ha cambiato alcune delle abitudini della popolazione che possono incidere sul profilo dei consumi. Pertanto, si ritiene di poter addestrare tale modello utilizzando solamente i dati degli anni post-pandemici (2021, 2022 e 2023). Al contrario, la stagionalità dei dati meteo è più costante nel tempo e considerare un numero di annualità successivamente ampio è essenziale al fine di scongiurare un sovradattamento (*overfitting*) che porti per esempio a considerare un'ondata di calore come molto probabile poiché casualmente negli ultimi due anni si era verificato un evento simile nel corso della stessa settimana.

La Figura 2.5 schematizza la metodologia descritta con due modelli in cascata, dove il primo sarà "addestrato" su un *set* di dati relativo ad un periodo temporale più esteso (si propongono 10 anni). Esso riceve in ingresso indicatori di tipo temporale, come il numero ordinale della settimana all'interno dell'anno e l'ora del giorno, e restituisce dati meteo attesi come la temperatura soggettiva. Tali *output* saranno poi passati in ingresso al secondo modello, "addestrato" sulla base dei dati storici post-pandemici, al fine di predire un valore atteso di carico sul singolo *feeder*.

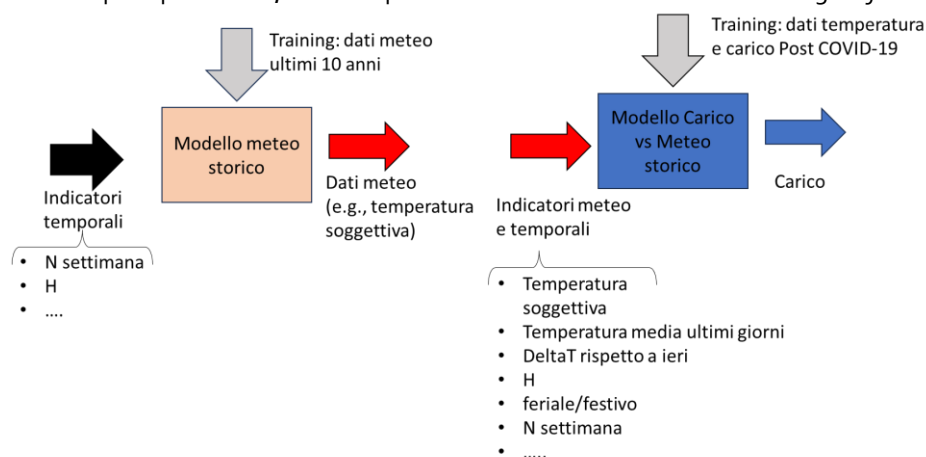


Figura 2.5 - Schema della metodologia proposta per il calcolo del fabbisogno a lungo termine.

Per una corretta stima del fabbisogno di flessibilità, è infine necessario conoscere anche il modello di rete e le manutenzioni eventualmente programmate così da poter aggregare opportunamente le previsioni di carico su ogni *feeder* ed eseguire un confronto rispetto ai reali vincoli sistemici.

2.2.1.2 Definizione ottimale del prodotto di flessibilità

Il paragrafo precedente ha descritto la metodologia che il progetto MiNDFlex andrà a sviluppare per la stima dei carichi attesi sui *feeder* della rete di distribuzione, e quindi del fabbisogno di flessibilità, considerando il lungo termine previsionale che MLT implica.

In questo paragrafo si affronta invece il problema della definizione del prodotto a termine da parte del DSO a seguito della stima del fabbisogno prima ottenuta. Come precedentemente descritto verrà affrontato in particolare il problema della definizione dei campi relativi alla curva di domanda (quantità, prezzo massimo per l'attivazione, prezzo massimo per la disponibilità e fattore di utilizzo) in funzione delle caratteristiche della previsione di carico (media, varianza, *skewness* e curtosi).

Genericamente il problema di ottimizzazione è definito mediante l'equazione 2.2 ed impone la minimizzazione dei costi totali comprensivi per la disponibilità e l'attivazione della flessibilità ed il costo associato al carico perso per una congestione non risolta.

$$\min_{(Q, p_{avmax}, p_{actmax}, w)} \left(\sum_{i=1}^{N_{av}} C_{av_i} + \sum_{j=1}^{N_{act}} C_{act_j} + Q_{lost} \cdot VoLL \right) \quad 2.2$$

dove:

- Q è la quantità di flessibilità richiesta dal DSO;
- p_{avmax} è il massimo prezzo per la disponibilità pagato dal DSO;
- p_{actmax} è il massimo prezzo per l'attivazione pagato dal DSO;
- w è il fattore di utilizzo indicato dal DSO;
- C_{av_i} è il costo pagato per la disponibilità della risorsa i -esima, dato dal prodotto tra la quantità accettata ed il prezzo per la disponibilità offerta da tale risorsa;
- N_{av} è il numero di risorse accettate nel mercato a termine;
- C_{act_j} è il costo pagato per la disponibilità della risorsa j -esima, uguale al prodotto della quantità attivata ed il prezzo per l'attivazione offerto per tale risorsa;
- N_{act} è il numero di risorse attivate;
- Q_{lost} è il carico perso a seguito di una congestione non risolta, uguale al massimo tra 0 e la differenza tra la quantità di flessibilità effettivamente necessaria, Q_d , e la quantità richiesta dal DSO, Q ;
- $VoLL$ è il *Value of Lost Load* e rappresenta il costo specifico [€/MWh] del carico perso. Maggiori dettagli sul $VoLL$ sono presentati in Appendice 1.

L'equazione 2.2 può essere espressa anche come nell'equazione 2.3 che esplicita il calcolo dei costi di disponibilità e attivazione come funzioni di Q e Q_d .

$$\min_{(Q, p_{avmax}, p_{actmax}, w)} (Q \cdot \overline{p_{av}} + \min(Q, Q_d) \cdot \overline{p_{act}} + \max(Q_d - Q, 0) \cdot VoLL) \quad 2.3$$

dove $\overline{p_{av}}$ è il prezzo medio pagato per la disponibilità e $\overline{p_{act}}$ è il prezzo medio pagato per l'attivazione.

Infine, si può considerare che i prezzi medi per la disponibilità e l'attivazione dipendono dai relativi massimi imposti dal DSO, dalla quantità richiesta e dal fattore di utilizzo. Infatti, l'imposizione di un prezzo massimo può influire sul comportamento dei BSP e sulla loro strategia di offerta: maggiore sarà la quantità richiesta dal DSO maggiore sarà la quantità accettata da parte di risorse meno competitive, con un conseguente innalzamento dei prezzi medi. Infine, il fattore di utilizzo agisce direttamente sull'ordine di merito stilato secondo il criterio del prezzo complessivo

(equazione 2.1). Infatti, fattori di utilizzo più elevati tenderanno ad abbassare il prezzo medio di attivazione e innalzare il prezzo medio di attivazione a parità di quantità richiesta. A seguito di queste considerazioni è possibile riscrivere l'equazione 2.4 come:

$$\min_{(Q, p_{av_{max}}, p_{act_{max}}, w)} (Q \cdot f(Q, p_{av_{max}}, p_{act_{max}}, w) + \min(Q, Q_d) \cdot g(Q, p_{av_{max}}, p_{act_{max}}, w) + \max(Q_d - Q, 0) \cdot VoLL) \quad 2.4$$

A seguito delle formulazioni espresse del problema emerge come l'oggetto di minimizzazione sia funzione della quantità necessaria Q_d , che è soggetta ad incertezza. Il problema di ottimizzazione è dato proprio dal fatto che più flessibilità Q verrà richiesta dal DSO più aumenteranno i costi sostenuti per l'approvvigionamento di disponibilità ed aumenterà la probabilità di sostenere costi per risorse disponibili che non sarà effettivamente necessario attivare. D'altra parte, riducendo la quantità richiesta, aumenta il rischio che il fabbisogno di flessibilità superi la quantità di cui il DSO si è effettivamente approvvigionato. Sebbene improbabile, tale evento comporta il mancato soddisfacimento di una parte del carico, a cui è associato un costo molto alto.

A titolo esemplificativo si intende successivamente rappresentare graficamente il problema descritto. La Figura 2.6 riporta la previsione di carico, distribuzione blu, per un determinato *feeder* della rete di distribuzione. Il valore atteso di carico è 8 MW, il relativo errore ha una distribuzione normale con varianza 3 MW. Assumendo una portata nominale del *feeder* pari a 5 MW, per differenza, si ricava la distribuzione relativa al fabbisogno di flessibilità, in rosso. Si noti come la coda sinistra di quest'ultima distribuzione, equivalente al 6,6% di probabilità, presenti un fabbisogno di flessibilità nullo.

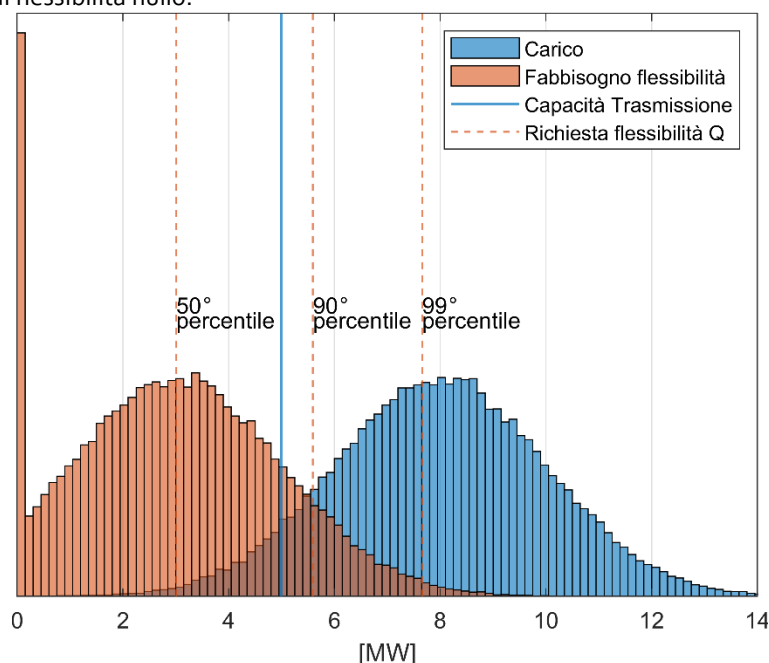


Figura 2.6 – Distribuzione di probabilità del carico (blu) e del fabbisogno di flessibilità (rossa) associate alla previsione di carico.

Si considerino tre differenti casi secondo i quali il DSO si approvvigiona di una quantità Q pari al 50°, 90° e 99° percentile del fabbisogno di flessibilità previsto. Tali quantità sono messe in evidenza sia dalla Figura 2.6 che dalla Figura 2.7. Quest'ultima rappresenta la funzione quantile della distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità, cioè la funzione inversa della distribuzione cumulativa di probabilità, che dà indicazione della probabilità (letta in ascisse) che il fabbisogno effettivo sia minore o uguale alla quantità Q (riportata in ordinate).

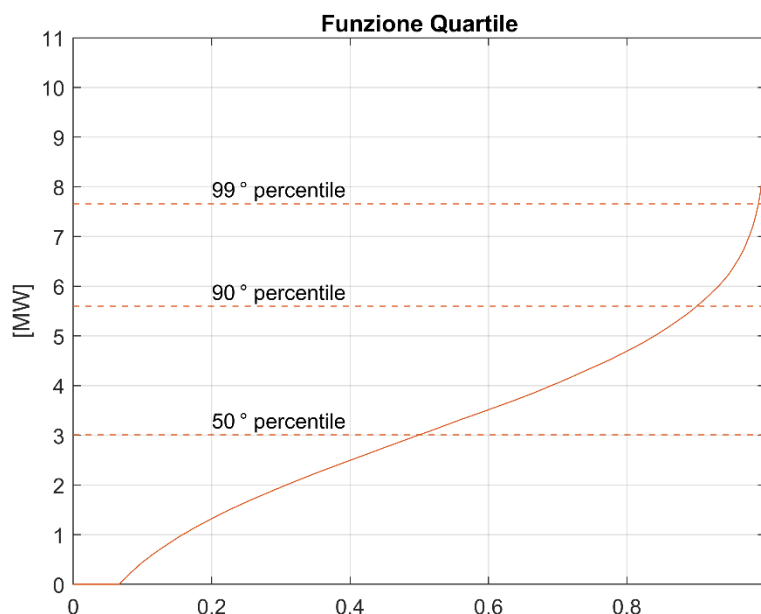


Figura 2.7 – Funzione quantile della previsione di fabbisogno di flessibilità.

Assumendo quindi una certa quantità di fabbisogno di flessibilità Q , l'area sottesa a ciascuna linea tratteggiata (50°, 90° e 99° percentile), in Figura 2.7, rappresenta la quantità che il DSO deve pagare per la disponibilità moltiplicata per la probabilità (uguale a 1) di dover sostenere questo costo; analogamente l'area sottesa sia alla linea continua che alla linea tratteggiata equivale al prodotto tra la quantità da attivare, $\max(Q, Q_d)$, e la probabilità di attivazione; infine l'area compresa tra la linea continua e la linea tratteggiata equivale al prodotto tra il fabbisogno di flessibilità non soddisfatto e la relativa probabilità.

Tuttavia, la rappresentazione della Figura 2.7 non è sufficiente a descrivere il problema di ottimizzazione. Infatti, le equazioni 2.2, 2.3 e 2.4 evidenziano come le tre voci di costo a carico del DSO (disponibilità, attivazione e mancato soddisfacimento della domanda) siano pari alle aree evidenziate dalla Figura 2.7 ma moltiplicate per il relativo costo specifico (il prezzo medio di disponibilità, il prezzo medio di attivazione ed il VoLL rispettivamente).

A tale scopo, la Figura 2.8 introduce quindi un terzo asse, in questa rappresentazione il volume verde corrisponde ai costi per l'approvvigionamento di disponibilità, il volume blu equivale ai costi attesi per l'attivazione dei servizi ed il volume rosso equivale ai costi attesi per il mancato soddisfacimento della domanda. La Figura 2.8(a) mostra un primo scenario secondo il quale il DSO si approvvigiona del valore atteso del fabbisogno di flessibilità (50° percentile), in questo caso il volume rosso risulta molto grande implicando un grande costo atteso; stanziando più risorse per la disponibilità e approvvigionandosi per una quantità Q pari al 90° della distribuzione del fabbisogno di flessibilità (Figura 2.8(b)), si osserva un aumento dei volumi legati ai costi di disponibilità e ad i costi attesi per l'attivazione, tuttavia il volume rosso diminuisce sensibilmente. Nell'ultimo caso (Figura 2.8(c)) il DSO dimostra un atteggiamento estremamente cautelativo approvvigionandosi fino al 99° percentile della distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità, il volume rosso risulta molto ridotto ma i volumi verde e blu sono significativamente aumentati. Il problema di ottimizzazione è quindi quello di minimizzare la somma complessiva dei tre volumi.

Seppur il rapporto tra le dimensioni riportate sull'asse verticale non rispecchi quello reale, è stato adottato solo in funzione di valorizzare la rappresentazione grafica, è importante notare come il prezzo medio pagato per la disponibilità e per l'attivazione (ossia lo spessore dei volumi verde e blu) aumenti da un caso all'altro. Infatti, innalzando la quantità richiesta verranno accettate risorse sempre meno competitive sul piano economico portando ad un innalzamento del prezzo medio, ma diminuisce il carico perso.

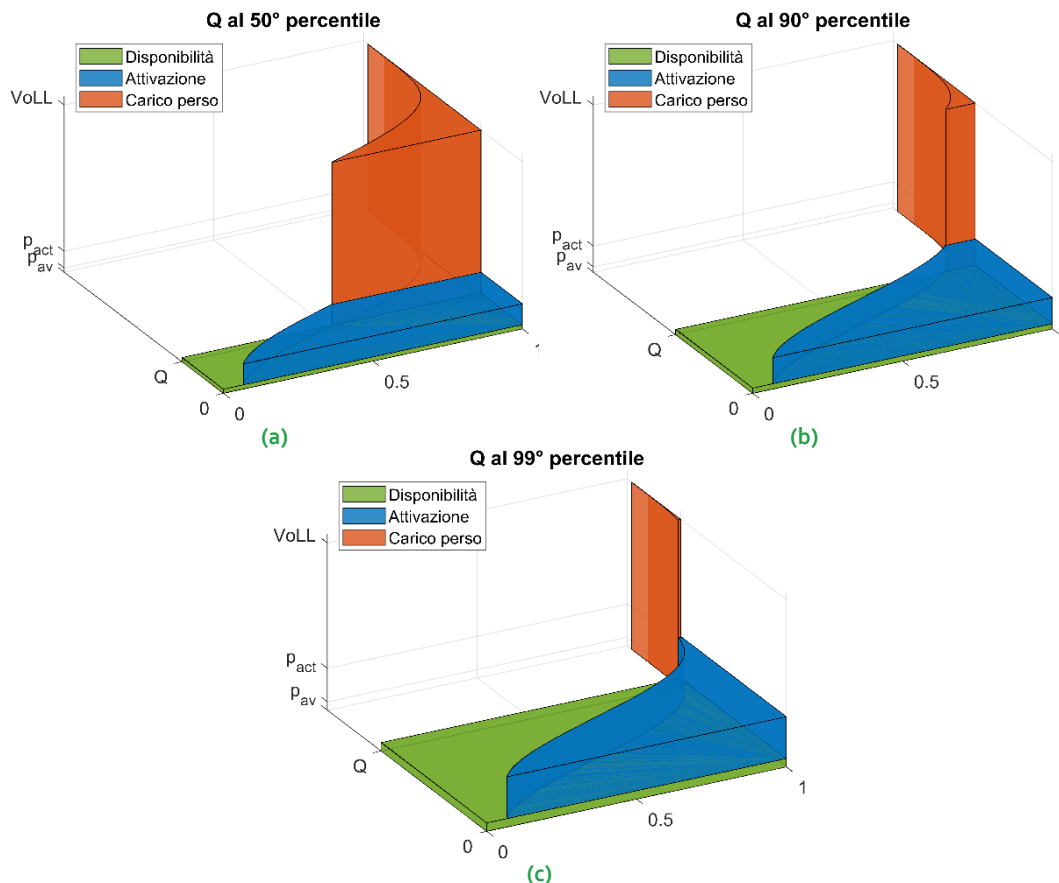


Figura 2.8 – Rappresentazione grafica del costo della disponibilità (verde), dei costi attesi per l’attivazione (blu) e dei costi attesi per il carico perso (rosso) per diverse quantità Q richieste dal DSO pari al 50° (a), 90° (b) e 99° (c) percentile della distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità. La trattazione fin qui esposta ha messo in luce la potenziale complessità del problema che presenta fino a quattro variabili di ottimizzazione:

- la quantità richiesta;
- il fattore di utilizzo;
- il prezzo massimo per l’attivazione;
- il prezzo massimo della flessibilità.

E diversi parametri:

- media della distribuzione del fabbisogno di flessibilità;
- varianza della distribuzione del fabbisogno di flessibilità;
- *skewness* della distribuzione del fabbisogno di flessibilità;
- curtosi della distribuzione del fabbisogno di flessibilità;
- distribuzione dei prezzi offerti dai BSP in funzione dei prezzi massimi fissati.

Nelle sezioni successive vengono affrontate due problemi semplificati al fine di fornire alcune prime indicazioni di ordine pratico sulla gestione ottimale delle aste MLT.

2.2.1.3 Quantità e fattore di utilizzo ottimali a prezzi massimi regolati

Il primo caso presentato si configura al seguito della definizione di determinati *strike price*, cioè i prezzi massimi, da parte di ARERA. Questo è per esempio avvenuto, tramite la deliberazione 372/2023/R/eel, per il progetto pilota RomeFlex, anch’esso avviato, a seguito della deliberazione 352/2021/R/eel di ARERA, da ARETI quale DSO del territorio di Roma [18]. In tale occasione ARERA

ha fissato gli *strike price* a 500 €/MWh per l'attivazione e 30.000 €/MW anno per la disponibilità. Sotto tali circostanze si assume che il DSO adegui i prezzi massimi, che è chiamato ad indicare in fase di definizione del prodotto di flessibilità, agli *strike price* fissati dall'autorità di regolazione. Pertanto, l'equazione 2.4 può essere riscritta come segue:

$$\min_{(Q,w)} (Q \cdot f(Q, p_{av_{max}}, p_{act_{max}}, w) + \min(Q, Q_d) \cdot g(Q, p_{av_{max}}, p_{act_{max}}, w) + \max(Q_d - Q, 0) \cdot VoLL)$$

2.5

Le successive analisi vengono effettuate per mezzo di simulazioni Montecarlo in cui viene generato un numero sufficientemente grande di scenari N dove la domanda effettiva Q_d assume un valore deterministico unico; tuttavia, globalmente Q_d si distribuisce in accordo alle assunzioni fatte riguardo la distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità. Per ogni scenario si può dunque calcolare il costo sostenuto per la disponibilità, l'attivazione e, per gli scenari per cui risulta $Q_d > Q$, il costo del carico perso. La media, su tutti gli scenari, della somma delle tre componenti di costo rappresenta il costo globale atteso alle condizioni imposte.

