



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**FLESSIBILITÀ NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE E  
REGOLE DI MERCATO: SCENARI E VALUTAZIONI  
ECONOMICHE**

Relatore: Prof. Fabio Bignucolo

Controrelatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Studente: Sebastiano Ruffini

Matricola: 2020324

Anno Accademico 2022/2023



# Indice

<b>Introduzione .....</b>	<b>2</b>
<b>Trasformazione del sistema elettrico di potenza .....</b>	<b>4</b>
1.1 Intermittenza .....	5
1.2 Decentralizzazione .....	6
1.3 Inerzia.....	7
<b>Flessibilità del sistema elettrico .....</b>	<b>10</b>
2.1 Introduzione al concetto di flessibilità .....	10
2.1.1 Classificazione dei servizi di flessibilità .....	12
2.2 Ruolo della flessibilità nel sistema elettrico.....	14
2.2.1 Regolazione della frequenza .....	16
2.2.2 Regolazione della tensione.....	17
2.2.3 Risoluzione delle cogestioni .....	18
2.2.4 Altri servizi.....	20
2.3 Caratterizzazione delle risorse di flessibilità.....	20
2.3.1 Risorse tradizionali.....	20
2.3.2 Risorse innovative.....	24
2.4 Panoramica sui principali mercati di risorse di flessibilità .....	28
2.4.1 Mercato per il servizio di dispacciamento - MSD .....	28
2.4.2 Mercati innovativi .....	29
2.5 Flessibilità in distribuzione .....	31
2.5.1 Risoluzione delle congestioni in distribuzione .....	33
2.5.2 Regolazione della tensione in distribuzione.....	33
<b>Metodologie proposte.....</b>	<b>36</b>
3.1 Vincoli di sistema.....	37
3.2 Definizione dei costi .....	38
3.2.1 Costo movimentazione TAP .....	40
3.2.2 Costo dei servizi di flessibilità.....	41

3.2.3	Costo delle perdite.....	44
3.2.4	Costo potenza prelevata al saldo.....	45
3.3	Caratterizzazione utenti flessibili.....	46
3.3.1	Curve di capability degli utenti flessibili.....	48
3.3.2	Modellizzazione utenti generatori.....	50
3.3.3	Modellizzazione utenti utilizzatori.....	51
3.4	Ottimizzazione tacca OLTC.....	54
3.5	Ottimizzazione economica.....	56
3.6	Ottimizzazione di mercato.....	60
3.6.1	Mercato per la regolazione di tensione.....	62
3.6.2	Mercato per la risoluzione di congestioni.....	65
3.6.3	Combinazione dei mercati.....	67
	<b>Matpower e dettagli dello script.....</b>	<b>72</b>
4.1	Dettagli modellizzazione e principali field.....	72
4.1.1	Rami.....	73
4.1.2	Generatori.....	76
4.1.3	Carichi.....	78
4.2	Costruzione delle <i>struct</i> mpc.....	80
	<b>Case study – Simulazioni e risultati.....</b>	<b>84</b>
5.1	Rete di riferimento.....	84
5.2	Assegnazione parametri di sistema.....	85
5.2.1	Parametri di rete.....	85
5.2.2	Parametri utenti.....	88
5.2.3	Costi.....	92
5.3	Simulazioni preliminari.....	97
5.3.1	NOopt – OLTC OFF.....	98
5.3.2	NOopt – OLTC ON.....	100
5.4	Simulazioni di ottimizzazione.....	101
5.4.1	Risoluzione tensioni tramite ott. tecnico-economica   V – optE....	102

5.4.2 Risoluzione tensioni tramite ott. di mercato   V – optM .....	105
5.4.3 Comparazione V .....	108
5.4.4 Risoluzione criticità tramite ott. tecnico-economica   VI – optE ...	110
5.4.5 Risoluzione criticità tramite ott. di mercato   VI – optM .....	113
5.4.6 Comparazione VI .....	120
<b>Conclusioni .....</b>	<b>124</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>126</b>



# Sommario

Questa tesi di laurea ha avuto come obiettivo quello di studiare il funzionamento di un mercato locale per la gestione della flessibilità distribuita in una rete di distribuzione in media tensione. Nel dettaglio si sono voluti studiare i meccanismi di fornitura dei servizi di flessibilità da parte degli utenti (produttori e consumatori), atti alla regolazione delle tensioni nodali e alla risoluzione delle congestioni nella rete di riferimento. L'analisi si è focalizzata su due diversi approcci: un primo approccio di ottimizzazione tecnico-economica dove l'obiettivo è stato quello di minimizzare i costi di gestione sostenuti dal DSO favorendo la fornitura da parte degli utenti con il miglior rapporto efficienza-economicità e un secondo approccio di ottimizzazione del mercato, dove si è cercata una soluzione che non agevolasse alcun utente su base tecnica, ma favorisse uno scenario competitivo esclusivamente sulla base dei prezzi di offerta dei servizi. L'ottimizzazione del mercato ha portato poi ad individuare diverse soluzioni per la risoluzione contemporanea di congestioni e problemi di tensione, le quali sono state analizzate e confrontate sotto aspetti funzionali e valutazioni economiche.





# Elenco figure

▶ Figura 1.1: Tendenze del sistema elettrico e potenziali impatti su vari aspetti funzionali [3].....	4
▶ Figura 2.1: Classificazione servizi di flessibilità .....	14
▶ Figura 2.2: Struttura del sistema elettrico nazionale [17] .....	15
▶ Figura 2.3: Metodo di intervento per la regolazione di frequenza.....	22
▶ Figura 2.4: Fasi del mercato elettrico italiano [38].....	28
▶ Figura 3.1: Struttura generalizzata del funzionamento dello strumento di analisi.	37
▶ Figura 3.2: Sistema di remunerazione pay as cleared e pay as bid .....	39
▶ Figura 3.3: Rappresentazione del costo della flessibilità in funzione della quantità di servizi attivati.....	43
▶ Figura 3.4: Modellizzazione utente flessibile .....	47
▶ Figura 3.5: Dettaglio modello VMU .....	47
▶ Figura 3.6: Rappresentazione vincoli (3.27) su curva di capability (convenzione da generatore).....	49
▶ Figura 3.7: Intervallo di modulazione di potenza attiva e reattiva in utenti generatori.....	50
▶ Figura 3.8: Intervallo di modulazione di potenza attiva e reattiva in utenti utilizzatori .....	52
▶ Figura 3.9: Algoritmo di ottimizzazione della tacca nell'OLTC .....	55
▶ Figura 3.10: Esempio di andamento delle tensioni massime e minime e andamento movimentazione TAP.....	56
▶ Figura 3.11: Algoritmo di ottimizzazione tecnico-economica.....	60
▶ Figura 3.12: Algoritmo di ottimizzazione del mercato .....	62
▶ Figura 3.13: Esempio criticità controllo OLTC .....	63
▶ Figura 3.14: Algoritmo di ottimizzazione del mercato con segmento per la regolazione della tensione .....	65
▶ Figura 3.15: Algoritmo di ottimizzazione del mercato con segmento per la risoluzione delle congestioni.....	67
▶ Figura 3.16: Algoritmo optM.1 .....	68