Le offerte dei BSP si assumono essere normalmente distribuite con media al 90% e varianza pari al 20% del prezzo massimo. Il VoLL viene assunto coerentemente con il VoLL complessivo nazionale pari a 28,4 k€/MWh [19].

Una prima analisi viene condotta assumendo che l'errore sulla previsione di carico sia distribuito normalmente intorno a 0, pertanto la *skewness* è nulla e la curtosi uguale a 3. La figura che segue rappresenta la sensibilità del costo atteso complessivo al fattore di utilizzo w e alla quantità richiesta Q , espressa come percentile della distribuzione di probabilità della previsione di fabbisogno di flessibilità. La media del fabbisogno di flessibilità è di seguito imposto pari a 4 MW con una varianza di 2 MW.

La Figura 2.9 mette in luce come, alle condizioni imposte, al DSO convenga sempre un agire estremamente cautelativo e approvvigionarsi della flessibilità che sarà necessaria nello scenario peggiore. Inoltre, emerge come il fattore di utilizzo abbia uno scarsissimo impatto sui vari andamenti: si noti come sia stato necessario adottare un asse logaritmico sulle ascisse al fine di evidenziare la sensibilità che, se pur scarsa, emerge per valori molto bassi di w (parte sinistra del grafico). Tutto ciò è dovuto alla sproporzione tra le grandezze in gioco; infatti, il valore specifico del carico perso (28.400€/MWh) è estremamente più alto del valore medio del prezzo di attivazione (<500€/MWh) e, soprattutto del prezzo per la disponibilità (<3,43 €/MWh).

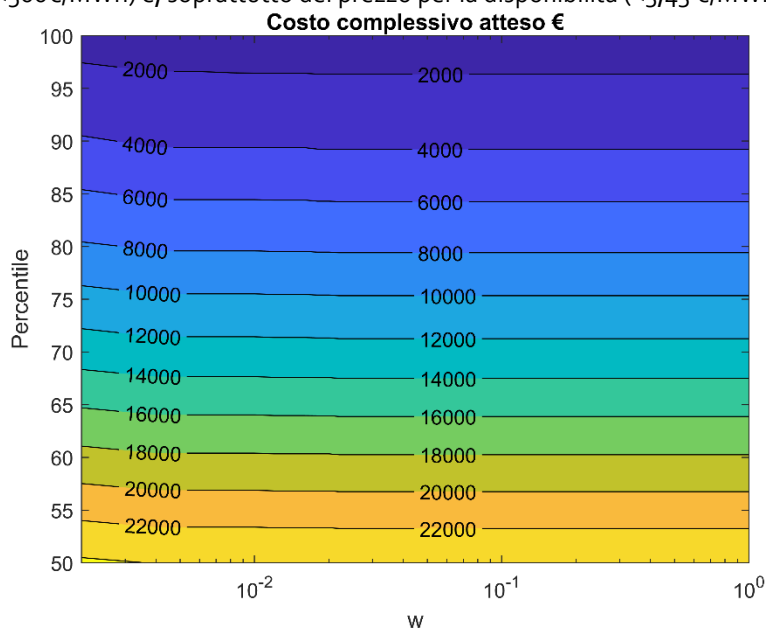


Figura 2.9 – Costo complessivo atteso per una previsione di flessibilità di 4 MW, con varianza 2 MW e VoLL 28.400 €/MWh.

La Figura 2.10 riporta un'analisi simile imponendo però il VoLL al 10% del valore complessivo nazionale. Tale valore è pressoché il valore minimo indicato da Terna per utenti terziari in zona nord-Italia [19], potenziali BSP del progetto MiNDFlex. La dipendenza dal fattore di utilizzo è maggiormente apprezzabile, sempre grazie alla rappresentazione logaritmica sull'asse delle ascisse. Tuttavia, per $w > 10^{-2}$ questo parametro non ha più influenza sul costo atteso complessivo. Pari a 2 sono, infatti, gli ordini di grandezza che separano il prezzo medio per la disponibilità ed il prezzo medio per l'attivazione. Innalzando w oltre tale valore, l'ordine di merito, secondo il quale vengono accettate le offerte, non subisce alterazioni e l'ordine di merito stilato secondo il criterio del prezzo complessivo (equazione 2.1) equivale ad un ordine di merito stilato sulla base del prezzo offerto per l'attivazione. Per valori di w molto piccoli alcune offerte meno competitive sotto il profilo del prezzo dell'attivazione, ma con prezzi di disponibilità bassi, vengono priorizzate. Questo porta ad un risparmio sul costo pagato per la disponibilità, ma che è di fatto vanificato dal prezzo maggiore pagato per l'attivazione dei servizi che, come messo in luce, è circa di due ordini di grandezza più grande. Infine, emerge come, anche con un VoLL ridotto del 90%, con questa previsione di carico al DSO convenga approvvigionarsi della domanda massima di flessibilità prevista. Solamente, riducendo il VoLL al di sotto dei 1000 €/MWh inizia ad essere conveniente per il DSO correre il rischio di dover pagare i costi associati al carico perso sebbene risulti essere un evento con bassa probabilità.

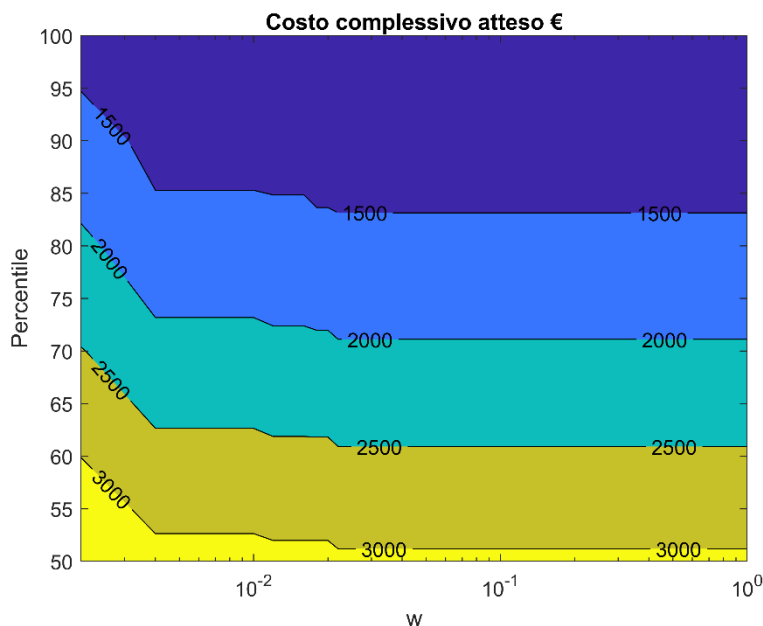


Figura 2.10 - Costo complessivo atteso per una previsione di flessibilità di 4 MW, con varianza 2 MW e VoLL 2.840 €/MWh.

Conseguentemente all'analisi presentata, si può concludere che fermo restante il rapporto tra i prezzi massimi, per disponibilità ed attivazioni, analogo a quello imposto in altri progetti pilota [18], il fattore di utilizzo diviene sostanzialmente ininfluenza. Viene quindi imposto $w=0,5$ e di seguito viene analizzato come il costo complessivo atteso varia secondo la media del fabbisogno di flessibilità previsto mantenendo una varianza di 2 MW.

La Figura 2.11 conferma la considerazione messa in luce dall'analisi precedente: anche al variare del valore medio previsto del fabbisogno di flessibilità è conveniente approvvigionarsi di disponibilità secondo lo scenario peggiore. Inoltre, all'aumentare del fabbisogno previsto medio aumenta naturalmente la spesa media prevista. Tuttavia, analizzando il costo medio specifico,

mostrato in Figura 2.11(b), a parità di percentile richiesto si osserva un calo per alti valori di fabbisogno medio. Infatti, se il fabbisogno medio è molto basso solamente l'estremità destra della distribuzione di probabilità indicherà un reale fabbisogno (positivo) di flessibilità. Tuttavia, nel caso poco probabile in cui questo fabbisogno si verifichi, il DSO non si sarà approvvigionato della flessibilità necessaria a coprirlo. In altre parole, nell'area inferiore sinistra della Figura 2.11(b) la quantità Q richiesta dal DSO è o in caso in cui Q_d risulti maggiore di 0 sarà pagata al VoLL.

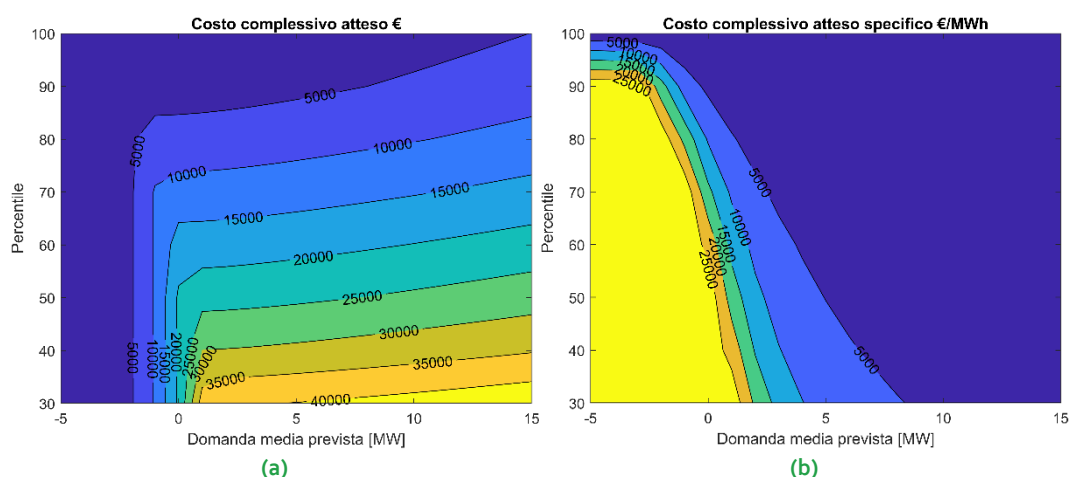


Figura 2.11 – Costo medio atteso (a) e per unità di energia movimentata (b) al variare valore medio della previsione di flessibilità con varianza 2 MW e VoLL 28.400 €/MWh.

Analogamente a quanto presentato prima viene condotta una seconda analisi in cui il VoLL è pari al 10% del valore complessivo nazionale. Per quanto i valori numerici siano scalati, le conclusioni che si possono trarre non cambiano confermando la convenienza di un comportamento estremamente cautelativo per DSO. Confrontando i due casi, in Figura 2.12 (a) si osserva una maggior pendenza delle curve isocosto ad indicare una ridotta sensitività al percentile rispetto alla domanda media quando il VoLL viene ridotto.

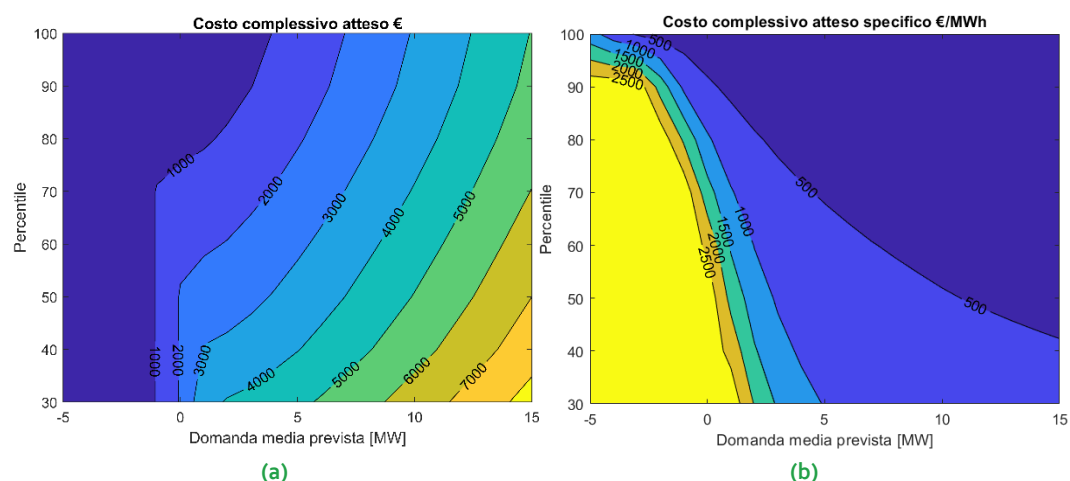


Figura 2.12 – Costo medio atteso (a) e per unità di energia movimentata (b) al variare valore medio della previsione di flessibilità con varianza 2 MW e VoLL 2.840 €/MWh.

Fino ad ora è stato sempre considerato il 100° percentile della distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità come valore ottimale da richiedere. A conclusione, viene condotta un'analisi al fine di verificare se, e con quali condizioni, il percentile ottimale si discosti da quanto finora osservato. È doveroso precisare che quando si ottiene percentile ottimale pari a 100°, esso è dovuto alla natura discretizzata del metodo Montecarlo con il quale le analisi presentate sono



condotte; il 100° di una distribuzione continua infatti tende a più infinito. Tuttavia, per via del numero finito di simulazioni di cui si compone il metodo Montecarlo e della discretizzazione con cui l'analisi di sensitività, del costo complessivo atteso rispetto, al percentile è condotta può portare come risultato 100° percentile ossia lo scenario peggiore (bisogno di flessibilità massimo) tra gli scenari generati per il metodo Montecarlo.

La Figura 2.13 riporta il percentile ottimale in funzione della media e della varianza della distribuzione di probabilità del fabbisogno di flessibilità per diversi valori di *skewness* e curtosi della stessa. In generale si osservano percentili ottimali inferiori a 100 solamente per distribuzioni leptocurtiche, elevata domanda media attesa e varianza, un'asimmetria positiva contribuisce ulteriormente.

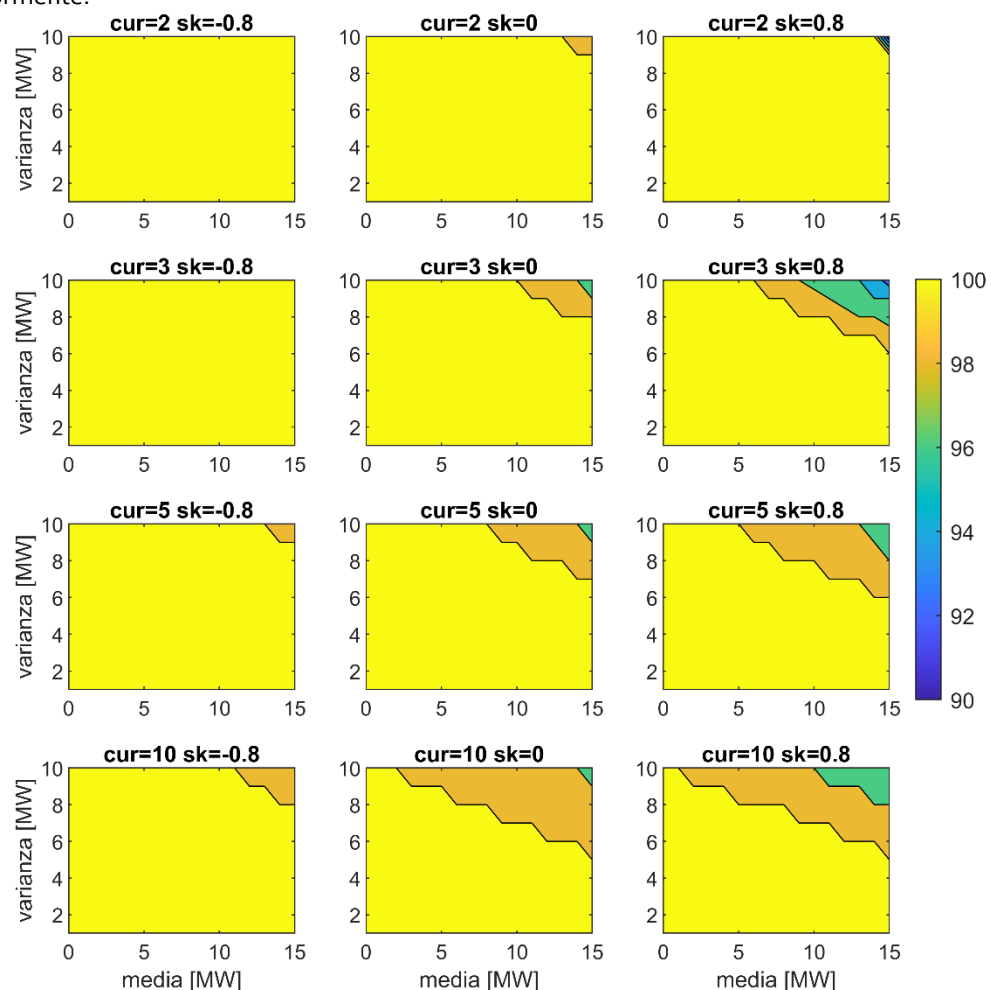


Figura 2.13 - Analisi del percentile ottimale in funzione dei parametri della distribuzione di probabilità: Media, varianza, *skewness* e curtosi.

2.2.2 Piattaforma di attivazione e controllo

La piattaforma di attivazione rappresenta l'ultimo passaggio della sequenza per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali nella fase transitoria. In prossimità del tempo reale, infatti, il DSO utilizza questo strumento, che consiste in un algoritmo di *Optimal Power Flow* (OPF), al fine di attivare le risorse necessarie per la gestione delle congestioni al minor costo. Le grandezze richieste in *input* sono il modello di rete, i limiti di tensione e la caricabilità delle linee (capitolo 4), i dati in tempo reale, o previsti sul brevissimo termine (capitolo 3), delle immissioni e dei prelievi ai vari nodi ed i risultati del MLT che comprendono la disponibilità delle risorse ed il prezzo da queste richiesto per l'attivazione.

Sebbene allo stato attuale del progetto pilota MindFlex non sia previsto il servizio di regolazione della tensione, la presente sequenza è stata sviluppata con un intento di generalità al fine di garantirne la possibilità in futuro.

La prima operazione si basa sull'individuazione delle necessità di flessibilità che viene ottenuta per mezzo dell'esecuzione di una routine di *Power Flow*, descritta al paragrafo 2.2.2.1, che permette di analizzare i flussi di potenza nella rete elettrica ed individuare eventuali problematiche presenti sulla base dei dati disponibili. Nel caso in cui vengano rilevate delle congestioni o, in futuro, dei valori anomali di tensione, la piattaforma procede con l'esecuzione di un OPF al fine di risolvere le problematiche esistenti con il minor costo di attivazione delle risorse di flessibilità. L'algoritmo di OPF proposto ed implementato viene descritto, assieme ai vari dettagli del problema di ottimo, nel paragrafo 2.2.2.2.

2.2.2.1 L'analisi di *Power Flow*

Nell'ambito dei sistemi elettrici, vari *tool* vengono proposti per monitorare lo stato a regime di una rete elettrica [20]. Tra questi, vi sono gli algoritmi di *Power Flow* (PF), noti anche come algoritmi di *Load Flow* [21]. Principale obiettivo dell'analisi di una rete tramite *Load Flow* è quello di determinare il regime delle tensioni ai nodi (*bus*) e delle potenze lungo le linee (*branch*) elettriche della rete stessa. Più precisamente, come specificato in [22], il PF è uno strumento che, a fronte di prestabilite potenze di generazione e di carico per ogni singola sbarra e di un definito modello di rete, permette di determinare le tensioni nodali e i flussi di potenza in ciascuna linea e trasformatore della rete analizzata.

Questo strumento di analisi si rivela dunque molto utile per verificare se i profili di tensione, in modulo e fase, rientrano nei limiti operativi previsti dalla norma e/o comunque nei limiti di stabilità del sistema in condizioni estreme (ad esempio di picco di carico). Allo stesso modo, nel caso di carico ridotto, l'analisi di PF permette di verificare l'eventuale presenza di tensioni nodali eccessive [23] rispetto ai limiti imposti. Grazie alle sue caratteristiche, lo strumento di *power flow* è anche utile per la pianificazione del sistema elettrico, ad esempio per dimensionare nuovi componenti (conduttori, trasformatori, reattori e condensatori *shunt*) o per la scelta di nuovi siti di generazione e l'interconnessione con altri sistemi [23]. Da ciò emerge come il PF costituisca anche un valido mezzo decisionale per un certo scenario operativo di generazione, carico e di configurazione della rete e dei sezionatori [22].