▶ Figura 3.17: Algoritmo optM.2.....	69
▶ Figura 3.18: Algoritmo optM.3.....	70
▶ Figura 3.19: Algoritmo optM.4.....	70
▶ Figura 4.1: Modello dei rami in MP [53].....	73
▶ Figura 5.1: Rete di riferimento.....	84
▶ Figura 5.2: Profili di carico.....	89
▶ Figura 5.3: Profili di generazione.....	89
▶ Figura 5.4: Capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata) [54].....	91
▶ Figura 5.5: Capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare) [54].....	91
▶ Figura 5.6: <i>Levelised Cost of Electricity</i> – LCOE.....	95
▶ Figura 5.7: Andamento tensioni e correnti NOopt – OLTC OFF.....	98
▶ Figura 5.8: Andamento tensione minima e massima NOopt – OLTC OFF.....	98
▶ Figura 5.9: Costi NOopt – OLTC OFF.....	99
▶ Figura 5.10: Andamento tensioni e correnti NOopt – OLTC ON.....	100
▶ Figura 5.11: Andamento tensione minima e massima NOopt – OLTC ON.....	100
▶ Figura 5.12: Costi NOopt – OLTC ON.....	101
▶ Figura 5.13: Andamento tensioni e correnti V – optE.....	103
▶ Figura 5.14: Andamento tensione minima e massima V – optE.....	103
▶ Figura 5.15: Servizi attivati V – optE.....	103
▶ Figura 5.16: Dettagli attivazione servizi V – optE.....	104
▶ Figura 5.17: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire V – optE.....	105
▶ Figura 5.18: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere V – optE.....	105
▶ Figura 5.19: Servizi attivati V – optM.....	106
▶ Figura 5.20: Dettagli attivazione servizi V – optM.....	106
▶ Figura 5.21: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire V – optM.....	107
▶ Figura 5.22: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere V – optE.....	107
▶ Figura 5.23: Comparazione costi V – optE e V – optM.....	108
▶ Figura 5.24: Andamento tensioni e correnti VI – optE.....	110
▶ Figura 5.25: Andamento tensione minima e massima VI – optE.....	110
▶ Figura 5.26: Servizi attivati VI – optE.....	111

▶ Figura 5.27: Dettagli attivazione servizi VI – optE .....	112
▶ Figura 5.28: Costi VI – optE .....	112
▶ Figura 5.29: Andamento tensioni e correnti VI – optM.1 .....	113
▶ Figura 5.30: Andamento tensione minima e massima VI – optM.1 .....	114
▶ Figura 5.31: Servizi attivati VI – optM.1 .....	114
▶ Figura 5.32: Dettagli attivazione servizi VI – optM.1 .....	115
▶ Figura 5.33: Costi VI – optM.1 .....	115
▶ Figura 5.34: Servizi attivati VI – optM.2 .....	116
▶ Figura 5.35: Dettagli attivazione servizi VI – optM.2 .....	116
▶ Figura 5.36: Andamento tensione minima e massima VI – optM.3 .....	117
▶ Figura 5.37: Servizi attivati VI – optM.3 .....	117
▶ Figura 5.38: Dettagli attivazione servizi VI – optM.3 .....	118
▶ Figura 5.39: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire VI – optM.3 .....	118
▶ Figura 5.40: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere VI – optM.3 .....	119
▶ Figura 5.41: Servizi attivati VI – optM.4 .....	119
▶ Figura 5.42: Dettagli attivazione servizi VI – optM.4 .....	120
▶ Figura 5.43: Comparazione costi optM.1 e optM.3 .....	122
▶ Figura 5.44: Comparazione costi optE, optM.2 e optM.4 .....	122



# Elenco tabelle

Tabella 2.1: Classificazioni dei servizi di flessibilità.....	12
Tabella 3.1: Utenti divisi per categoria .....	46
Tabella 4.1: Sintesi dei field presenti nella struct mpc e relativa descrizione .....	72
Tabella 4.2: Field mpc.branch.....	74
Tabella 4.3: Field mpc.gen.....	76
Tabella 4.4: Filed mpc.gencost .....	78
Tabella 4.5: filed mpc.bus.....	79
Tabella 4.6: Rappresentazione <i>struct</i> mpc.gen .....	82
Tabella 4.7: Rappresentazione <i>struct</i> mpc.gencost .....	82
Tabella 5.1: Caratterizzazione rami della rete.....	86
Tabella 5.2: Caratterizzazione trasformatore in CP .....	88
Tabella 5.3: Coefficienti di produttività – <i>kiprod</i> .....	94
Tabella 5.4: Assegnazione valori funzione trinomia.....	95
Tabella 5.5: Quadro di sintesi offerte utenti flessibili.....	96
Tabella 5.6: Simulazioni di ottimizzazione.....	102
Tabella 5.7: Comparazione optE e optM per la risoluzione di criticità in tensione.	108
Tabella 5.8: Comparazione optE e optM per la risoluzione di criticità in tensione e in corrente.....	120



# Introduzione

Di recente sono stati ridefiniti gli obiettivi europei da conseguire per quanto riguarda la riduzione di emissioni di gas serra e il miglioramento della sicurezza e affidabilità del sistema elettrico europeo. I piani nazionali per l'energia e il clima (NECP – *National Energy and Climate Plans*) sono stati introdotti nel *Regulation on the governance of the energy union and climate action* (UE) 2018/1999, concordato come parte del *Clean energy for all Europeans package* adottato nel 2019. Uno dei punti cardine della proposta sopra citata per il tema energia sono le energie rinnovabili. L'obiettivo postosi dall'UE per dimostrare la sua leadership globale sul tema energie rinnovabili (RES – *Renewable Energy Sources*) è quello di raggiungere il 32% dell'approvvigionamento energetico da tali fonti entro il 2030, riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> di almeno il 55% e diventare la prima regione climaticamente neutrale entro il 2050 [1] [2].

Questo nuovo contesto energetico porta il sistema elettrico a subire una profonda trasformazione nella sua modalità di approvvigionamento delle risorse. L'integrazione sempre maggiore delle fonti rinnovabili e la conseguente decentralizzazione stanno portando ad un cambiamento strutturale dei sistemi elettrici. Le reti di distribuzione stanno evolvendo da reti passive a reti attive per gestire la crescente penetrazione delle risorse energetiche rinnovabili variabili (VRES), il che comporta la necessità di affrontare sempre più frequentemente problemi locali causati dalla presenza elevata di queste fonti, in particolare legati alla qualità della fornitura (*power quality*) e affidabilità del sistema. Vi è di conseguenza la necessità di aumentare la flessibilità della rete di distribuzione sfruttando nuove risorse di regolazione più distribuite, che agiscono in modo più capillare sul sistema. Questo spinge il mercato del dispacciamento che si occupa della gestione delle criticità di rete verso una dimensione più locale in cui anche gli utenti – eventualmente anche in forma aggregata – possono partecipare attivamente mettendo a disposizione i propri asset energetici. Il dispacciamento è un segmento di mercato tecnico in cui i servizi di flessibilità devono svolgere funzioni specifiche. Tradizionalmente, la pianificazione di questi servizi è stata basata su criteri tecnico-

economici stabiliti dal gestore di rete; questa tendenza ha però delle criticità che si traducono in un mercato serrato e poco competitivo.

In questo lavoro è stato proposto un approccio alternativo al tradizionale mercato di dispacciamento, più aperto e concorrenziale, adatto ad una situazione in cui le risorse di flessibilità sono messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o produzione operanti in contesti locali. In particolare ci si è posti l'obiettivo di valutare le eventuali criticità associate ad un metodo di ottimizzazione tecnico-economico di un mercato di dispacciamento locale; proponendo un'ottimizzazione alternativa del mercato, basata esclusivamente su una logica competitiva, valutando differenze nell'abilitazione degli utenti fornitori, quantità di servizi attivati e costi sostenuti da parte del DSO.



# Capitolo 1.

## Trasformazione del sistema elettrico di potenza

Il panorama del settore energetico è in una fase di grande cambiamento e, nel prossimo futuro, sarà lo scenario di una serie di profondi cambiamenti che porteranno a raggiungere gli obiettivi della transizione energetica, tra cui: un ruolo crescente delle fonti rinnovabili intermittenti (VRES – *Variable Renewable Energy Sources*); la stagnazione o la riduzione dei contributi delle fonti tradizionali a basso contenuto di carbonio come il nucleare e l'idroelettrico [3]; la progressiva dismissione delle centrali produttive a fonti fossili, l'ulteriore digitalizzazione dell'economia elettrica; ecc.. Tutti questi aspetti avranno importanti impatti nel sistema elettrico di potenze (EPS - *Electrical Power System*) che lo porteranno a subire una profonda trasformazione.