Per determinare il valore delle potenze e delle tensioni che interessano una rete elettrica, in condizioni di regime stazionario, è necessario modellare tutti i componenti del sistema, tra cui linee di trasmissione, trasformatori, generatori, carichi, *shunt* e condensatori [22]. Ipotizzando una rete elettrica in corrente alternata, la potenza apparente complessa $\bar{S}_i$ iniettata in ciascun nodo i -esimo degli N_{bus} che compongono il sistema può essere descritta come [24]:

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = P_i + jQ_i \quad 2.6$$

dove $\bar{V}_i$ e $\bar{I}_i^*$ rappresentano, rispettivamente, il fasore della tensione ed il coniugato del fasore della corrente al nodo i -esimo. I termini P_i e Q_i rappresentano, rispettivamente, la potenza attiva e la potenza reattiva nette iniettate al nodo i . Assumendo quindi con $\bar{Y}$ la matrice delle ammettenze associata alla rete elettrica, è possibile definire la corrente di linea $\bar{I}_{ij}$ tra due generici nodi i e j come nella 2.7:

$$\bar{I}_{ij} = \bar{y}_{ij} \bar{V}_{ij} \quad 2.7$$

dove $\bar{V}_{ij}$ rappresenta il fasore della caduta di tensione sulla linea tra i nodi i e j ed $\bar{y}_{ij}$ la sua ammettenza, così descritta:

$$\bar{y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij} = y_{ij} \cdot e^{j\phi_{ij}} \quad 2.8$$

Come descritto nella 2.4, l'ammettenza $\bar{y}_{ij}$ può essere espressa in forma cartesiana, attraverso le sue componenti di conduttanza g_{ij} e suscettanza b_{ij} , oppure in forma polare, con modulo y_{ij} e

fase ϕ_{ij} . Applicando le leggi di Kirchhoff, secondo cui la somma algebrica dei flussi di corrente in un nodo e la somma algebrica delle tensioni in una maglia devono essere pari a zero, ed esprimendo le correnti nodali in funzione delle tensioni nodali, è possibile riscrivere l'equazione 2.6 come [24]:

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \left[\sum_{j=1}^{N_{bus}} \dot{y}_{ij} \bar{V}_j \right]^* = \bar{V}_i \left[\sum_{j=1}^{N_{bus}} (y_{ij} \cdot e^{j\phi_{ij}}) \bar{V}_j \right]^* \quad \text{con } i = 1, \dots, N_{bus} \quad 2.9$$

Esprimendo quindi le tensioni in forma polare, la 2.9 può essere espressa come:

$$\bar{S}_i = V_i V_j y_{ij} e^{j(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})} \quad \text{con } i = 1, \dots, N_{bus} \quad 2.10$$

Applicando, inoltre, le formule di Eulero, si ha che:

$$e^{j(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij})} = \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) + j \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad 2.11$$

Considerando la 2.11, la relazione 2.10 può essere scomposta nelle sue due componenti di potenza attiva e potenza reattiva [20]:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^{N_{bus}} V_j y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad 2.12$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^{N_{bus}} V_j y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad 2.13$$

$i = 1, \dots, N_{bus}$

dove P_i e Q_i esprimono, rispettivamente, il valore netto delle potenze attiva e reattiva iniettate (positive) o assorbite (negative) al nodo i -esimo. Le incognite V_i, θ_i e V_j, θ_j rappresentano modulo e fase delle tensioni ai nodi i e j , rispettivamente. Espressioni analoghe alle 2.12 e 2.13 per le potenze P_i e Q_i potrebbero anche essere ottenute per tensioni nodali espresse in componenti cartesiane, con parte reale e_i e parte immaginaria f_i [24].

Le relazioni indicate in 2.12 e 2.13 ben si prestano per essere impiegate per il problema in esame. Se, infatti, si assume di conoscere in partenza i valori delle potenze nodali P_i e Q_i , si possono determinare le tensioni in modulo e fase per tutti i nodi della rete. Tuttavia, trattandosi di $2 \cdot N_{bus}$ equazioni non lineari, non è possibile mettere direttamente in forma esplicita le singole V_i e θ_i , ma occorre impiegare dei metodi di risoluzione iterativi per determinare la soluzione cercata. Nello specifico, si parte da una candidata soluzione realistica in termini di V_i e θ_i e, successivamente, si va a verificare quanto i valori delle potenze P_i e Q_i ottenute dai valori di tensione ipotizzati si avvicinano ai valori delle potenze stabilite in ingresso. Gli errori (*mismatch*) delle potenze attive ΔP_i e di quelle reattive ΔQ_i , calcolati per ogni singolo nodo attraverso le 2.14 e 2.15, saranno poi impiegati per un miglioramento della stime delle incognite all'iterazione successiva [20], [21].

$$\Delta P_i = P_i - V_i \sum_{j=1}^{N_{bus}} V_j y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) = 0 \quad 2.14$$

$$\Delta Q_i = Q_i - V_i \sum_{j=1}^{N_{bus}} V_j y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) = 0 \quad 2.15$$

$i = 1, \dots, N_{bus}$

In generale, per avviare la procedura di calcolo del PF, si parte da una condizione detta di *flat start*, in cui si assumono inizialmente nulli tutti gli angoli delle tensioni ai vari nodi e unitarie le loro ampiezze. Occorre, però, specificare che nella pratica, in un sistema elettrico, non tutte le sbarre



presentano dei valori di potenza attiva e reattiva ben noti, come precedentemente assunto, ma è possibile avere tre diversi casi [20], [22]:

- **Sbarre PQ:** dove vi sono generatori o carichi che iniettano valori di potenza attiva e reattiva specifici.
- **Sbarre PV:** a cui sono connessi generatori che iniettano una certa potenza attiva P e che, attraverso l'erogazione controllata di una certa potenza reattiva, mantengono una determinata tensione di sbarra V .
- **Sbarra di riferimento (o *slack bus*):** caratterizzate da specifici valori di tensione, in modulo e fase. Il generatore di *slack*, ad essa connesso, assolve alla discrepanza tra carico e generazione dell'intero sistema e quindi alimenta la quota parte di potenza relativa alle perdite di rete.

L'assunzione di una sbarra di *slack* permette di ridurre di due unità il numero di incognite e quindi a $2(N_{bus} - 1)$ il numero di equazioni necessarie a risolvere il problema di *Power Flow*. Pertanto, le relazioni 2.14 e 2.15 vengono applicate esclusivamente per $N_{bus} - 1$ nodi. Una volta nota le grandezze agli $N_{bus} - 1$ nodi è possibile poi ricavare i valori delle potenze attiva e reattiva erogate dalla sbarra di *slack*.

Per determinare la soluzione al problema non lineare del *Power Flow* sono stati proposti e descritti vari approcci nella letteratura. Tra questi troviamo Newton-Raphson (NR), Gauss-Seidel (GS), *Fast Decouple*, *DC Power Flow* e il *Distribution Power Flow* [22], [23]. Il metodo di *Newton-Raphson* si presenta come lo strumento più potente per la risoluzione dei problemi di PF seppure risulti più complesso dal punto di vista computazionale [20], [22], [25]. Esso consiste di un metodo iterativo che calcola e aggiorna tutte le incognite di sistema ad ogni singola iterazione. Esso è caratterizzato da una buona convergenza verso la soluzione finale (con andamento quadratico) e tempi di calcolo che aumentano linearmente con le dimensioni del sistema, ma il raggiungimento della soluzione dipende sensibilmente della condizione iniziale assegnata [22]. Il metodo di Gauss-Seidel (GS), invece, calcolando una sola incognita per volta, risulta essere più lento rispetto al Newton-Raphson [20], [22] e quindi meno idoneo per lo studio di reti complesse [25]. Di contro, come vantaggio, il metodo di Gauss-Seidel risulta essere maggiormente tollerante rispetto alle condizioni iniziali assegnate e richiede una ridotta quantità di memoria [22]. Volendo combinare i vantaggi di entrambi i metodi, è possibile avviare inizialmente il processo tramite GS e, dopo alcune iterazioni, procedere verso la soluzione finale con il metodo di Newton-Raphson [22].

I metodi di *Fast Decouple* e *DC Power Flow* [23] permettono di raggiungere la soluzione con una convergenza più rapida rispetto ai precedenti, ma essi si basano su condizioni operative tipiche delle reti di trasmissione in alta tensione, come alti rapporti reattanza-resistenza per le linee elettriche e ridotto livello di carico. Queste condizioni agevolano il calcolo del PF in quanto, con qualche semplificazione derivante, permettono di evitare il ricalcolo della matrice Jacobiana, con conseguenti benefici in termini computazionali [22]. Grazie alla sua veloce convergenza, il *DC Power Flow* risulta essere particolarmente adatto per stime approssimative di flussi di potenza all'interno di una rete [22]. La Tabella 2.2 illustra un confronto tra le varie metodologie di risoluzione di PF prima presentate [22], mentre in Appendice 2 è riportata la formulazione matematica del metodo Newton-Raphson.

Tabella 2.2 - Confronto tra principali metodi di *Power Flow* [22].

Metodo	Affidabilità per condizioni iniziali	Robustezza	Tasso di convergenza	Accuratezza	CPU
Gauss-Seidel	Buona	Ok	Lento	Buona	Alta
Newton-Raphson	Intermedia	Molto buona	Buono	Buona	Lineare
Fast Decouple NR	Intermedia	Buona	Buono	Buona	Bassa
DC Power Flow	Buona	Eccellente	Buono	Intermedia	Bassa

2.2.2.2 Il problema di *Optimal Power Flow*

Come visto in precedenza, lo strumento del *Power Flow* permette di determinare le grandezze elettriche che interessano una rete. A seguito dei risultati ottenuti dell'analisi di PF, il gestore di una rete, trasmissione o distribuzione che sia, si ritrova a dover risolvere alcune problematiche di esercizio (come regolazione della tensione e/o risoluzione delle congestioni di linee) attraverso l'attivazione e la regolazione di alcune risorse opportunamente controllabili. Tuttavia, l'attivazione delle risorse utili alla risoluzione delle problematiche può dipendere non solo da aspetti puramente tecnici, ma anche da ragioni di natura economica, frequentemente espresse attraverso predeterminate funzioni obiettivo. Ad esempio, una funzione obiettivo all'interno di un problema di ottimo può essere mirata a minimizzare i costi di generazione o minimizzare le perdite di energia nel sistema [21], [26]. Gli algoritmi di OPF ben rispondono a questa tipologia di problematiche, in quanto permettono la determinazione di una condizione ottimale di dispacciamento delle risorse, sulla base di una preassegnata funzione obiettivo, ed il soddisfacimento di determinati vincoli di rete, utili a garantire una condizione operativa fattibile e sicura [22]. Grazie alle loro caratteristiche, gli OPF possono essere impiegati sia nei problemi di dispacciamento ottimale delle unità di generazione, tenendo conto dei costi produzione, sia nei problemi di pianificazione, regolazione della tensione, risoluzione delle congestioni e minimizzazione delle perdite [22].

Dal punto di vista matematico, la formulazione di un OPF consiste in un problema di ottimo di *Power Flow* che, agendo su alcune variabili di controllo (ad es. la potenza delle risorse dispacciabili), permette di individuare una soluzione in grado di soddisfare la funzione obiettivo assegnata ed i vincoli tecnici imposti [26]. Più nel dettaglio, la formulazione di un OPF consiste in un problema non lineare che può essere così formalizzato [22]:

$$\min_u f(u, x) \quad 2.16$$

con

$$h(u, x) = 0 \quad 2.17$$

$$g(u, x) \geq 0 \quad 2.18$$

dove $f(u, x)$ rappresenta la funzione obiettivo da minimizzare, mentre u e x rappresentano, rispettivamente, il vettore delle variabili di controllo ed il vettore delle incognite del problema. La relazione $h(u, x) = 0$ descrive l'insieme dei vincoli di uguaglianza, ad esempio associati con le equazioni che regolano i flussi delle potenze attive e reattive iniettate nella rete. Il vincolo $g(u, x) \geq 0$ descrive, invece, i vincoli di disuguaglianza del sistema, ad esempio relativi alla portata di potenza delle linee elettriche e/o ai valori limite delle potenze attive e reattive dei generatori e delle tensioni alle sbarre [26]. Pertanto, in base ai vincoli assegnati al problema, l'applicazione dell'OPF ad un sistema elettrico consente di determinare, ad esempio, le potenze che sono erogate dai vari generatori per il soddisfacimento del carico elettrico e tali da garantire flussi di potenza inferiori rispetto alle portate delle linee e tensioni nodali all'interno dei limiti fissati dalle normative (es. la EN 50160 per le reti di pubblica distribuzione) [21].

Come descritto in [22], un problema di OPF può variare in base all'approccio di ottimizzazione adottato e anche in base alla gestione dei vincoli. Riguardo al primo, in relazione al tipo di funzioni di ottimizzazione incluse nel problema, l'OPF può essere risolto attraverso l'impiego di tecniche di programmazione lineare, quadratiche o del gradiente. Mentre, per quanto riguarda la gestione dei vincoli del problema, i principali metodi impiegati sono quelli del simplesso, dei moltiplicatori di Lagrange, quadratici e dell'*Interior Point*.

Nel contesto di applicazione dell'OPF all'interno della piattaforma di attivazione utilizzata dal DSO nella fase transitoria del progetto MiNDFlex, la funzione obiettivo $f(u, x)$ persegue la minimizzazione dei costi di attivazione delle risorse che sono disponibili alla fornitura di servizi a seguito dell'accettazione di offerte su MLT. Indicando con ΔP_i il valore di flessibilità da fornire

in termini di potenza attiva dall' i -esima DER, la funzione nella 2.16 può essere quindi così descritta.

$$\min_{\Delta P} f(\Delta P, x) = \min_{\Delta P} \sum_{i=1}^{N_{DER}} (Cost_{activation_i}) \quad 2.19$$

$$\overrightarrow{\Delta P} = (\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_{N_{DER}}) \quad 2.20$$

$$\Delta P_i \leq \Delta P_{max_i} \quad 2.21$$

$$i = 1, \dots, N_{DER} \quad 2.22$$

dove N_{DER} è il numero complessivo delle risorse distribuite che garantiscono la disponibilità ad attivare il servizio; ΔP_{max_i} indica la massima flessibilità erogabile dall' i -esima delle N_{DER} , cioè il valore di potenza attiva stabilito dal BSP. Infatti, a seguito dell'accettazione di un'offerta su MLT il BSP deve ripartire la potenza accettata tra le DER da lui controllate ed originariamente incluse nell'offerta presentata. Il vettore x è, invece, rappresentativo delle grandezze di stato del sistema (tensioni), ΔP l'insieme delle N_{DER} quantitativi di flessibilità ΔP_i richiesti e da determinare attraverso la routine di OPF, e $Cost_{activation_i}$ il costo di attivazione associato con ciascuna di esse. In genere, le curve di costo dei generatori (che mettono in relazione la potenza generata ed il costo di produzione) sono fornite come curve di costo incrementale lineari a tratti [21]. Tuttavia, trattandosi nella fattispecie di un mercato dei servizi ancillari, dove le risorse vengono retribuite in maniera proporzionale alla quantità di flessibilità attivata, la 2.19 può essere così riscritta:

$$\min_{\Delta P} \sum_{i=1}^{N_{DER}} (\Delta P_i \cdot pr_{activation_i}) \quad 2.23$$

dove $pr_{activation_i}$, trattandosi di un mercato *pay-as-bid*, rappresenta il costo unitario [€/MWh] di attivazione della risorsa di flessibilità i -esima.

2.2.2.3 Tool di simulazione PF e OPF

Per l'implementazione delle routine di *Power Flow* e di *Optimal Power Flow* descritte, rispettivamente, nelle sezioni 2.2.2.1 e 2.2.2.2, viene utilizzato Matpower, un tool di Matlab particolarmente utile per la simulazione di reti elettriche e condurre analisi di PF e OPF [27]. Lo stesso strumento può comunque essere realizzato anche per mezzo di Pypower [28] che è la versione Python di Matpower. Le varie simulazioni sono state condotte assumendo gli algoritmi di risoluzione utilizzati di *default* dal *tool*, ed in particolare Newton-Raphson per le analisi di PF ed il Matpower *Interior Point Solver* per i problemi di OPF [29].

2.2.3 Simulazioni della piattaforma di attivazione e controllo

In questa sottosezione viene fornito un esempio dimostrativo di risoluzione delle congestioni attraverso la piattaforma di attivazione durante l'esercizio giornaliero della rete. A tal fine viene utilizzato il modello di una rete in media tensione, riportato in Figura 2.14, ottenuto dalla rete proposto in [30] e opportunamente modificato con l'aggiunta di generazione, carico e linee elettriche. La rete ha 16 nodi ed è caratterizzata dai carichi riportati in Tabella 2.3 e da generatori ai nodi 3, 4, 12 e 13, dove è installata una certa capacità di generazione fotovoltaica. Nel corso della giornata varia sia il profilo di carico che la potenza generata dal fotovoltaico. Si assume, inoltre, l'assenza di carico e di generazione al nodo 1, cioè il punto di interconnessione della rete di distribuzione con quella di trasmissione, in alta tensione. In particolare, la Tabella 2.3 riporta i valori medi, e nominali, assunti per il carico ed il fotovoltaico; mentre i profili adimensionali di carico e generazione di un'intera giornata tipo sono mostrati in Figura 2.15. Utilizzando questi dati è possibile eseguire un calcolo e analisi dei flussi di potenza nella rete per ogni momento della giornata.

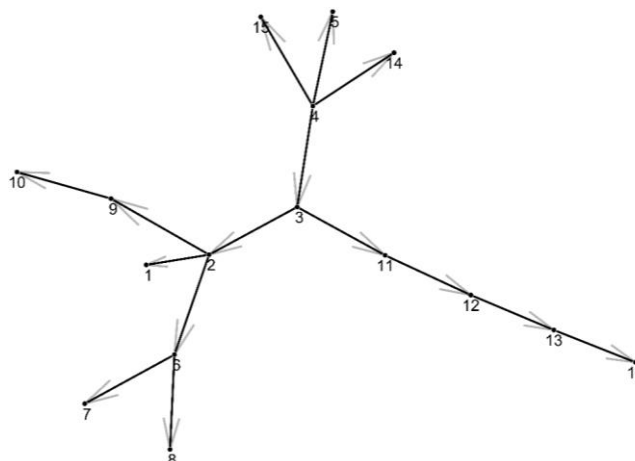


Figura 2.14 – Schema unifilare della rete di distribuzione analizzata.

Nella Tabella 2.3 sono anche riportati i margini di flessibilità ed i prezzi di attivazione delle risorse di flessibilità rappresentata, in questo caso, dalla sola potenza attiva dei carichi dispacciabili. Coerentemente con la fase di avvio del progetto MiNDFlex, è ammessa la fornitura di soli servizi di flessibilità "a salire" garantita da tutte le DER che si assumono in grado di offrire una riduzione del loro carico fino al 75% rispetto al valore di *baseline*. Per quanto riguarda il prezzo di attivazione delle DER, si è considerato uno prezzo massimo di 500 €/MWh le offerte del BSP si sono assunte essere normalmente distribuite con un prezzo medio di 400 €/MWh, inferiore al prezzo massimo, e una deviazione standard di 60 €/MWh. La distribuzione è stata tagliata a destra, riportando al prezzo massimo tutti i prezzi maggiori di esso.

Tabella 2.3 - Dati delle risorse distribuite sulla rete considerata.

Nodo	Potenza PV installata	Potenza attiva media carico	Potenza reattiva media carico	Margine di flessibilità a salire	Prezzo di attivazione flessibilità a salire	Margine di flessibilità a salire	Prezzo di attivazione flessibilità a salire
[#]	[MW]	[MW]	[MVar]	[%]	[€/MWh]	[%]	[€/MWh]
1	-	-	-	-	-	-	-
2	-	0,028	0,029	75	447,53	0	-
3	2,8	0,045	0,045	75	353,97	0	-
4	0,8	0,089	0,091	75	433,29	0	-
5	-	0,028	0,029	75	487,36	0	-
6	-	0,089	0,091	75	491,23	0	-
7	-	0,089	0,091	75	463,30	0	-
8	-	0,045	0,045	75	500,00	0	-
9	-	0,045	0,045	75	373,83	0	-
10	-	0,028	0,029	75	429,38	0	-
11	-	0,878	0,018	75	423,39	0	-
12	1,8	0,615	0,018	75	397,78	0	-
13	0,5	0,703	0,018	75	335,76	0	-
14	-	0,045	0,045	75	344,71	0	-
15	-	0,089	0,091	75	441,41	0	-
16	-	0,659	0,018	75	410,61	0	-

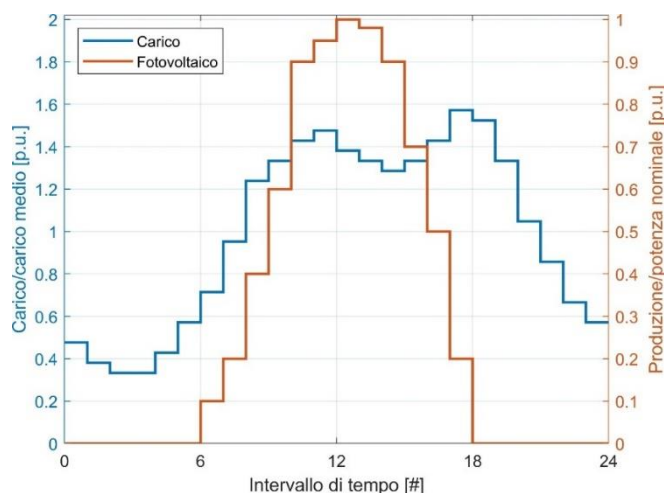


Figura 2.15 – Profili di carico e generazione in p.u.

Ai fini dello studio dei flussi di rete per ciascun intervallo temporale, si è assunta una discretizzazione oraria. Inoltre, si è assunto che tutte le connessioni tra i nodi abbiano una portata limite di 5 MW, ad eccezione delle linee binate tra i nodi 11 e 16, che sono state ipotizzate in manutenzione, riducendo quindi la potenza trasportabile del 50% (quindi 2,5 MW) rispetto alle normali condizioni di normale funzionamento.