Un report del *International Energy Agency* – IEA descrive i cambiamenti che l'EPS dovrà affrontare e l'impatto che questi avranno nella sua funzionalità (► Figura 1.1).

Tendenza	Flessibilità	Sicurezza del combustibile	Adeguatezza	Resilienza climatica	Resilienza informatica	Contingenze simultanee	
Elevata penetrazione rinnovabile	●	●	●	●	●	●	
Diminuzione produzione fossile	●	●	●	●	●	●	
Diminuzione produzione low carbon (nucleare / idro)	●	●	●	●	●	●	
Decentralizzazione	●	●	●	●	●	●	
Digitalizzazione	●	●	●	●	●	●	
Impatto sulla sicurezza	Decresce : ●		Neutrale : ●		Incerta / indipendente : ●		Aumenta : ●
Importanza relativa	Alta : ●		Media : ●		Bassa : ●		

► Figura 1.1: Tendenze del sistema elettrico e potenziali impatti su vari aspetti funzionali [3]

Per i temi che si tratteranno in questa tesi gli aspetti principali da tenere in considerazione sono l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema e la decentralizzazione delle risorse. Si nota che, tra i due, il cambiamento più impattante è la forte compenetrazione di fonti VRES, le quali porteranno sicuramente un cambiamento in termini di riduzione della flessibilità del sistema.

Al fine di rispettare gli obiettivi che l'UE ha sottoscritto si rende necessario incentivare quanto più possibile la produzione di energia da fonti a basso impatto ambientale e, contestualmente, disincentivare la produzione energetica da fonti fossili; senza scendere ad alcun compromesso in termini di affidabilità e sicurezza del sistema.

Le tecnologie più adatte a questo scopo sono le fonti RES; questa spinta verso la generazione RES, però, porta con sé una serie di complicazioni che comportano la necessità di apportare importanti interventi al sistema elettrico al fine di renderlo pronto a sostenere questo profondo cambiamento nell'approvvigionamento di risorse. Le principali criticità che caratterizzano le fonti RES sono: l'intermittenza della fonte primaria che si traduce in una non programmabilità di approvvigionamento; la decentralizzazione geografica e topologica che si traducono in una difficoltà di programmazione e in un aumento della difficoltà di gestione e coordinamento; la riduzione dell'inerzia del sistema.

## **1.1 Intermittenza**

L'intermittenza della fonte primaria è probabilmente il principale problema da affrontare quanto si parla di fonti RES. La non programmabilità che caratterizza la maggior parte di queste fonti comporta che:

- I mercati elettrici si trovano a dover fronteggiare una maggiore volatilità nelle risorse, oltre che ad un crescente bisogno di disponibilità utile al bilanciamento da reperire nel mercato dei servizi ancillari – MSA. Prima d'ora, il MSA è stato dominato da quote capacity messe a disposizione perlopiù da impianti di generazione convenzionali, alimentati da combustibili fossili. Ora che questi ultimi stanno subendo un graduale processo di

sostituzione a favore delle RES, si manifesta una crescente scarsità di risorse e inoltre, a causa di questa tendenza i costi per il reperimento stanno crescendo vertiginosamente [4].

- Gli operatori di rete devono monitorare continuamente non solo l'andamento del carico, ma anche quello della generazione, garantendo che si equilibrino costantemente. Pertanto è necessario un sistema che sappia adattarsi a fluttuazioni, sia di carico che di generazione.

La vecchia concezione di sistema elettrico non prevedeva la possibilità di adattarsi a fluttuazioni di generazione o, quanto meno, non in uno stato di funzionamento in assenza di guasti. Con il progressivo aumento di fonti VRES nel parco di generazione è necessario aumentare la flessibilità del sistema per gestire flussi di potenza meno prevedibili [5], [6].