La Figura 2.16 riporta i risultati dell'analisi dei flussi di potenza ottenuti dalle simulazioni per tre diversi casi.

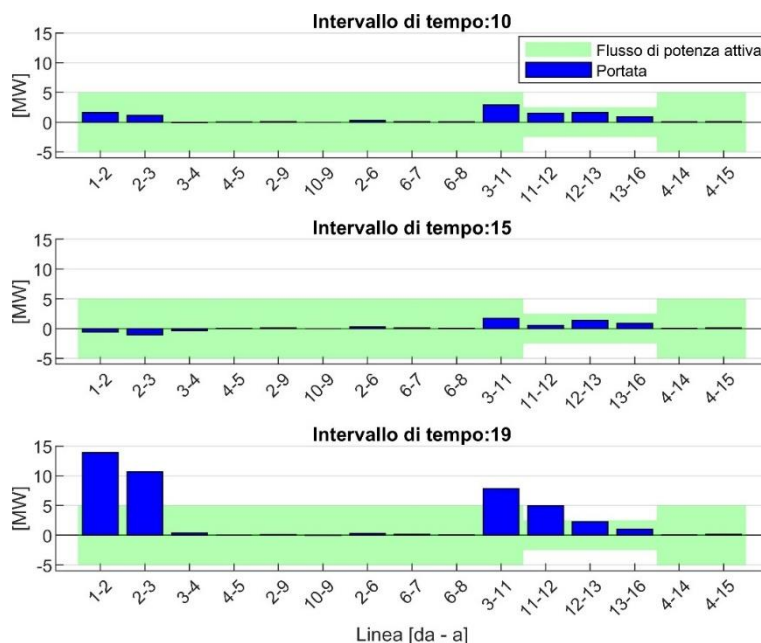


Figura 2.16 – Flussi di potenza attiva nei periodi temporali #: 10, 15 e 19.

Come è possibile notare, il carico al decimo intervallo temporale diviene significativo; tuttavia, una moderata quota parte di energia verrà fornita localmente dalla generazione fotovoltaica evitando così la congestione del *feeder*.

Nel secondo caso, invece, relativo al 15° intervallo temporale, la produzione fotovoltaica diventa complessivamente maggiore del carico globale, e si osserva un'inversione di flusso con parte di energia che fluisce dalla rete MT alla rete AT. Tuttavia, la corrente non supera mai la portata termica delle linee.

Infine, nel terzo caso, durante il 19° intervallo temporale, sebbene il carico risulti solo moderatamente superiore rispetto al primo caso, +15%, la produzione fotovoltaica è nulla. È una condizione che tipicamente si manifesta nelle reti di distribuzione urbane durante le calde giornate estive nelle ore serali e preserali. Ciò si traduce in un consistente prelievo dalla rete di trasmissione e un sovraccarico dei tratti di rete 1-2, 2-3 e 3-11, che superano la potenza limite del *feeder*, pari a 5MW. Allo stesso tempo, anche la connessione tra i nodi 11 e 12 risulta essere congestionata a causa della riduzione complessiva della portata per via della manutenzione. Come prima detto, infatti, questo tratto è soggetto ad una riduzione della sua capacità di trasporto da 5 MW a 2,5 MW in quanto una delle sue due linee che lo compongono è in manutenzione. Da un'analisi della generazione e dei flussi di potenza al 19° intervallo temporale, si può notare come, a causa della dipendenza dal quadrato del valore della corrente, le perdite di potenza attiva incrementino sensibilmente con l'innalzarsi della corrente nel *feeder* e il superamento della portata termica delle linee stesse.

A seguito delle congestioni presenti in alcuni tratti della rete al 19° intervallo temporale, si rende necessario attivare flessibilità richiedendo una variazione di potenza attiva in modo da limitare i flussi di potenza, e quindi di corrente, ai valori limiti ammissibili.

Questo avviene per mezzo dell'algoritmo di *Optimal Power Flow* della piattaforma di attivazione delle flessibilità, descritta nella sezione 2.2.2.2. La Tabella 2.4 riporta i valori delle potenze istantanee definite dall'OPF per il 19° intervallo temporale, in immissione e in prelievo per ciascun nodo, il costo riconosciuto alle singole DER per la loro attivazione ed il costo complessivo di attivazione per il DSO.

Tabella 2.4 - Dati delle DER al 19° intervallo di tempo con flessibilità attivate successivamente all'esecuzione della piattaforma di pianificazione

Nodo	Potenza PV installata	Potenza attiva carico iniziale	Margine di flessibilità a salire	Potenza attiva carico dopo OPF	Prezzo di attivazione flessibilità	Flessibilità attivata	Costo
[#]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[€/MWh]	[MWh]	[€]
1	-	-	-	-	-	-	-
2	-	0,043	0,032	0,043	447,53	0,000	0,00
3	0	0,068	0,051	0,068	353,97	0,000	0,00
4	0	0,136	0,102	0,136	433,29	0,000	0,00
5	-	0,043	0,032	0,043	487,36	0,000	0,00
6	-	0,136	0,102	0,136	491,23	0,000	0,00
7	-	0,136	0,102	0,136	463,30	0,000	0,00
8	-	0,068	0,051	0,068	500,00	0,000	0,00
9	-	0,066	0,050	0,066	373,83	0,000	0,00
10	-	0,043	0,032	0,043	429,38	0,000	0,00
11	-	1,338	1,004	1,338	423,39	0,000	0,00
12	0	0,937	0,703	0,937	397,78	0,000	0,00
13	0	1,071	0,803	0,268	335,76	0,803	269,58
14	-	0,068	0,051	0,068	344,71	0,000	0,00
15	-	0,136	0,102	0,136	441,41	0,000	0,00
16	-	1,004	0,753	0,436	410,61	0,568	233,08
						Costo complessivo [€]	502,66

Analogamente all'intervallo temporale 19, a causa dell'assenza di produzione di energia in locale e dell'elevata richiesta di carico nelle ore serali, congestioni di rete si presentano anche per tutti



gli intervalli compresi tra il 18° e il 21°. La Figura 2.17 mostra la flessibilità acquistata dal DSO durante il giorno, il costo totale sostenuto ed il costo specifico per unità di energia movimentata.

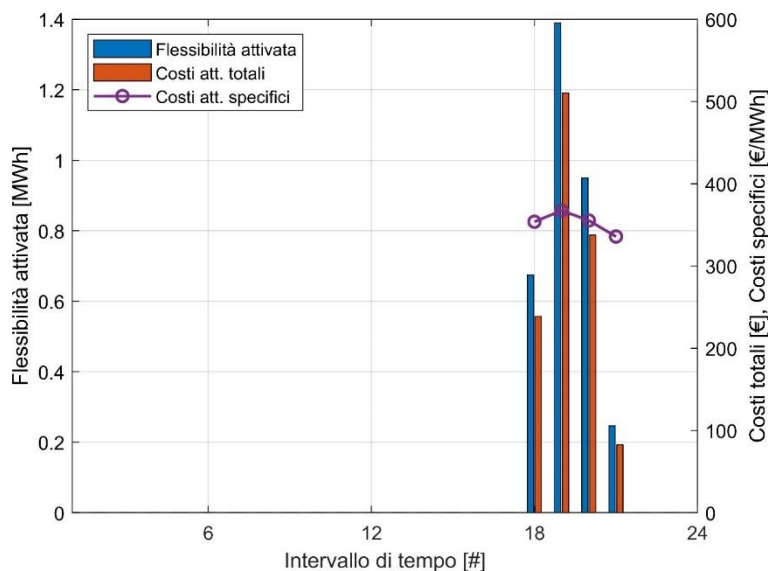


Figura 2.17 – Andamenti giornalieri della flessibilità attivata e dei costi complessivi di attivazione della stessa secondo la minimizzazione svolta dall'OPF.

2.3 La fase a regime

La Figura 2.18 descrive lo schema completo, a regime, del mercato locale della flessibilità composto dalla sezione a termine e a pronti, quest'ultima articolata in una sessione del giorno prima (MLP-MGP) e sei sessioni infragiornaliere MLP-MI.

Il mercato a pronti è il luogo laddove il DSO si approvvigiona dei servizi ancillari locali tramite la definizione di specifici prodotti a pronti. Il mercato a termine permane il luogo di approvvigionamento della disponibilità di capacità, tramite specifici prodotti a termine.

In questa fase per la presentazione di offerte per prodotti a termine verrà infatti richiesto di indicare solamente un prezzo per la disponibilità e l'ordine di merito stilato dal gestore del mercato (GME) sarà basato esclusivamente su questo valore.

La capacità contrattualizzata, tramite la sottoscrizione di un prodotto a termine, viene garantita dal BSP al DSO tramite l'obbligo di offerta sulle sessioni del mercato a pronti cui è soggetto il BSP stesso. Il BSP che ha sottoscritto un prodotto a termine è tenuto infatti a presentare un'offerta minima denominata "offerta obbligatoria" con quantità e prezzo come definito dal prodotto a termine. Il BSP può comunque rivedere in termini migliorativi l'offerta, inoltre sulle sessioni a pronti possono presentare offerte anche BSP che non hanno sottoscritto alcun prodotto a termine e che quindi non sono soggetti ad obblighi se non quelli esplicitamente richiesti dal DSO ed associati al prodotto richiesto.

All'accettazione delle offerte su MLP corrisponde la definizione di un *setpoint* pari ad una variazione dalla *baseline* uguale alla quantità accettata che la risorsa distribuita sottesa ad un determinato POD, ad un aggregato di molteplici DER, è tenuta a mantenere.

MLP si articola in sette sessioni, la sessione al giorno prima ha come oggetto di contrattazione tutto i periodi del giorno successivo, le offerte devono essere presentate dai BSP entro le 15:30, entro le 17:30 sono pubblicati i risultati preliminari ed entro le 20:30 i risultati definitivi, le sessioni infragiornaliere hanno come oggetto di contrattazione periodi ciascuno di 4 ore, le offerte devono essere presentate dai BSP entro 2 ore dall'inizio del periodo, i risultati preliminari vengono comunicati 1 ora prima.

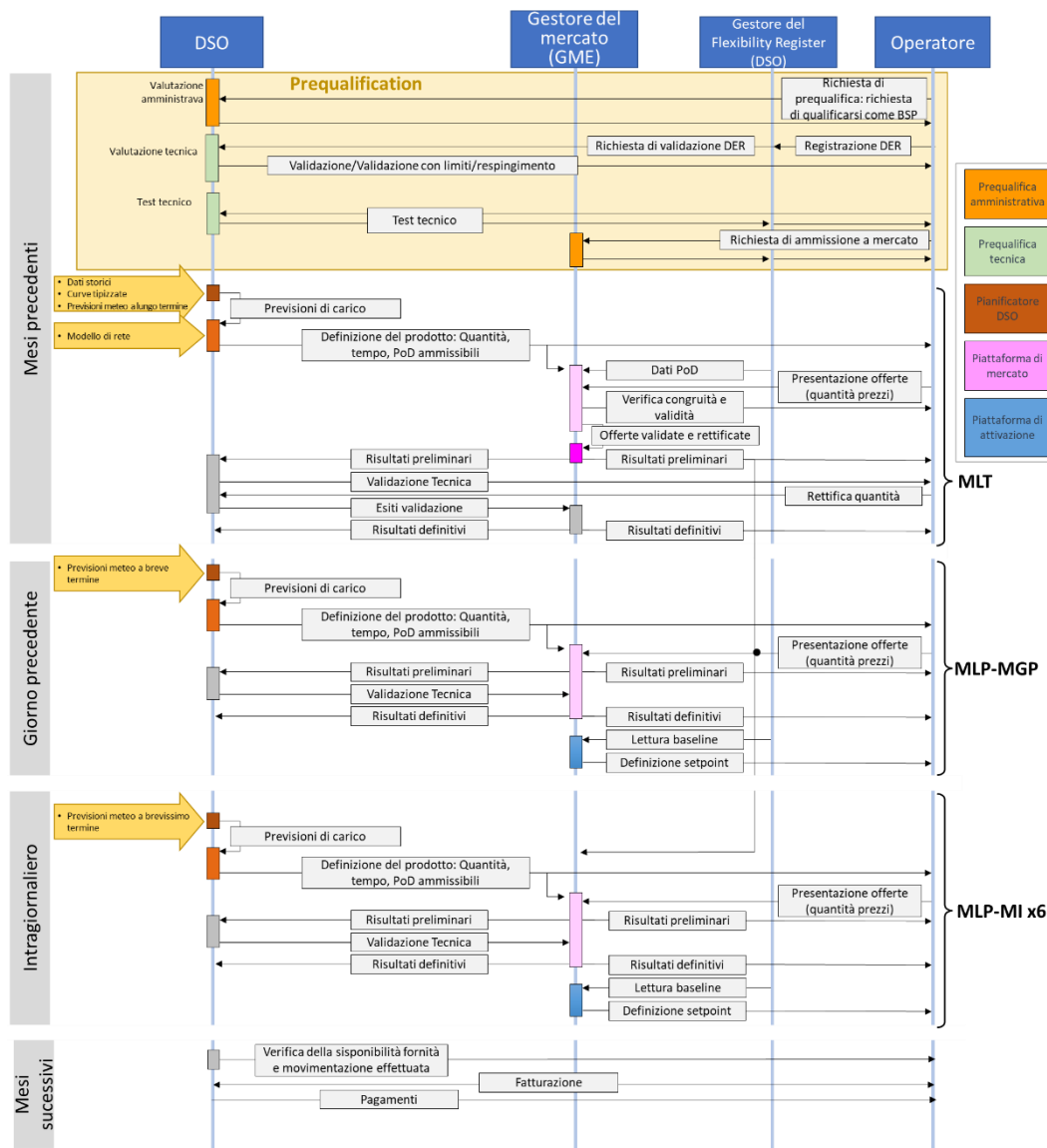


Figura 2.18 - Schema di funzionamento del MLF a regime.

Dal punto di vista degli strumenti software impiegati nella fase a regime si assistono alcuni cambiamenti rispetto a quanto osservato nella fase transitoria. Similmente alla fase transitoria, nella sessione a termine il DSO per mezzo del proprio strumento di pianificazione basato su previsioni a lungo termine definisce i prodotti a termine per i quali intende approvvigionarsi. I BSP presentano offerte indicando la capacità che intendono offrire e (diversamente dalla fase transitoria) solamente il prezzo richiesto per la disponibilità, sulla base di quest'ultimo il Gestore del Mercato stila l'ordine di merito delle offerte validate e, a seguito validazione tecnica del DSO, accetta definitivamente le offerte degli operatori fino al raggiungimento della quantità richiesta dal DSO. Al giorno prima, sulla base previsioni aggiornate al breve termine (ca. 36h), attraverso lo strumento di pianificazione, il DSO presenta richiesta per i prodotti a pronti di cui ritiene di aver bisogno, i BSP presentano offerte indicando la quantità e il prezzo di utilizzo. Sulla base di quest'ultimo il Gestore di Mercato stila l'ordine di merito economico ed accetta le offerte fino al raggiungimento della quantità indicata dal prodotto a pronti definito dal DSO. Anche in questo caso il DSO è chiamato a validare i risultati preliminari e, fornendo adeguata motivazione, può esprimere eventuali limitazioni a livello di quantità accettata per una singola risorsa distribuita.



Infine, sulla base di previsioni a brevissimo termine (8h) e attraverso lo strumento di pianificazione, il DSO definisce prodotti a pronti da richiedere sulle sessioni infragiornaliere del MLP. I BSP presentano offerte che vengono selezionate dal Gestore di Mercato con un processo analogo a quanto effettuato per la sessione al giorno prima.

Per cui, differentemente dalla fase transitoria, non vi è un algoritmo di ottimizzazione (*Optimal Power Flow*) direttamente eseguito dal DSO al fine dell'attivazione della flessibilità. Il processo è affidato alle sette sessioni del mercato a pronti. Lo strumento di pianificazione del DSO riveste un ruolo ancor più centrale in quanto viene eseguito molteplici volte, non solo per la definizione dei prodotti a termine, ma anche per la definizione dei prodotti a pronti sulla sessione MGP e su ciascuna delle sei sessioni MI. Per l'applicazione su MLP viene infatti sviluppata una variante specifica basata sulle previsioni meteo illustrata nei dettagli nel Capitolo 3. Tuttavia, ad ogni chiamata dell'algoritmo di pianificazione cambiano i dati di input *basati* su previsioni sempre più a breve termine caratterizzati da incertezze ridotte. Infine, anche la piattaforma di mercato è chiamata ad essere utilizzata più volte per risolvere, non solo il mercato a termine, ma tutte le sessioni del mercato a pronti. Se nella fase transitoria l'ordine di merito era stilato sulla base del prezzo complessivo, calcolato secondo l'equazione 2.1, nelle diverse chiamate previste dalla fase a regime il criterio di merito cambia, per il MLT è il prezzo di disponibilità, mentre è il prezzo di utilizzo per il MLP.

2.4 Principali conclusioni e sviluppi futuri

L'attività condotta e descritta in questo capitolo ha riguardato la definizione del progetto pilota per i servizi di flessibilità MiNDFlex. In particolare, durante l'attività è stata identificata la porzione di rete dell'area di Milano più interessante per svolgere le sperimentazioni previste dal progetto pilota e sono stati definiti i servizi da richiedere alle utenze abilitate a fornire i servizi e la taglia minima di queste risorse. A questa fase è seguita la definizione del regolamento di esercizio del progetto e degli strumenti necessari per il funzionamento dell'intera architettura tecnico/economica di gestione della rete.

Nella seconda fase, si è quindi proceduto nello sviluppo di questi strumenti focalizzando l'attenzione principale alla definizione degli strumenti di pianificazione e alla piattaforma di attivazione e controllo. Gli strumenti di pianificazione per il DSO sono utili a identificare le risorse necessarie per compensare eventuali problematiche di rete (congestioni e funzionamento in caso di guasto) considerando principalmente il MLT in cui il DSO si rifornisce di disponibilità per la fornitura di servizi ancillari locali nel medio-lungo termine. È quindi seguita un'analisi delle risorse da approvvigionare e dei costi da assegnare per la disponibilità e per l'attivazione dei servizi. La piattaforma di attivazione e controllo permette invece di identificare e localizzare le eventuali problematiche di rete e quindi di selezionare in modo ottimo le risorse per far fronte alle congestioni al minimo costo.

L'attività ha quindi permesso di proseguire nello sviluppo del progetto pilota. Gli sviluppi futuri riguarderanno, a seguito dell'approvazione da parte di ARERA del progetto pilota, la creazione di una prima asta per il mercato a termine, la qualificazione dei BSP, l'abilitazione e la validazione delle risorse distribuite e l'effettuazione delle prime sperimentazioni, attraverso gli strumenti sviluppati, che avverranno presumibilmente durante il periodo estivo, quando si verificano le maggiori richieste di potenza elettrica.

3 - PREVISIONE DELLA DOMANDA A BREVE E A BREVISSIMO TERMINE

La gestione della rete elettrica attraverso la fornitura di servizi di flessibilità è subordinata alla conoscenza di informazioni dettagliate acquisite in tempo reale delle grandezze di rete e conoscere la generazione e la domanda con un livello di dettaglio spaziale e temporale sufficiente a rilevare le eventuali anomalie nelle differenti sessioni del mercato. Avere informazioni sul carico con un orizzonte temporale di 1-2 giorni di anticipo è condizione necessaria per pianificare e gestire in modo efficace ed efficiente le possibili risorse di flessibilità. A queste previsioni si aggiungono inoltre le previsioni a brevissimo termine necessarie per poter attivare in tempo reale le risorse ed eventualmente correggere le previsioni a breve termine e quindi conoscere il carico atteso con un elevato grado di accuratezza.

L'attività descritta in questo capitolo è relativa all'implementazione della filiera operativa per la previsione di carichi disaggregati (per *feeder*) e aggregati (per interconnessione) su una porzione di rete MT di Milano individuata nel progetto pilota MiNDFlex di Unareti.

3.1 Filiera operativa

L'attività di previsione della domanda è stata sviluppata come continuazione dell'attività iniziata nel 2021 nell'ambito della collaborazione tra RSE ed Unareti. Nel corso del precedente anno di attività è stata esaminata la possibilità di calcolare il carico elettrico utilizzando differenti metodi predittivi: due di *machine learning* (*Random Forest*, RF e *Generalized Boosting Machines*, GBM) ed uno statistico (*functional Principal Component Analysis*, fPCA [31]). I metodi sono stati utilizzati per effettuare previsioni a breve termine, ovvero a passo di 15' e con un orizzonte previsionale di 3 giorni completi in avanti.

Nel corso del presente anno di attività è stata esaminata la porzione di rete MT selezionata nel progetto MiNDFlex e sempre gestita da Unareti (Ponzio), caratterizzata da 2 interconnessioni e da 13 *feeder* rispettivamente. È stato pertanto necessario acquisire nuovi dati storici di carico ed implementare una serie di procedure per l'acquisizione in tempo reale dei dati dal server di Unareti e per l'attivazione delle previsioni a breve termine e di quelle a brevissimo termine del carico elettrico utilizzate dalla piattaforma di attivazione gestita dal DSO per la determinazione, ed eventualmente l'attivazione, delle risorse di flessibilità. Lo studio dettagliato dei sistemi predittivi qui brevemente illustrati è riportato in un altro rapporto di Ricerca di Sistema [32].

3.1.1 Acquisizione dati misurati

Anche per questa nuova sottostazione MT sono stati resi disponibili da parte del DSO i dati di carico misurati in corrispondenza di 2 interconnessioni (codificate come 9010021 e 9020021) e di 13 *feeder* (codificati come 9010121÷9010421 e 9020121÷9020921). Il periodo storico è stato fornito come dato di carico rilevato ogni 10' tra il 01/01/2018 ed il 24/01/2023. I dati sono poi stati interpolati linearmente rispetto ad intervalli temporali di 15'.

A partire dal 24/01/2023 è stata attivata l'acquisizione in tempo reale dei files prodotti dal DSO e resi disponibili tramite un server SFTP di Unareti. I files sono prodotti ogni 15' e contengono i dati relativi alle misure di corrente e di tensione delle interconnessioni e dei *feeder* degli ultimi 15'. Le misure sono archiviate quando viene riscontrata una variazione rispetto al dato precedentemente memorizzato superiore al 3% per la corrente ed al 1% per la tensione. Poiché le variazioni di corrente e di tensione non sono sincrone, e quindi nemmeno le loro misurazioni, si ipotizza un andamento a gradino di corrente e di tensione, mantenendo il valore costante fino alla successiva misura. In questo modo è possibile valutare il dato di carico $L(t_m)$ mediante la formula (3.1):

$$L(t_m) = V(t_m) * I(t_m) * \sqrt{3} \cos \varphi \quad 3.1$$

in cui la serie temporale t_m ha cadenza del minuto. In questo contesto è stato imposto $\cos \varphi = 1$, non disponendo al momento di informazioni utili per una sua determinazione più accurata. I dati sono poi archiviati in un database di RSE come valore medio, minimo e massimo relativi al quarto d'ora precedente.

Le misure delle 15 unità sono state esaminate per cercare di individuare delle peculiarità che potessero aiutare nella scelta del metodo predittivo da implementare. L'analisi ha evidenziato comportamenti molto diversi a seconda dell'unità esaminata. In Tabella 3.1 sono riportate le principali caratteristiche degli andamenti del carico misurato per le due interconnessioni e per i 9 feeder. In particolare, la colonna "uso" indica i diversi usi, quali domestico (D), non domestico (ND) e termico (TH), ordinati in base al valore del massimo carico registrato (l'indicazione "(ND)" indica un contributo non rilevante di ND); la voce "ciclo fer/fes" indica se è presente in maniera debole/normale/forte una variazione del carico tra i giorni feriali e quelli festivi. Infine, in "descrizione" è fornita una descrizione riassuntiva del comportamento osservato nel 2023.

Tabella 3.1 – Descrizione delle principali caratteristiche del carico delle interconnessioni (inter) e dei feeder collegati. Le tipologie di uso sono: domestico (D), non domestico (ND) e termico (TH).

Unità	tipo	uso	Ciclo fer/fes	descrizione
9010021	inter	–	Normale	Andamenti regolari nel tempo, con notevole aumento del carico tra fine giugno e fine agosto. Cicli regolari nei restanti periodi.
9010121	feeder	TH+D + (ND)	Forte	Andamenti fortemente irregolari, sia come <i>baseline</i> che come frequenza intergiornaliera.
9010221	feeder	ND+TH + (ND)	Forte	Andamento regolare fino a fine giugno, poi ampia variabilità e cambio <i>baseline</i> fino ad inizio novembre.
9010321	feeder	ND+D+TH	Normale	Andamenti regolari; aumento del carico tra inizio giugno e fine agosto.
9010421	feeder	D+ND+TH	Debole	Andamenti sufficientemente regolari; crescita dei valori massimi di carico tra fine giugno e inizio agosto, poi una forte crescita nella settimana successiva a Ferragosto.
9020021	inter	–	Normale	Andamento abbastanza regolare, crescita del carico nel periodo estivo, stabile nel restante periodo.
9020121	feeder	D+ND	Debole	Presenza di periodi di 3-4 giorni con differenti <i>baselines</i> ; carico molto variabile in giugno-luglio, forte calo in agosto; presenza di picchi non simmetrici.
9020221	feeder	TH	Forte	Andamento molto regolare, ma forte crescita della <i>baseline</i> da fine giugno a fine agosto.
9020321	feeder	D+ND+TH	Debole	Andamento molto irregolare durante tutti i mesi, salvo luglio-agosto; presenza di molteplici picchi nella parte centrale della giornata; presenza di valori nulli.
9020421	feeder	TH	–	Irregolare – <i>non predicibile</i>
9020521	feeder	TH	–	Attivazione secondo particolari programmi predefiniti, assente nel periodo estivo, <i>difficilmente predicibile</i> .
9020621	feeder	T1P	Debole	Andamento regolare, salvo crescita <i>baseline</i> tra fine giugno e fine agosto. Presenza di picco asimmetrico, con maggiore carico pomeridiano.
9020721	feeder	T2P	–	Attivazione secondo particolari programmi predefiniti, assente nel periodo estivo, <i>difficilmente predicibile</i> .
9020821	feeder	TR2P	–	Andamento fortemente variabile ed <i>impredicibile</i>
9020921	feeder	TR3P	Debole	Andamento regolare, forte calo della <i>baseline</i> in agosto; presenza di elevata frequenza intergiornaliera.

3.1.2 Previsioni a breve termine

Le previsioni a breve termine, ovvero con cadenza di 15' ed orizzonte previsionale di 3 giorni in avanti, sono state ottenute applicando il metodo statistico *functional Principal Component Analysis* (fPCA) descritto in un precedente rapporto di RdS [33]. Il metodo effettua una sorta di decomposizione dei profili giornalieri di carico in una componente media e in un insieme di componenti secondarie che permettono di descrivere con maggiore precisione le variazioni rispetto all'andamento medio. Queste componenti secondarie hanno pesi (*scores*) che variano con l'ordine della componente e dipendono dal giorno considerato. La decomposizione viene effettuata considerando unicamente le misure pregresse. La previsione in avanti viene invece calcolata effettuando la previsione in avanti di 1-2-3 giorni degli *scores* e applicando poi la ricomposizione delle componenti per ottenere il profilo di carico atteso per i giorni in avanti.

Poiché il carico ha in generale una forte dipendenza dal tipo di giorno esaminato (feriale, festivo, ponte, prefestivo o postfestivo), la previsione degli *scores* per i giorni in avanti tiene conto della tipologia dei giorni pregressi e viene effettuata applicando un metodo di *machine learning*².

Le forzanti meteorologiche utilizzate per la previsione degli *scores* sono sostanzialmente i valori giornalieri della temperatura soggettiva e dell'irraggiamento globale su piano orizzontale, per tener conto dell'eventuale presenza di impianti fotovoltaici da generazione distribuita. Una descrizione accurata dei predittori è descritta in [32].

Nel corso di questa prima fase esplorativa sono state utilizzate le uscite in sei punti che contengono la linea MT esaminata. I modelli numerici usati sono quelli adottati operativamente in RSE, ovvero WRF (*Weather Research and Forecasting Model*, versione 3.9) [34] sviluppato presso NCAR (USA), e RAMS (*Regional Atmospheric Modeling System*, versione 6.0) [35] sviluppato da ATMET e dalla Colorado State University. Questi modelli sono entrambi eseguiti utilizzando due differenti *driver* globali, l'*Integrated Forecast System* (IFS) gestito dal ECMWF, ed il *Global Forecast System* (GFS) gestito dalla NOAA (USA). Sono utilizzate le corse delle 12UTC dei modelli globali, in modo tale da poter disporre delle previsioni a breve termine di carico verso le 21:30 solari.

È anche possibile applicare il medesimo metodo per calcolare una particolare persistenza, utilizzando per i giorni in avanti gli *scores* relativi all'ultimo giorno della medesima tipologia di quello da prevedere. La filiera previsionale è stata attivata ad inizio gennaio 2023.

In Figura 3.1 e Figura 3.2 sono riportati i diagrammi di dispersione del carico previsto in funzione di quello osservato per l'intero anno 2023. La prima figura si riferisce all'interconnessione 9010021, mentre la seconda al *feeder* 9020221.

Le prime righe di ogni figura riportano le previsioni ottenute applicando il metodo fPCA, mentre le seconde righe contengono i diagrammi della persistenza. Le colonne a), b) e c) si riferiscono all'orizzonte previsionale, rispettivamente del primo, secondo e terzo giorno in avanti.

Ogni diagramma è corredato anche di alcuni indici di errore, quali l'errore sistematico (BIAS), l'errore assoluto medio (MAE), l'errore quadratico medio (MSE), l'indice di correlazione di Pearson (R) calcolati a partire dal confronto tra previsione W_k^{fore} e misura W_k^{obse} su N campioni.

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (W_k^{fore} - W_k^{obse}) \quad 3.2$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |W_k^{fore} - W_k^{obse}| \quad 3.3$$

$$MSE = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N (W_k^{fore} - W_k^{obse})^2} \quad 3.4$$

² Random Forest, libreria ranger della suite statistica R.

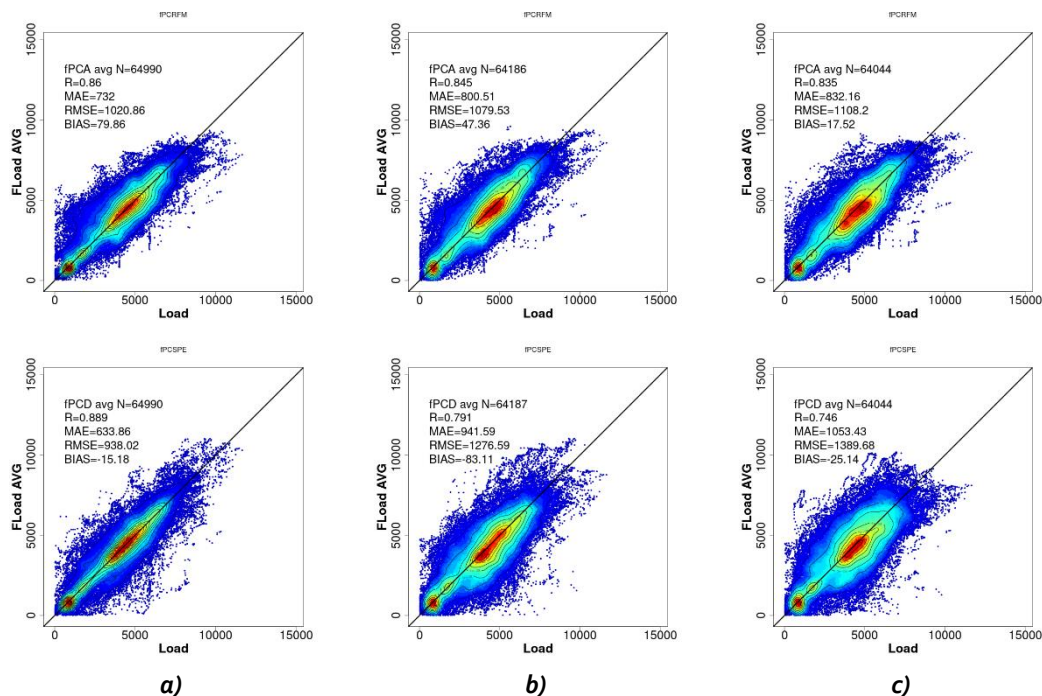


Figura 3.1 – Diagrammi di dispersione del carico previsto in funzione di quello osservato. La riga in alto si riferisce alle previsioni ottenute applicando le fPCA, la riga in basso alla persistenza. L'orizzonte previsionale è a) primo giorno, b) secondo giorno, c) terzo giorno in avanti. Interconnessione 9010021.

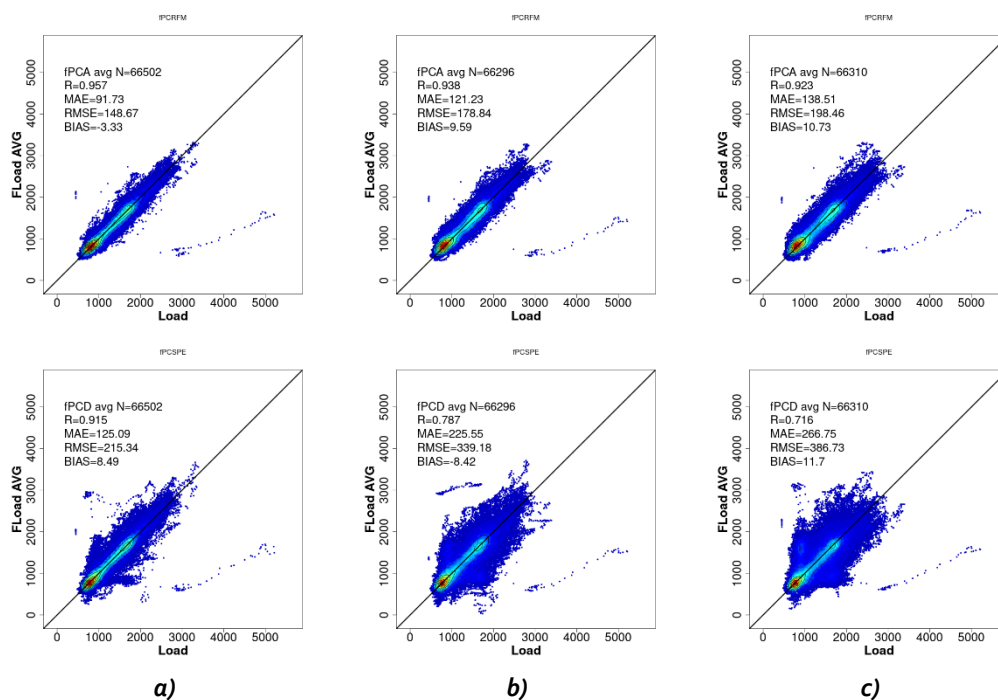


Figura 3.2 – Diagrammi di dispersione del carico previsto in funzione di quello osservato. La riga in alto si riferisce alle previsioni ottenute applicando le fPCA, la riga in basso alla persistenza. L'orizzonte previsionale è a) primo giorno, b) secondo giorno, c) terzo giorno in avanti. Feeder 9020221.



3.1.3 Previsioni a brevissimo termine

Mentre le previsioni a breve termine sono calcolate una volta al giorno, quelle a brevissimo termine sono attivate a valle dell'acquisizione e caricamento in database dei files quartodotari contenenti le misure di corrente e di tensione delle varie unità. L'orizzonte previsionale di queste previsioni è di 6 ore in avanti, ed i regressori utilizzati sono la previsione a breve termine e la serie temporale delle misure aggiornate fino al quarto d'ora precedente l'esecuzione del nuovo *run*.

Sono state testate due metodologie, una basata su un modello lineare ed una su un metodo autoregressivo ARIMAX. In entrambi i casi sono stati utilizzati diversi dataset di addestramento, costituiti dai 2, 4, 7, 14 e 30 giorni pregressi, per esaminare la dipendenza della prestazione del modello dalla lunghezza del *dataset* di addestramento. La persistenza viene utilizzata come regressore in quanto risulta essere un ottimo predittore per i time step previsionali compresi tra +15' e circa un'ora in avanti. Per ognuno degli orizzonti previsionali considerati (da +15' a +240' a passo 15') sono costruiti i corrispondenti modelli, per ognuno dei dataset di addestramento. I dati esaminati per testare i sistemi predittivi si riferiscono al periodo 01/02/2023 ÷ 11/04/2023.

Il metodo ARIMAX è decisamente influenzato dalla persistenza, per tutti gli orizzonti temporali esaminati, sicché i risultati migliori per le prime due ore in avanti si ottengono con un ARIMAX addestrato con solo 2 giorni di storia pregressa. Il metodo basato sul modello lineare mostra le migliori performance con addestramenti dell'ordine di 14 giorni e orizzonti previsionali superiori alle 2 ore. Si deve però segnalare che le prestazioni possono variare dall'orizzonte considerato, così come dall'unità considerata, ovvero dall'andamento pregresso del carico misurato.

3.2 Principali conclusioni e sviluppi futuri

L'attività svolta ha dapprima riguardato la struttura delle previsioni a breve termine che è stata modificata rispetto a quanto fatto nell'annualità precedente. Inoltre, è stata implementata e messa in servizio la filiera operativa per le previsioni delle interconnessioni e dei *feeder* della sottostazione di Ponzio, che è sede del progetto pilota MiNDFlex. Dai risultati ottenuti emerge la bontà della persistenza come predittore per la prima giornata di previsione, e un deterioramento delle previsioni fPCA non rilevante con l'aumento dell'orizzonte previsionale. Ciò evidenzia che gli indici di errore sono fortemente dipendenti dalla tipologia di unità esaminata.

Le previsioni a breve termine forniscono un andamento del comportamento medio sulla base di un lungo periodo di addestramento, cercando di individuare il comportamento di base medio (le *baseline* del carico) che ci si attende per i prossimi giorni. Nel caso in cui si attuino delle modifiche nella configurazione, sia per problemi tecnici sia per mutate condizioni ambientali o di lavoro (ad es. forte uso di raffrescamento nel periodo fine giugno-fine agosto), la previsione a breve termine impiega dei giorni per assecondare la richiesta, mentre le previsioni a brevissimo termine sono in grado di fornire indicazioni più precise quasi in tempo reale.

Le prestazioni delle previsioni a brevissimo termine sono infatti sempre migliori di quelle a breve termine, in quanto nei primi step previsionali la previsione è fortemente dominata dalla persistenza, che è comunque un ottimo predittore per orizzonti brevi. Al crescere dell'orizzonte previsionale le performance degradano, in quanto la previsione risulta essere sempre più dominata dalle informazioni fornite dalla previsione a breve termine.

La messa in funzione e lo sviluppo di queste previsioni è di fondamentale importanza per la messa in servizio del progetto pilota MiNDFlex. Nel prosieguo dell'attività, oltre ad integrare i metodi previsionali con la piattaforma di gestione del progetto pilota, verranno anche analizzati metodi ottimizzati di previsione a breve e brevissimo termine che permettono di affiancare alla previsione anche l'incertezza ad essa associata.



4 - ALGORITMI DI STIMA DELLA TEMPERATURA E CARICABILITÀ CAVI INTERRATI

I sistemi di generazione distribuita e i nuovi carichi elettrici connessi nella rete di distribuzione incrementano significativamente la corrente che fluisce attraverso i componenti di rete che, in molti scenari operativi, sono eserciti in prossimità dei loro limiti di trasporto, frequentemente definiti sulla base di criteri termici. Tali limiti sono però tradizionalmente determinati utilizzando modelli statici e conservativi, che trascurano l'inerzia termica dei componenti e assumono le peggiori condizioni di scambio termico con l'ambiente. L'adozione di tali margini di caricabilità statici, noti come *Static-Thermal-Rating* (STR), garantisce l'esercizio sicuro ed affidabile dei componenti ma ne compromette il loro pieno sfruttamento poiché, per gran parte della loro vita operativa, le temperature reali di esercizio dei componenti risultano inferiori ai limiti massimi consentiti.

Questo eccessivo conservativismo comporta un sottoutilizzo dei componenti, che risulta particolarmente rilevante nel caso di linee di distribuzione in cavo che rappresentano in molti contesti operativi i componenti critici che limitano la capacità di carico di intere sezioni di rete. Questa conclusione è confermata da numerosi studi sperimentali, che dimostrano come per l'80-90% della vita utile di linee di distribuzione in cavo, i margini di caricabilità reali sono sensibilmente superiori rispetto a quelli statici [36]. Ciò ha favorito lo sviluppo di metodi dinamici per la stima della capacità di carico di linee elettriche, noti come *Dynamic Thermal Rating* (DTR), che consentono di stimare la reale portata al limite termico di linee in cavo a partire dal reale stato termico del componente ed in funzione delle reali condizioni di scambio termico. La stima dinamica della portata al limite termico delle linee in cavo richiede l'impiego di accurati modelli termici volti a prevedere, per ogni valore della corrente, l'evoluzione della temperatura nel punto caldo del cavo ed il corrispondente tempo massimo consentito per cui esso può sostenere la corrente senza danneggiarsi, una volta noti lo stato termico effettivo del cavo e le variabili ambientali reali. Queste informazioni consentono di definire la curva di caricabilità dinamica della linea.

L'impiego di tale approccio dinamico garantisce l'esercizio sicuro ed affidabile della linea, in quanto garantisce che la temperatura del conduttore non superi una fissata soglia massima di esercizio, ed il pieno utilizzo della linea, in quanto determina i valori massimi della corrente di carico modellando l'inerzia della linea e gli effetti delle reali condizioni di scambio termico con l'ambiente. Tali benefici, tuttavia, dipendono fortemente dall'accuratezza e dall'affidabilità delle tecniche di modellazione adottate per descrivere le dinamiche termiche della linea. In tale contesto, l'attività descritta in questo capitolo, e sviluppata in collaborazione con l'Università del Sannio, riguarda lo sviluppo di modelli e di metodi di stima della temperatura e caricabilità dei cavi interrati.

4.1 Modellistica in assenza di discontinuità longitudinale

Tra i diversi approcci metodologici proposti in letteratura [37], [38], in questa prima fase della ricerca è stato sviluppato un modello termico dinamico in due dimensioni (2D) basato su Metodo agli Elementi Finiti (FEM), che consente di determinare l'andamento della temperatura in diversi punti della linea, per diverse condizioni di posa e per assegnati profili temporali della corrente di carico e delle condizioni ambientali. Assumendo una simmetria longitudinale per il sistema di cavi, che risulta ben verificata in assenza di discontinuità spaziali lungo l'asse del conduttore e avendo una dimensione trasversale molto più piccola rispetto a quella longitudinale, è possibile discretizzare il dominio di riferimento in due dimensioni, e ricavare l'andamento temporale della temperatura assunta da ogni elemento dello spazio di coordinate (x, y) , risolvendo il seguente sistema di equazioni differenziali alle derivate parziali:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{u'''}{k_i} = \frac{1}{\alpha_i} \frac{\partial T_i(\theta)}{\partial \theta} \quad 4.1$$

dove $T_i(\theta)$ è la temperatura dell'elemento i -esimo, k_i è la conducibilità del materiale, α_i la diffusività e u''' rappresenta la generazione di calore interna.

Tale equazione può essere formalizzata per descrivere il comportamento termico di linee in cavo per diverse condizioni di posa e di esercizio, anche in presenza di correnti di carico e condizioni ambientali tempo varianti, ma in assenza di discontinuità longitudinali. A tal fine, per modellare la sezione trasversale sono state affrontate diverse tematiche, tra cui:

- Descrizione geometrica dei cavi e relative proprietà fisiche;
- Generazione del profilo di discretizzazione spaziale (*mesh*);
- Risoluzione del sistema di equazioni differenziali alle derivate parziali per condizioni di esercizio ed ambientali stazionarie e variabili nel tempo mediante l'utilizzo di equazioni alle derivate parziali;

La modellistica è stata affrontata su una situazione reale di impiego di cavi di media tensione disposti a trifoglio posati in canale come illustrato in Figura 4.1.

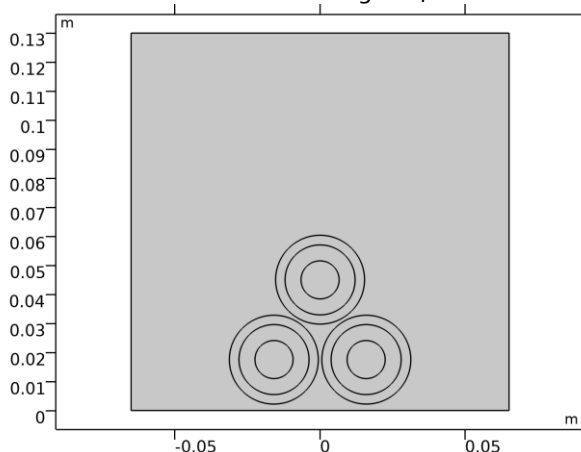


Figura 4.1 – Geometria cavi disposti a trifoglio in canale

I dati caratteristici della linea sono riassunti nella Tabella 4.1 e Tabella 4.2.

Tabella 4.1 – Parametri geometrici del singolo cavo

Parametro (Materiale)	Valore (m)
Diametro conduttore (Al)	0,0131
Diametro isolante (XLPE)	0,0306
Diametro guaina (PVC-P)	0,0241
Larghezza del canale	0,13

Tabella 4.2 – Parametri dei materiali

Parametro (unità di misura)	Al	XLPE	PVC-P
Conducibilità elettrica (S/m)	$3,5 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^{-15}$	$1 \cdot 10^{-5}$
Densità (kg/m^3)	2700	945	1400
Conducibilità termica (W/mK)	237	0,3	0,2
Calore specifico ($J/kg K$)	925,93	2539,7	1214,3



La discretizzazione spaziale utilizzata per la risoluzione delle equazioni differenziali alle derivate parziali è illustrata in Figura 4.2.

La soluzione stazionaria del sistema di equazioni differenziali alle derivate parziali descrittivo delle dinamiche termiche della linea per una fissata condizione di esercizio è riportata in Figura 4.3. Più in dettaglio, nella figura è riportata la distribuzione spaziale della temperatura in tutti i punti del dominio fisico trasversale in condizioni di regime termico.

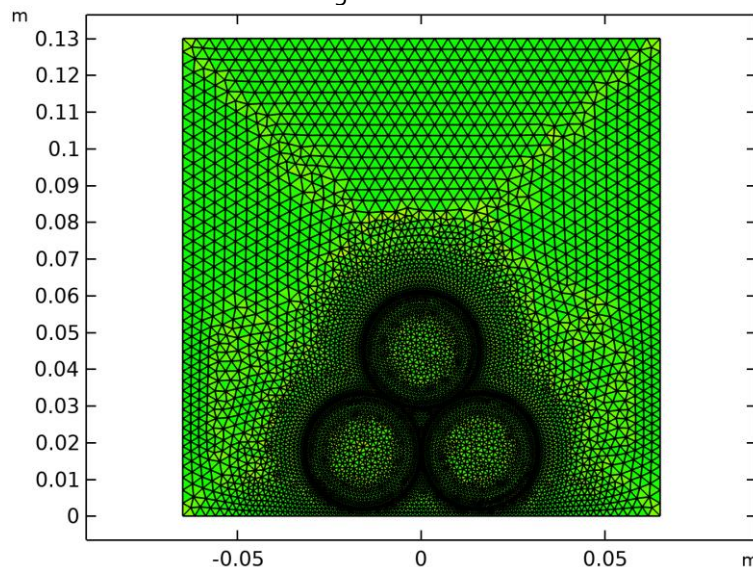


Figura 4.2 – Discretizzazione spaziale della geometria con una triangolare non strutturata e strato limite nei contorni dei cavi.

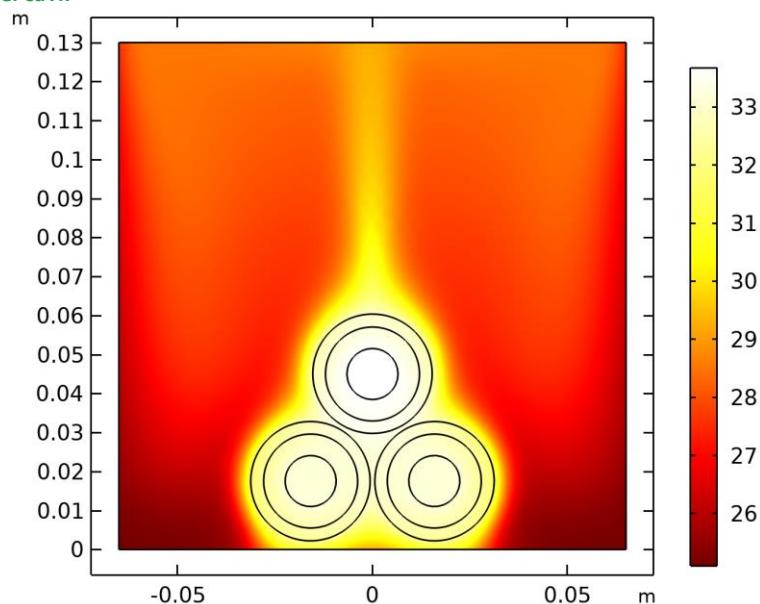


Figura 4.3 – Temperatura in gradi Celsius: soluzione in regime stazionario con temperatura ambiente 25 °C e corrente nei cavi 80 A.

Come è possibile osservare, le temperature in regime termico sono più alte nel cavo superiore. Questo è determinato dal fatto che i due cavi sottostanti nella configurazione a trifoglio influenzano la temperatura del cavo superiore. Inoltre, l'aumento della temperatura dei cavi induce un aumento di temperatura dell'aria circostante che quindi tende a muoversi verso l'alto dissipando calore dei cavi sottostanti. La Figura 4.4 mostra l'andamento della velocità dell'aria in regime stazionario.

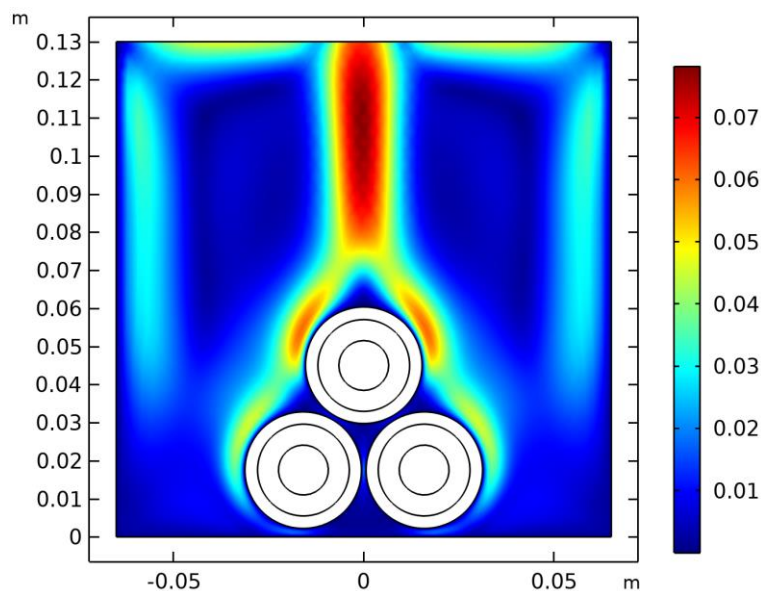


Figura 4.4 – Modulo della velocità dell'aria in m/s.

Ulteriori analisi sono state condotte risolvendo il modello termico della linea in condizioni di tempo-varianti. In tale condizione operativa, il profilo temporale della temperatura nel punto più caldo della linea calcolato dal modello è riportato in Figura 4.5.

Il modello termico consente, inoltre, di stimare, per ogni istante di tempo, ulteriori variabili utili a caratterizzare lo stato termico degli elementi della linea, quali, ad esempio, la distribuzione spaziale della temperatura nella linea, e i vettori rappresentativi dei relativi flussi termici.

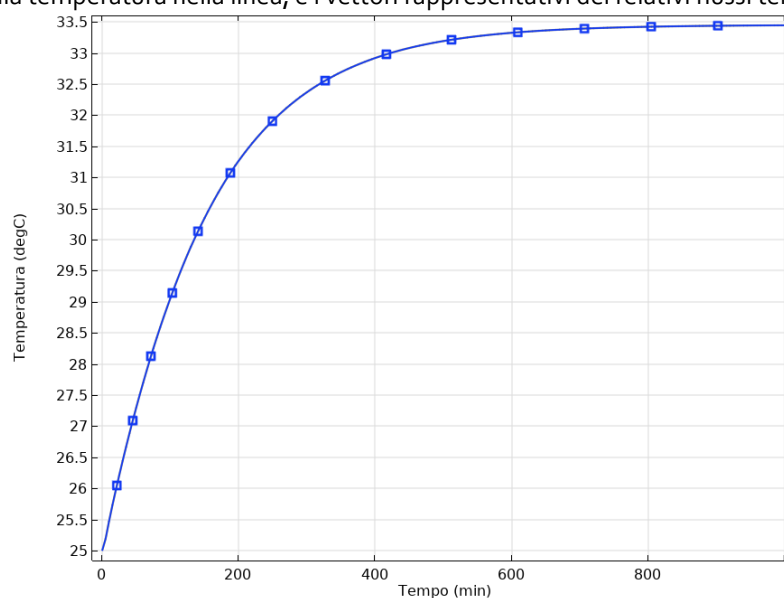


Figura 4.5 – Andamento temporale della temperatura in gradi celsius nel punto più caldo della linea.

4.2 Modellistica in presenza di discontinuità longitudinale

Il modello termico in 2D, visto nel paragrafo precedente, non consente di modellare accuratamente gli effetti termici indotti da eventuali discontinuità longitudinali, dovute ad esempio alla presenza di giunzioni, che rappresentano dei punti critici della linea nei quali è molto probabile la presenza di *hot-spot*, con conseguente aumento della probabilità di guasto [37]. Per

superare tale limitazione è necessario implementare un modello termico dinamico in tre dimensioni che, tuttavia, presenta complessità computazionale incompatibili con il processo di stima iterativa della curva di caricabilità dinamica. Per ovviare a tale problematica è stato sviluppato un modello termico linearizzato, che consente di modellare le dinamiche termiche delle giunzioni.

La modellazione termica di linee in cavo in presenza di discontinuità longitudinale richiede lo sviluppo di un modello termico volto a prevedere l'evoluzione dinamica della temperatura del punto caldo per ogni ipotetica corrente di carico, considerando il reale stato termico della giunzione. Poiché questo modello influenza direttamente le prestazioni dell'intero processo di calcolo esso deve risultare:

- accurato: per descrivere con precisione il comportamento termico assiale e longitudinale delle giunzioni;
- affidabile: poiché una sottostima della temperatura delle giunzioni potrebbe ridurre sensibilmente la vita utile del cavo;
- efficiente: poiché l'algoritmo computazionale deve essere invocato periodicamente per adattare la curva di caricabilità alle effettive condizioni di scambio termico tra le giunzioni dei cavi e l'ambiente;

Al fine di ottenere un buon compromesso fra tutti questi obiettivi, nella ricerca è stata adottata una tecnica di modellazione basata su reti termiche equivalenti [39], [40]. In particolare, come proposto in [41], ogni giunzione del cavo è suddivisa in un opportuno numero di volumi cilindrici, ed il comportamento termico di ciascun volume compreso tra due strati successivi può essere modellato dal circuito termico elementare rappresentato in Figura 4.6.

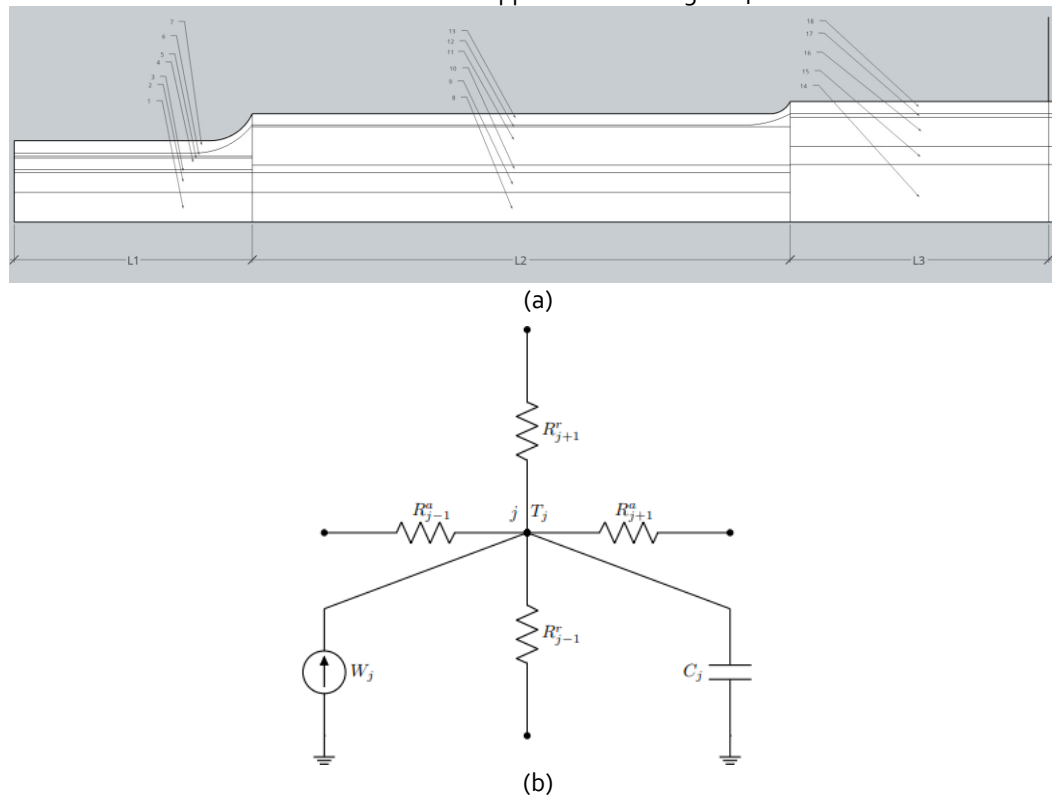


Figura 4.6 – Modello termico del giunto: (a) sezione assiale; (b) rete termica equivalente del j-esimo volume cilindrico.

La rete termica così definita consente di modellare l'evoluzione nel tempo della temperatura del j-esimo volume cilindrico T_j mediante la seguente equazione differenziale del primo ordine:

$$C_j \frac{dT_j}{dt} = W_j + \frac{T_{j-1} - T_j}{R_j^r} - \frac{T_j - T_{j+1}}{R_{j+1}^r} + \sum_{k=1}^n \frac{T_k - T_j}{R_j^a + R_j^k} \quad 4.2$$

$$C_j = \pi L_j c_j (r_{e,j}^2 - r_{i,j}^2) \quad 4.3$$

dove:

- W_j modella la generazione interna di calore (ad esempio, a causa delle perdite per effetto Joule), che viene considerata solo se il j-esimo volume cilindrico appartiene a uno strato elettricamente conduttivo;
- C_j è la capacità termica, che può essere calcolata come nell'equazione 4.3, in cui c_j , L_j , $r_{e,j}$ e $r_{i,j}$ sono rispettivamente la capacità termica volumetrica, la lunghezza, il raggio esterno e quello interno del j-esimo volume cilindrico, rispettivamente;
- R_j^a e R_j^r sono rispettivamente le resistenze termiche assiali e radiali, che possono essere calcolate come di seguito:

$$R_j^a = \frac{L_j}{\pi \lambda_j (r_{e,j}^2 - r_{i,j}^2)} \quad 4.4$$

$$R_j^r = \frac{1}{2\pi \lambda_j L_j} \ln \frac{r_{e,j}}{r_{i,j}} \quad 4.5$$

dove λ_j è la conduttività termica del j-esimo volume cilindrico.

- R_j^k è la resistenza termica di contatto tra il j-esimo e k-esimo volume cilindrico che deve essere valutata sperimentalmente;

Si tenga conto che, la resistenza termica assiale tra i volumi di confine e l'ambiente dipende dalla temperatura ambiente, dall'umidità, dalla velocità e dalla direzione del vento. Queste resistenze devono essere determinate sperimentalmente. Inoltre, la resistenza termica del j-esimo volume tra il cavo e il tubo in PVC, che descrive i flussi di calore convettivi, radianti e conduttivi, può essere stimata empiricamente mediante le equazioni descritte in [41].

Combinando l'equazione 4.2 per ciascun volume cilindrico consente di descrivere la dinamica termica del giunto del cavo mediante una serie di equazioni differenziali ordinarie, che possono essere espresse in forma vettoriale come segue:

$$\frac{dT}{dt} = AT + bu \quad 4.6$$

4.3 Algoritmo di stima

L'impiego della rete termica equivalente richiede la conoscenza di un elevato numero di parametri, che risultano affetti da elevata incertezza. Queste ultime derivano da molteplici fonti, tra cui l'aleatorietà delle resistenze termiche di contatto, la natura tempo-variante dei parametri termici dei cavi e delle giunzioni (ad esempio a causa dell'invecchiamento), le fluttuazioni delle variabili ambientali e le tolleranze costruttive e di realizzazione. Al fine di mitigare gli effetti indotti da tali incertezze, che possono influenzare sensibilmente la dinamica termica della linea, nella ricerca si è implementata una procedura di calibrazione adattiva, volta a stimare il valore dei parametri che regolano lo scambio termico tra il cavo, la giunzione e l'ambiente [42], [43].

In particolare, è stato implementato un algoritmo di stima indiretta finalizzato a dedurre l'insieme dei parametri del modello termico Γ che minimizza, su un intervallo di tempo limitato t_w la differenza tra la temperatura esterna del giunto (misurata), $T_m^e(t)$, e la stima corrispondente ottenuta risolvendo il modello termico dell'equazione 4.6, $T_e^{ext}(t, \Gamma)$. Pertanto, il problema di calibrazione può essere formalizzato con il seguente problema di ottimizzazione non vincolata:

$$\min_{\Gamma} \sum_{t=0}^{t_w} \omega(T_m^e(t))(T_m^e(t) - T_e^{ext}(t, \Gamma))^2 \quad 4.7$$

dove la funzione di peso $\omega(T_m^e(t))$ ha lo scopo di amplificare gli errori di modellazione per specifiche condizioni operative, ad esempio per garantire una migliore precisione di stima in presenza di condizioni di esercizio critiche. La soluzione del problema di identificazione parametrica consente di calibrare i parametri della rete termica equivalente e, di conseguenza, di elevare l'accuratezza e l'affidabilità del processo di stima dinamica della curva di caricabilità. Quest'ultimo richiede, in particolare, la soluzione del modello termico esplicitato dall'equazione 4.7 utilizzando i parametri calibrati Γ per ogni ipotetica corrente di carico, partendo dalla temperatura effettiva del punto caldo.

La metodologia sviluppata è stata adottata per calcolare la curva di caricabilità dinamica di un cavo di media tensione (MT) con giunti. In riferimento alla Figura 4.6, i parametri fisici e geometrici sono illustrati in Tabella 4.3, Tabella 4.4 e Tabella 4.5. Il cavo di media tensione è un ARE4H1RX (12/20 kV, 185 mm²), mentre i giunti di media tensione sono di tipo convenzionale.

Tabella 4.3 – Parametri fisici e geometrici sezione L1.

Strato	Materiale	r_e [mm]	L [m]	$\lambda(JK^{-1}m^{-1}W)$	$c(J^{-1}m^{-3})$
Conduttore	Alluminio	16,00	0,144	237,022	2,421e6
Mastice	MNAC	21,00	0,144	0,200	2e6
Isolante elettrico	EPDM	29,10	0,144	0,200	2e6
Schermo	Rame	29,70	0,144	390,010	3,434e6
Guaina protettiva	EPDM	33,10	0,144	0,200	2e6

Tabella 4.4 – Parametri fisici e geometrici sezione L2.

Strato	Materiale	r_e [mm]	L [m]	$\lambda(JK^{-1}m^{-1}W)$	$c(J^{-1}m^{-3})$
Conduttore	Alluminio	8,25	0,15	237,022	2,421e6
Isolante conduttore	HEPR	13,75	0,15	0,200	2e6
Mastice	MNAC	15,80	0,15	0,200	2e6
Isolante	EPDM	26,50	0,15	0,200	2e6
Armatura	Rame	27,00	0,15	390,010	3,434e6
Guaina esterna	EPDM	30,10	0,15	0,200	2e6



Tabella 4.5 – Parametri fisici e geometrici sezione L3.

Strato	Materiale	r_e [mm]	L [m]	$\lambda (JK^{-1}m^{-1}W)$	$c(J^{-1}m^{-3})$
Conduttore	Alluminio	8,25	0,0664	237,022	2,421e6
Isolante conduttore	HEPR	13,75	0,0664	0,200	2e6
Schermo cavo	Rame	14,55	0,0664	390,010	3,434e6
Guaina del cavo	PVC	17,75	0,0664	0,167	2e6
Schermo	Rame	18,30	0,0664	390,010	3,434e6
Armatura	Rame	19,20	0,0664	390,010	3,434e6
Guaina	EPDM	22,60	0,0664	0,200	2e6

L'intero sistema di cavi è installato nella struttura di laboratorio di RSE, secondo lo schema illustrato in Figura 4.7. La rete sperimentale è costituita da due anelli chiusi identici, ovvero l'anello A, che comprende un singolo giunto (JOINT A) il cui conduttore funziona a tensione nulla, e l'anello B, che integra un singolo giunto (JOINT B) il cui schermo è collegato a terra, e la tensione del conduttore è imposta da un regolatore di tensione con in serie un trasformatore elevatore. La corrente del cavo viene generata tramite un trasformatore azionato da un regolatore di tensione. In questo modo, i due anelli di cavi identici funzionano con la stessa corrente di carico. Questa condizione viene continuamente verificata monitorando la tensione e la corrente delle spire attraverso i trasformatori di tensione e corrente indicati rispettivamente come VT, CTA e CTB [44]. Inoltre, questo sistema sperimentale di cavi è stato dotato di sensori di temperatura installati sulla superficie dei cavi e delle giunzioni di entrambi gli anelli. Inoltre, i profili di temperatura del conduttore dell'anello A sono monitorati da termocoppie installate direttamente sulla superficie del conduttore. I sensori di temperatura sono basati su termocoppie commerciali di tipo T (precisione ± 1 C e intervallo fino a 370 C). Tutti i segnali di controllo e di misura sono raccolti in un rack e digitalizzati per le attività di post-elaborazione.

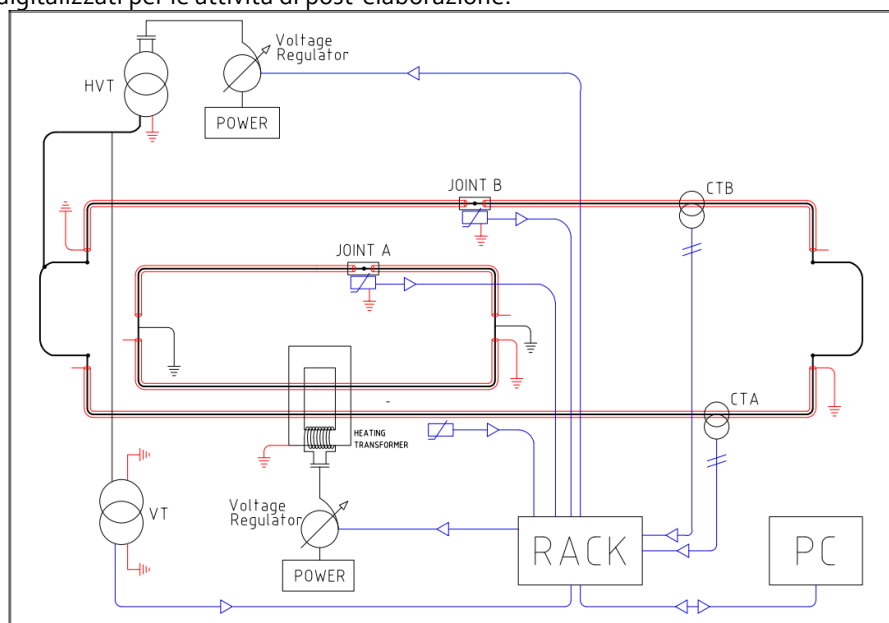


Figura 4.7 – Sistema di test RSE adottato per validare sperimentalmente la metodologia proposta.

Attraverso questa struttura di test, è possibile regolare la corrente di carico e misurare i profili di temperatura corrispondenti nelle sezioni più critiche del cavo e dei giunti. In questo modo si determina direttamente la temperatura dell'*hot-spot* dell'intero sistema di cavi.

Per verificare sperimentalmente l'efficacia della metodologia sviluppata, sono stati acquisiti i profili misurati della temperatura esterna del giunto, della temperatura ambiente e della corrente di carico, con un periodo di campionamento di 10 secondi, per 24 ore. Questi profili misurati, riportati nelle Figura 4.8 e Figura 4.9, sono stati adottati per calibrare il modello termico risolvendo il problema formalizzato nella equazione 4.7.

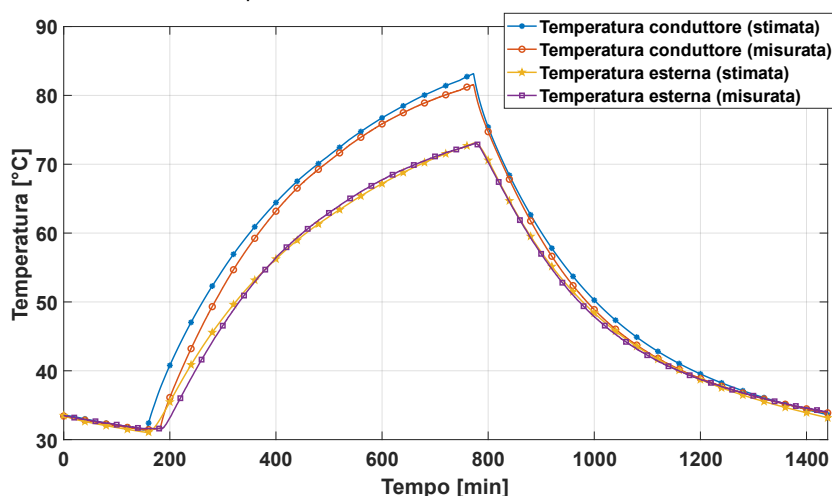


Figura 4.8 – Profili di temperatura misurati e stimati nei punti di hot-spot nei giunti dei cavi.

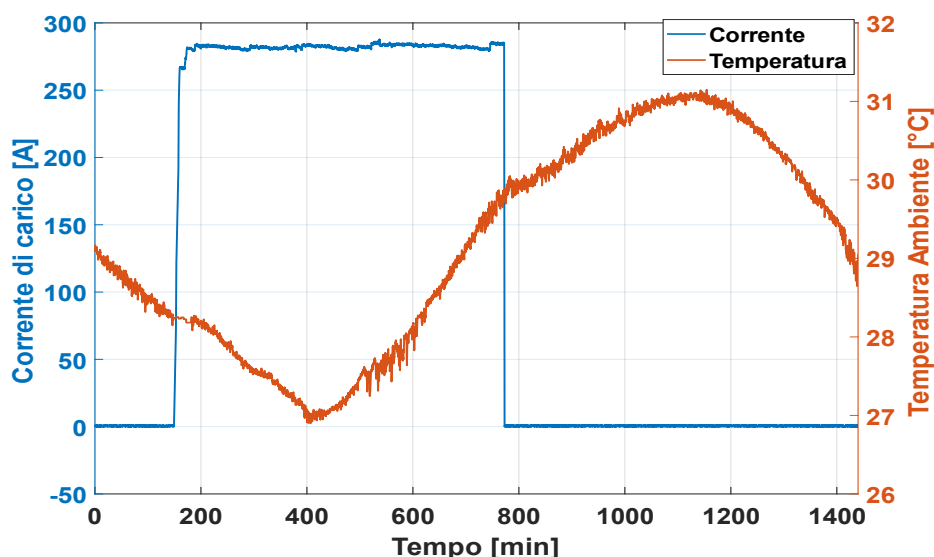


Figura 4.9 – Profili di temperatura ambiente e corrente adottati per la calibrazione del modello termico.

L'analisi di questi profili conferma l'efficacia del modello termico calibrato nello stimare accuratamente il profilo di temperatura di *hot-spot*, fornendo una stima conservativa rispetto al profilo misurato. Questo aspetto conferma l'affidabilità della metodologia sviluppata nella valutazione dinamica dei margini di caricabilità. Inoltre, l'elevata precisione del modello termico calibrato è stata confermata sperimentalmente utilizzando diversi profili di corrente di carico e di temperatura ambientale, registrati per un periodo di funzionamento di dieci giorni. In particolare, la Figura 4.10 riporta il corrispondente istogramma dell'errore di stima, definito come:

$$e(t) = T_e^{hs}(t, \Gamma) - T_m^{hs}(t)$$



dove $T_e^{hs}(t, \Gamma)$ e $T_m^{hs}(t)$ sono, rispettivamente, la temperatura stimata e misurata del punto caldo.

Dalla valutazione dell'equazione 4.8 è possibile affermare che il modello termico calibrato possiede un'accuratezza che consente di stimare la temperatura di *hot-spot* con un errore medio di circa 1.5 °C.

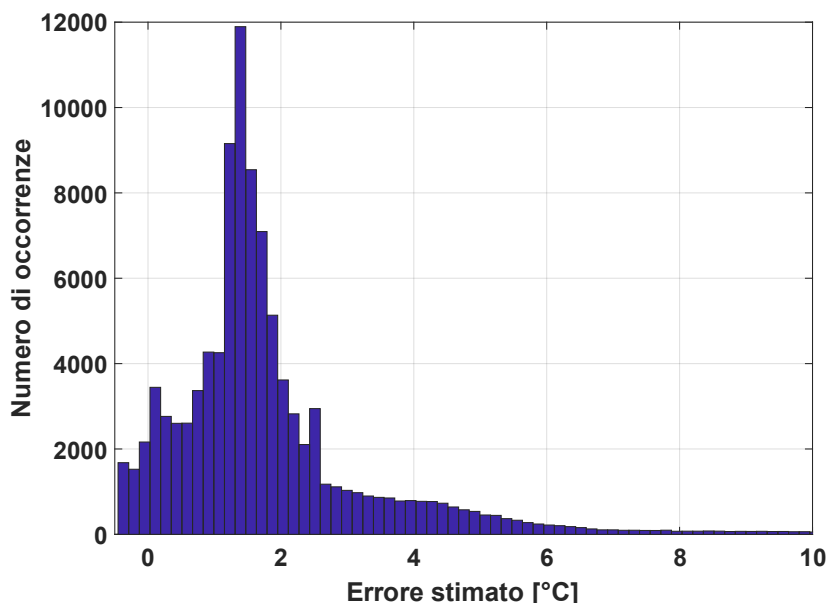


Figura 4.10 – Istogramma dell'errore di stima del modello termico calibrato per 10 giorni di funzionamento.

Dopo aver valutato l'accuratezza del modello termico calibrato, i valori nominali dinamici del sistema di cavi possono essere calcolati in maniera affidabile per ogni stato di funzionamento. In particolare, la Figura 4.11 riporta le curve di capacità di carico relative a tre diversi stati termici del cavo, caratterizzati da una temperatura del punto caldo di 40,75 °C, 61,52 °C e 73,26 °C, rispettivamente. Le curve indicano per quanto tempo è possibile sostenere una data corrente prima di raggiungere il target limite di temperatura. La curva è quindi funzione della temperatura iniziale a cui il cavo è sottoposto.

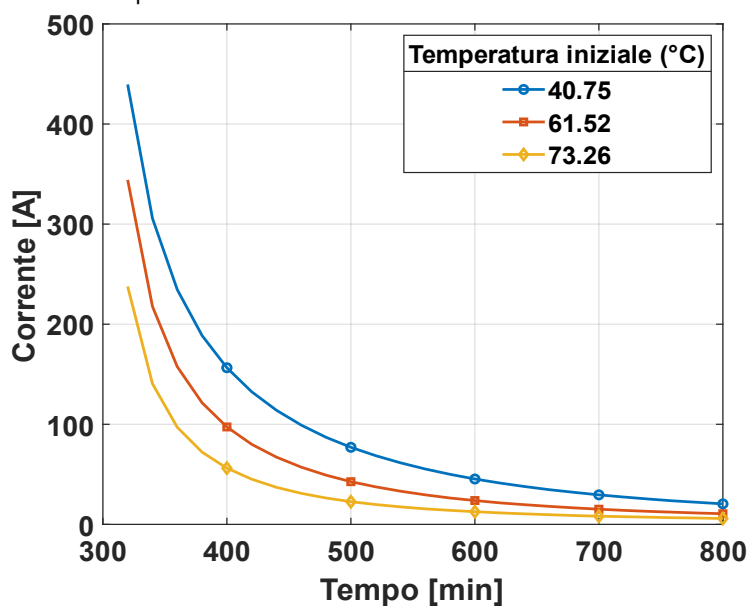


Figura 4.11 – Curve di caricabilità calcolate rispetto a 3 temperature iniziali diverse.



4.4 Principali conclusioni e sviluppi futuri

Nella prima fase della ricerca è stato sviluppato un modello termico dinamico in due dimensioni (2D) basato su Metodo agli Elementi Finiti, che consente di determinare l'andamento della temperatura in diversi punti della linea, per diverse condizioni di posa e per assegnati profili temporali della corrente di carico e delle condizioni ambientali. Tale modello termico è stato, quindi, utilizzato per calcolare iterativamente la curva di caricabilità dinamica della linea per ogni ipotetica condizione di esercizio. Il modello termico in 2D, tuttavia, non consente di modellare accuratamente gli effetti termici indotti da eventuali discontinuità longitudinali, dovute ad esempio alla presenza di giunzioni, che rappresentano dei punti critici della linea nei quali è molto probabile la presenza di *hot-spot*, con conseguente aumento della probabilità di guasto. Per superare tale limitazione è stato necessario implementare un modello termico dinamico in tre dimensioni che, tuttavia, presenta complessità computazionale incompatibili con il processo di stima iterativa della curva di caricabilità dinamica. Per ovviare a tale problematica è stato quindi sviluppato un modello termico linearizzato, che consente di modellare le dinamiche termiche delle giunzioni. Tale approccio modellistico, che si basa sulla definizione di una rete termica equivalente che descrive i flussi di calore assiali e radiali nelle sezioni del giunto e del cavo, richiede, tuttavia, la conoscenza di un elevato numero di parametri che risultano affetti da elevata incertezze. Per calibrare il valore di tali parametri è stato sviluppato un metodo di stima indiretta che, sulla base della misura della temperatura esterna del giunto per un periodo di tempo limitato, consente di determinare il set di parametri che minimizza l'errore quadratico medio di predizione. La rete termica ed il processo di calibrazione adattativi sono stati integrati in un *framework* di stima dei margini di caricabilità di linee in cavo con giunzioni. L'accuratezza di tale *framework* è stata validata sperimentalmente sul sistema di cavi in media tensione installato presso i laboratori di RSE.

Il modello sviluppato e le prove sperimentali effettuate mostrano che la valutazione dinamica della temperatura dei cavi elettrici è uno degli strumenti più promettenti per migliorare la flessibilità della rete e aumentare la pervasione di generatori di energia rinnovabile nelle reti elettriche di distribuzione. La base matematica sulla quale questo complesso strumento di stima si basa è un modello termico accurato e affidabile volto a prevedere l'evoluzione transitoria della temperatura del conduttore nei punti di *hot-spot*, che rappresentano i punti critici che limitano la capacità di trasporto dell'intera linea. Le due tecniche di modellazione sono state integrate in metodi per la stima periodica della curva di caricabilità dinamica di linee in cavo in media tensione e sono state validate da studi di simulazione, per la prima tecnica, ed analisi sperimentali sviluppate presso i laboratori di RSE, per il secondo metodo. I risultati ottenuti hanno dimostrato l'accuratezza degli approcci di modellazione termica implementati nel progetto di ricerca, che hanno permesso di stimare in modo affidabile i margini di caricabilità, assicurando che tutti i componenti del cavo non superassero la temperatura consentita.

A prosecuzione di tale attività, si proseguirà nell'attività di validazione delle prestazioni dei metodi di stima della temperatura e caricabilità dei cavi interrati per mezzo delle campagne sperimentali condotte su porzioni di rete reali sempre all'interno del perimetro della sperimentazione del progetto pilota MiNDFlex.



5 - CONCLUSIONI

L'attività sviluppata e descritta in questo rapporto tecnico vuole proseguire nello sviluppo degli strumenti per la realizzazione di un progetto pilota per la fornitura di servizi locali ancillari per il DSO come proposto dalla delibera ARERA 352/2021/R/eel del 03 agosto 2021. Lo scopo della sperimentazione è quello di individuare le soluzioni tecniche e regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali utili per gli operatori della rete di distribuzione, necessari per gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, soddisfacendo gli obiettivi in materia di decarbonizzazione e limitando gli investimenti per il potenziamento fisico delle infrastrutture.

Nel corso di questa fase dell'attività, la ricerca svolta in collaborazione con Unareti si è concentrata principalmente sullo sviluppo del progetto pilota MindFlex, con l'identificazione dell'area d'interesse, l'identificazione delle necessità di flessibilità, la definizione delle caratteristiche del servizio di flessibilità e lo sviluppo degli strumenti necessari per la fornitura di servizi locali di flessibilità. Questi strumenti comprendono i metodi di *Optimal Power Flow*, le tecniche di previsione della domanda a brevissimo termine e gli algoritmi di stima della temperatura e della caricabilità dei cavi.

Durante l'attività si è quindi partiti dalla definizione del progetto pilota per i servizi di flessibilità MiNDFlex, individuando una porzione della rete di Milano utile per le sperimentazioni e definendo i servizi da richiedere alle risorse disponibili, insieme a criteri di taglia minima. Successivamente, sono stati stabiliti il regolamento del progetto e gli strumenti tecnico-economici per la gestione della rete. In particolare, l'attività si è concentrata sullo sviluppo di strumenti di pianificazione e di una piattaforma di attivazione e controllo, utili per gestire le problematiche di rete e selezionare le risorse in modo efficiente. È stata quindi condotta un'analisi per la definizione ottimale del prodotto di flessibilità dal quale risulta che con gli attuali *strike price* è conveniente per il DSO approvvigionarsi di disponibilità secondo lo scenario peggiore per evitare delle perdite di carico. Infine, sono stati sviluppati gli strumenti di attivazione e controllo delle risorse che sono basati su un *Power Flow* per l'individuazione di eventuali problematiche di rete e su un *Optimal Power Flow* per l'attivazione delle risorse. Tale strumento è atto a minimizzare i costi per l'attivazione dei servizi durante la fase transitoria del progetto in cui non è previsto l'utilizzo di un mercato a pronti. Tutti gli strumenti visti finora sono basati sull'applicazione di metodi di previsione su diverse scale spaziali e temporali. Le previsioni a breve termine sono infatti necessarie per approvvigionare la flessibilità con 1 o 2 giorni in anticipo, mentre la previsione a brevissimo termine servono per correggere in tempo reale le necessità di flessibilità e quindi garantire l'esercizio sicuro della rete. A tale scopo, sono state implementate e messe in servizio le previsioni a breve e brevissimo termine per le interconnessioni e per i *feeder* sottesi all'area del progetto pilota MiNDFlex. I risultati hanno evidenziato l'efficacia della persistenza come predittore per la prima giornata di previsione, con un deterioramento trascurabile delle previsioni fPCA all'aumentare dell'orizzonte previsionale. Le prestazioni migliori si riscontrano inoltre nelle previsioni a brevissimo termine, influenzate dalla persistenza per gli orizzonti più brevi, mentre a lungo termine la previsione si basa sempre più sulle informazioni delle previsioni a breve termine.

Infine, come ultima attività è stato sviluppato un modello e sono state condotte prove sperimentali per la valutazione dinamica della temperatura dei cavi elettrici. Questo strumento è di particolare importanza per poter gestire con limiti dinamici i componenti della rete elettrica e tener conto delle limitazioni e i margini derivanti dalla temperatura d'esercizio. Il metodo di stima si basa su un modello termico preciso e affidabile che prevede come la temperatura del conduttore evolve nei punti critici, noti come hot-spot, che limitano la capacità di trasporto della linea. Queste tecniche sono integrate in metodi per stimare periodicamente la curva di caricabilità dinamica delle linee in cavo di media tensione. La validazione è avvenuta tramite studi di simulazione e analisi sperimentali condotte presso i laboratori di RSE. I risultati hanno confermato l'accuratezza degli approcci di modellazione termica, garantendo che i componenti del cavo non superassero le temperature consentite.



Le attività descritte in questo rapporto hanno permesso di individuare il perimetro del progetto pilota MiNDFlex e di sviluppare i principali strumenti per la gestione flessibile della rete di distribuzione. Il progetto pilota proseguirà con la creazione di un mercato a termine, la selezione dei partecipanti e l'avvio delle prime prove, presumibilmente durante l'estate dove si verificano congestioni di rete a causa delle ondate di calore. Sarà quindi cruciale mettere in funzione e perfezionare i metodi di previsioni di breve e brevissimo termine sui quali sono basate le piattaforme di gestione di MiNDFlex. Inoltre, durante il prosieguo dell'attività, si integreranno i metodi previsionali nella piattaforma di gestione del progetto e si esamineranno approcci ottimizzati per le previsioni a breve e brevissimo termine, inclusa la gestione dell'incertezza. Si continuerà inoltre con la validazione delle prestazioni dei metodi di stima della temperatura e della capacità di carico dei cavi interrati attraverso campagne sperimentali all'interno del perimetro del progetto pilota MiNDFlex.



6 - BIBLIOGRAFIA

- [1] IEA, «World Energy Outlook 2022,» IEA, 2022.
- [2] ARERA, *Delibera 300/2017/R/eel*, 5 maggio 2017.
- [3] ARERA, *Delibera 02 agosto 2018 422/2018/R/eel*, 2018.
- [4] ARERA, *Delibera 03 agosto 2021 352/2021/R/eel*, 2021.
- [5] M. Pendieu Kwaye e R. Lazzari, «Topology Identification in Distribution Network based on Phasor Measurement Units,» in *IEEEIC / I&CPS Europe*, Bari, 2021 .
- [6] R. Lazzari e M. Pendieu Kwaye, «Risultati della sperimentazione attraverso la TF di RSE di algoritmi di stima dello stato della rete,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21008730, Milano, 2021.
- [7] P. M. Callahan e D. A. Douglass, «An experimental evaluation of a thermal line uprating by conductor temperature and weather monitoring,» *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 3, n. 4, 1988.
- [8] L. Pellegrino e R. Lazzari, «Strumenti di misura e controllo per la gestione di risorse aggregate di flessibilità,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20010615, Milano, 2020.
- [9] L. Pellegrino, R. Lazzari, D. A. Ronzio, S. Sperati e F. Viterbo, «Progetti pilota per la fornitura di servizi alla rete,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21010608, Milano, 2021.
- [10] R. Lazzari, G. D'Avanzo e D. Ronzio, «I servizi di rete per i DSO: requisiti, potenzialità, e strumenti di flessibilità,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 22013973, Milano, 2022.
- [11] Unareti, «Sperimentazione MiNDFlex per la rete elettrica di Milano,» [Online]. Available: <https://www.unareti.it/it/media/progetti/sperimentazione-mindflex-rete-elettrica-milano>. [Consultato il giorno 5 Luglio 2023].
- [12] Areti, «Progetto Romeflex,» [Online]. Available: <https://www.aret.it/conoscere-aret/innovazione/progetto-romeflex>. [Consultato il giorno 10 11 2023].
- [13] e-distribuzione, «Il progetto edge,» [Online]. Available: <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>. [Consultato il giorno 10 11 2023].
- [14] Unareti, «Piano di Sviluppo,» Unareti, Milano, 2021.
- [15] Snam; Terna, «Documento di Descrizione degli Scenari,» 2022.
- [16] GME, «Regolamento del Mercato Locale della Flessibilità,» 2023.
- [17] Unareti, «MiNDFlex Schema di Regolamento - Allegato 5 Standard per la definizione dei prodotti a termine e dei prodotti a pronti,» Milano, 2024.
- [18] ARERA, «Delibera 372/2023/R/eel,» 2023.
- [19] Terna, «Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano,» 2021.
- [20] S. F. Bush, *Smart grid communication-enabled communication-enabled power grid*, Chichester: Wiley, 2014.
- [21] M. L. Crow, *Computational methods for electric power systems*, Boca Raton: CRC Press, 2010.
- [22] E. Vaahedi, *Practical power system operation*, Hoboken: Wiley, 2014.
- [23] J. Momoh, *SMART GRID - Fundamentals of Design and Analysis*, New Jersey: Wiley, 2012.
- [24] Stagg e El-Abiad, *Computer methods in power system analysis*, McGraw-Hill, 1968.
- [25] S. Chatterjee e S. Mandal, «A novel comparison of gauss-seidel and newton-raphson methods for load flow analysis,» in *2017 International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC)*, Chennai, India, 2017.
- [26] C. Rodio, G. Giannoccaro, S. Bruno, M. Bronzini e M. La Scala, «Optimal Dispatch of Distributed Resources in a TSO-DSO Coordination Framework,» in *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Catania, 2020.
- [27] «Matpower,» [Online]. Available: <https://matpower.org>. [Consultato il giorno 15 12 2023].
- [28] «Pypower,» [Online]. Available: <https://pypi.org/project/PYPOWER/>. [Consultato il giorno 15 12 2023].



- [29] R. D. Zimmerman e C. E. Murillo-Sanchez, «Matpower User's Manual,» 8 10 2020. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/manual.pdf>. [Consultato il giorno 15 12 2023].
- [30] D. Das, D. Kothari e A. Kalam, «Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 17, n. 5, pp. 335-346, 1995.
- [31] J. Ramsay e B. Silverman, *Functional data analysis*, Springer Series in Statistics, Springer, 2005.
- [32] D. Ronzio e D. D. F. Perona, «Previsioni a breve e brevissimo termine di produzione FRNP e domanda al fine di ottimizzare la flessibilità,» *Ricerca di Sistema*, Rapporto nr. 23013254, Milano, 2023.
- [33] D. Ronzio, E. Collino e D. Perona, «Metodi avanzati di previsione di produzione da FRNP e di domanda energetica,» *Ricerca di Sistema*, Rapporto nr. 22013967, Milano, 2022.
- [34] W. Skamarock, J. Klemp e J. Dudhia, «A description of the Advanced Research WRF Version 3,» *Tech. Note NCAR*, n. 475, 2008.
- [35] R. Pielke, W. Cotton, R. Walko, C. Tremback, W. Lyons, L. Grasso, M. Nicholls, M. Moran, D. Wesley, T. Lee e J. Copeland, «A Comprehensive Meteorological Modeling System – RAMS,» *Meteor. Atmos. Phys.*, vol. 49, pp. 69-91, 1992.
- [36] C.-M. Lai e J. Teh, «Comprehensive review of the dynamic thermal rating system for sustainable electrical power systems,» *Energy Reports*, vol. 8, p. 3263–3288, November 2022.
- [37] A. Bosisio, B. Greco, G. Iannarelli, L. Perfetto, A. Morotti e A. Pegoiani, «Extreme Weather Conditions Effects On Underground Cable Joints Failures: Strategies For Reliability And Resilience Improvement,» in *CIREN 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2021.
- [38] G. Petrović, M. Cvetković, T. Garma e T. Kilić, «An approach to thermal modeling of power cables installed in ducts,» *Electric Power Systems Research*, vol. 214, p. 108916, January 2023.
- [39] T. Bragatto, M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, M. Maccioni e M. Paulucci, «Underground MV power cable joints: A nonlinear thermal circuit model and its experimental validation,» *Electric Power Systems Research*, vol. 149, p. 190–197, August 2017.
- [40] D. Enescu, P. Colella, A. Russo, R. F. Porumb and G. C. Seritan, "Concepts and Methods to Assess the Dynamic Thermal Rating of Underground Power Cables," *Energies*, vol. 14, p. 2591, January 2021.
- [41] T. Bragatto, A. Cerretti, L. D'Orazio, F. M. Gatta, A. Geri and M. Maccioni, "Thermal Effects of Ground Faults on MV Joints and Cables," *Energies*, vol. 12, p. 3496, January 2019.
- [42] D. Villacci e A. Vaccaro, «Transient tolerance analysis of power cables thermal dynamic by interval mathematic,» *Electric Power Systems Research*, vol. 77, p. 308–314, March 2007.
- [43] G. M. Paldino, F. De Caro, J. De Stefani, A. Vaccaro, D. Villacci and G. Bontempi, "A Digital Twin Approach for Improving Estimation Accuracy in Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines," *Energies*, vol. 15, p. 2254, January 2022.
- [44] J. Borghetto, S. L. Chiarello, M. Garotta, L. De Maria, A. Contin e N. Carbi, «Diagnostica dei cavi interrati di media tensione: risultati e valutazione dell'attività,» *Ricerca di Sistema*, RSE, n. 21009208, Milano, 2021.
- [45] W. Gorman, «The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages,» *The Electricity Journal*, vol. 35, n. 8, 2022.
- [46] S. Ericson e L. Lisell, «A flexible framework for modeling customer damage functions for power outages,» *Energy Systems*, vol. 11, pp. 95-111, 2018.
- [47] N. Gilroy, P. Susmarski, S. Ericson e J. Logan, «Customer Damage Function Calculator,» 10 2022. [Online]. Available: <https://cdfc.nrel.gov/>. [Consultato il giorno 15 2 2024].
- [48] G. P. Swinand e A. Natraj, «The Value of Lost Load (VoLL) in European Electricity Markets: Uses, Methodologies, Future Directions,» in *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lubiana, 2019.
- [49] A. Bertazzi, E. Fumagalli e L. Lo Schiavo, «The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: The Italian experience in regulating quality of electricity supply,» in *18 th International Conference on Electricity Distribution CIREN*, Torino, 2005.



- [50] Parlamento Europeo, «Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 maggio 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica,» 2019.
- [51] ACER, «ACER Decision on the Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard: Annex I,» 2020.
- [52] ACER, «Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy,» 2022.
- [53] ARERA, «Delibera 507/2020/R/eel,» 2020.
- [54] L. Marchisio, F. Genoese, F. Vedovelli, F. Salterini e S. Costa, «Estimating the Value of Lost Load in Italy through outage cost survey,» in *AEIT Annual Conference*, Roma, 2022.
- [55] ARERA, «Deliberazione 370/2021/R/eel,» 2021.



7 - APPENDICE 1: IL VALUE OF LOST LOAD (VOLL)

La quantificazione del costo associato al carico perso (VoLL) è un problema oggi sempre più importante al fine di condurre analisi di tipo tecnico-economico circa la stima dei benefici di investimenti infrastrutturali di rete o il reale valore economico di servizi di flessibilità. Tuttavia, non la stima non è immediata e la metodologia da adottare per essa è stata, ed è tutt'oggi, oggetto di dibattito nella comunità scientifica [45].

Alcuni approcci, come quello proposto dal *National Renewable Energy Laboratory* degli Stati Uniti, propongono una suddivisione del costo in tre componenti [46]:

- Costi fissi, che comprendono i costi di arresto e di avvio che non dipendono dalla durata dell'interruzione.
- Costi di flusso, ossia il valore delle opportunità perse a causa della mancanza di energia. I costi di flusso si esprimono per unità temporale e nel corso dell'interruzione possono rimanere costanti o diminuire nel tempo, a seconda della capacità dell'utente di sostituire la produzione o di adattarsi all'interruzione. I costi di flusso cumulati a fine interruzione saranno tanto più alti quanto più lunga è stata l'interruzione.
- Costi di stoccaggio, sono tipicamente associati al deterioramento di beni stoccati a seguito di un'interruzione. Si esprimono per unità temporale ed hanno un andamento a massimo rispetto al tempo di interruzione che può essere ben descritto con una distribuzione Weibull del danno rispetto al tempo. I costi di stoccaggio cumulati a fine interruzione saranno tanto più alti quanto più lunga è stata l'interruzione.

L'impatto di ciascuna componente dipende dall'utente e dall'interruzione. Al fine di consentire l'accesso alla metodologia sviluppata e prima proposta è stato messo a disposizione un calcolatore online [47].

C'è comunque accordo sul ritenere che la durata dell'interruzione impatti sul costo, sebbene sia noto che le metodologie di calcolo del VoLL dipendano dal tipo di utilizzo dello stesso [48]. Sono due le principali tecniche di misurazione tecniche impiegate per stimare i costi di interruzione: i metodi basati sul mercato (che utilizzano i dati relativi alla valutazione osservata dei consumatori) e i metodi di valutazione contingente (che utilizzano sondaggi e impostazioni sperimentali per rivelare la valutazione dei consumatori) [49].

A livello europeo il Regolamento 943/2019 del Parlamento e del Consiglio Europeo impegna le autorità competenti per ogni stato membro a determinare un'unica stima del VoLL dal 2020, resa pubblica, con aggiornamento al più quinquennale [50]. ACER (*The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) ha recepito tale regolamento pubblicando la metodologia da adottare nei vari stati membri per il calcolo del VoLL singolo nazionale [51].

La metodologia richiede comunque la stima del VoLL secondo la durata dell'interruzione e la tipologia di utente (domestico, industriale, terziario, trasporto e servizi pubblici). La metodologia europea elenca tre possibili approcci per quantificare il VoLL attraverso una indagine di mercato:

- Willingness-To-Accept (WTA), ovvero la compensazione minima che il cliente si aspetta di ricevere per accettare un'interruzione nella fornitura di energia elettrica.
- Willingness-To-Pay (WTP): il prezzo massimo che il cliente è disposto a pagare per evitare di subire un'interruzione della fornitura.
- Direct Worth (DW): il danno economico associato ad una interruzione della fornitura di energia elettrica.

Due anni dopo, un successivo rapporto di ACER riassume le analisi condotte nei vari stati membri [52].

A livello italiano viene condotto un primo studio condotto in collaborazione tra l'autorità per l'energia ed il gas, oggi ARERA, e il politecnico di Milano nel 2005 [49]. Più recentemente, a seguito del già citato regolamento europeo [50], ARERA ha incaricato Terna [53] di condurre l'analisi richiesta in accordo con la metodologia indicata da ACER [51].

Terna ha condotto la stima del VoLL con un'analisi di mercato quantificando, tramite sondaggio, WTP e WTA per distacchi di 2 minuti e un'ora per consumatori domestici, industriali e del settore terziario di diverse zone di mercato [19], [54]. I risultati ottenuti stimano il VoLL complessivo nazionale al valore di 28,4 €/kWh, con i dettagli specifici per settore di consumo e zona di mercato riepilogati nelle seguenti tabelle.

Infine, ARERA ha ritenuto opportuno, escludendo lo scenario considerato da Terna per interruzioni di 2 minuti, ed arrotondando il valore alle 5 migliaia di euro, fissare il VoLL unico del sistema elettrico nazionale a 20.000 €/MWh [55].

Tabella 7.1 – VoLL per diverse tipologie di consumatore. Studio Terna 2021 [19]

Segmento di consumo	VoLL minimo	VoLL di riferimento	VoLL massimo	Peso segmento
Residenziale	7,5 €/kWh	37,5 €/kWh	67,9 €/kWh	25%
Terziario	3,5 €/kWh	28,7 €/kWh	54,0 €/kWh	26%
Industria	23,4 €/kWh	23,4 €/kWh	136,1 €/kWh	49%
Single VoLL	11,5 €/kWh	28,4 €/kWh	85,9 €/kWh	

Tabella 7.2 – VoLL per diverse zone di mercato. Studio Terna 2021 [19]

Zona di mercato	VoLL
Nord	27,8 €/kWh
Centro-Nord	28,5 €/kWh
Centro-Sud	29,9 €/kWh
Sud	28,4 €/kWh
Calabria	32,1 €/kWh
Sicilia	29,9 €/kWh
Sardegna	28,7 €/kWh

8 - APPENDICE 2: METODO DI NEWTON-RAPHSON

Di seguito viene fornita la formulazione matematica per il metodo di Newton-Raphson che, come visto, si presenta come uno strumento molto potente per la determinazione delle grandezze elettriche anche di reti elettriche complesse.

Rappresentando le equazioni 2.14 e 2.15 nella seguente forma:

$$f(x) = 0 \quad 8.1$$

ed esprimendo la funzione $f(x)$ in serie di Taylor approssimata al primo ordine:

$$f(x + \Delta x) = f(x) + f'(x)\Delta x = 0 \quad 8.2$$

si ricava che:

$$\Delta x = -\frac{f(x)}{f'(x)} \quad 8.3$$

L'idea alla base del metodo di NR consiste nell'aggiornare la stima delle incognite x , cioè le tensioni nodali in modulo e fase, utilizzando i valori di $f(x)$ e di $f'(x)$ calcolate ad ogni iterazione, a partire da un valore iniziale $x = x^0$ [20]. Il processo viene ripetuto fino a quando il mismatch $f(x)$ non risulta essere inferiore ad una tolleranza prestabilita ϵ . Considerando che $f'(x)$ è rappresentativa delle derivate delle espressioni 2.14 e 2.15 rispetto alle componenti di ogni singola tensione nodale V_i e θ_i , ne consegue che $f'(x)$ ha la dimensione di una matrice, meglio detta Jacobiana $J(x)$, così definita:

$$J(x) = \begin{bmatrix} J_1(x) & J_2(x) \\ J_3(x) & J_4(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad 8.4$$

dove ciascuna delle sottomatrici $J_1(x), J_2(x), J_3(x), J_4(x)$ è data dalle derivate parziali di ciascuna equazione dei mismatch ΔP_i e ΔQ_i rispetto alle incognite θ_i e V_i [21].

Considerando la 8.4 per la generica iterazione v dell'algoritmo di NR, la relazione 8.3 può essere quindi riscritta come:

$$\Delta x^{(v)} = -\frac{f(x^{(v)})}{J(x^{(v)})} = -J(x^{(v)})^{-1}f(x^{(v)}) \quad 8.5$$

Assumendo che, per l'iterazione successiva $(v + 1)$, l'incognita x può essere calcolata come:

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} + \Delta x^{(v)} \quad 8.6$$

dall'algoritmo di Newton-Raphson consegue che la 8.6 potrà essere riscritta come [21], [22], [24]:

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - J(x^{(v)})^{-1}f(x^{(v)}) \quad 8.7$$

In relazione al tipo di sbarre presenti nel sistema, le grandezze incognite da determinare saranno i moduli V e le fasi θ per le sbarre di tipo PQ, mentre le fasi θ e le potenze reattive Q per le sbarre di tipo PV (controllate in tensione) [20]. Assumendo di conoscere tutte le potenze attive e reattive nette iniettate in ogni sbarra, la 8.7 può essere espressa come:

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{N_{bus}-1} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{N_{bus}-1} \end{bmatrix}^{(v+1)} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{N_{bus}-1} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{N_{bus}-1} \end{bmatrix}^{(v)} - \begin{bmatrix} J_1(x^{(v)}) & J_2(x^{(v)}) \\ J_3(x^{(v)}) & J_4(x^{(v)}) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{N_{bus}-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{N_{bus}-1} \end{bmatrix}^{(v)} \quad 8.8$$

L'algoritmo viene iterato fino a quando si verifica la seguente condizione:

$$\max |f(x^{(v)})| < \epsilon \quad 8.9$$



La risoluzione del modello matematico che lega le varie grandezze elettriche del sistema richiede la formulazione di determinate ipotesi, che possono essere valide o meno in relazione al tipo di rete analizzata.



9 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ARIMAX	<i>AutoRegressive Integrated Moving Average with eXogenous variable</i>
BSP	<i>Balancing Service Provider</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
DTR	<i>Dynamic Thermal Rating</i>
DTF	Disposizione Tecnica di Funzionamento
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
FEM	<i>Finite Element Method</i>
fPCA	<i>functional Principal Component Analysis</i>
GBM	<i>Generalized Boosting Machines</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GS	<i>Gauss-Seidel</i>
IFS	<i>Integrated Forecast System</i>
MiNDFlex	<i>Milan's Network Develops Flexibility</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato infragiornaliero
MLF	Mercato Locale della Flessibilità
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MLP	Mercato Locale a Pronti
MLT	Mercato Locale a Termine
MSE	<i>Mean Squared Error</i>
MT	Media Tensione
NCAR	<i>National Center for Atmospheric Research</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
NR	<i>Newton-Raphson</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
PF	<i>Power Flow</i>
PGUI	<i>Power Grid User Interface</i>



PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
POD	<i>Point of Delivery</i> - Punto di Connessione
RAMS	<i>Regional Atmospheric Modeling System</i>
RdS	Ricerca di Sistema
RF	<i>Random Forest</i>
RSE	Ricerca Sistema Energetico
STR	<i>Static-Thermal-Rating</i>
UTC	<i>Coordinated Universal Time</i>
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
VoLL	Value of Lost Load
WRF	<i>Weather Research and Forecasting Model</i>