È comunque importante specificare che in un sistema elettrico tradizionale, domanda ed offerta non sono rigide, il lato della domanda resta sempre un fronte variabile; pertanto, riuscire a compensare una fluttuazione di carico è un requisito fondamentale per un EPS. La fluttuazione di generazione, d'altro canto, può essere vista come una fluttuazione di carico inversa e quindi un EPS dovrebbe essere autonomamente in grado di far fronte al problema, ma questo è vero entro certi limiti. Considerando anche che alcune centrali elettriche convenzionali non possono adattare rapidamente la loro produzione alle esigenze del sistema a causa di vincoli tecnici (tassi di rampa, tempi di avviamento e limiti di carico minimo) [7] o economici, risulta essenziale aumentare la capacità dell'EPS di fronteggiare repentine variazioni di domanda ed offerta potenziando la sua flessibilità.

## **1.2 Decentralizzazione**

Oltre alla non programmabilità, le fonti RES portano con sé un'altra peculiare caratteristica che ha condotto ad un cambiamento radicale dei paradigmi del sistema elettrico: la decentralizzazione delle risorse. Le VRES sono spesso distribuite in modo disomogeneo sul territorio, il che può comportare la necessità di avere linee

elettriche di trasmissione a lunga distanza per trasportare l'energia dai luoghi di produzione alle zone di consumo. Un esempio di questo problema è la situazione italiana: la maggior parte della produzione da RES è al sud Italia, dove le condizioni climatiche e meteorologiche sono più favorevoli, mentre i principali centri di consumo sono situati al Nord. Questo comporta la necessità di avere linee di trasmissione molto lunghe con conseguenti problemi di perdite e costi di trasmissione.

Oltre ad una decentralizzazione geografica, le RES sono anche spesso caratterizzate da una decentralizzazione topologica nel sistema. In un EPS tradizionale i flussi di potenza scorrono in una sola direzione: dai centri di produzione a quelli di consumo. La diffusione delle RES ha fatto sì che la distinzione tra centri di produzione e consumo venisse meno. La possibilità di realizzare generatori di piccola o piccolissima taglia ha portato a rendere zone periferiche della rete – tipicamente utilizzatrici – in zone produttrici, causando talvolta l'inversione dei flussi di potenza.

Tali fenomeni contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di produzione distribuita e scarsa magliatura di rete [8].

Questi aspetti si traducono nella necessità di trovare metodi più efficaci di gestione, controllo e protezione del sistema, portando ad una sempre più intensa digitalizzazione e interconnessione non solo in termini di flussi fisici, ma anche di flussi di dati, per garantire un corretto coordinamento tra domanda ed offerta assicurando tutti gli standard di sicurezza ed affidabilità.

### **1.3 Inerzia**

Un altro problema deriva dalle differenze tra gruppi di generazione “tradizionali” e gruppi alimentati da RES. I primi si interfacciano alla rete mediante macchine rotanti, spesso di grossa taglia, mentre i generatori RES tramite convertitori statici (inverter). Per le caratteristiche intrinseche di tali tecnologie, i gruppi statici presentano minore propensione a sostenere i parametri fondamentali per l'esercizio

in sicurezza della rete rispetto ai gruppi rotanti [9]. Ciò causa diversi problemi sulla rete, ad esempio:

- Riduzione dell'inerzia del sistema, indispensabile per garantire la stabilità della frequenza e la capacità di resistere alle perturbazioni di rete; tant'è che nei sistemi con quote elevate di VRES la riduzione dell'inerzia si traduce in un tasso di variazione della frequenza più elevato [10], [11].

L'effetto dannoso è duplice in quanto le maggiori escursioni di frequenza provocherebbero la perdita della generazione distribuita già a 49,7 Hz, in quantità tali da rendere inefficaci i piani di difesa progettati per intervenire a 49 Hz e per separazioni di rete [12].

- Riduzione del numero di risorse di generazione in grado di fornire servizi di regolazione della tensione (regolazione della potenza reattiva);
- Riduzione della potenza di cortocircuito del sistema elettrico, con effetti negativi sulla *power quality* e sulla sicurezza.



# Capitolo 2.

## 2 Flessibilità del sistema elettrico

### 2.1 Introduzione al concetto di flessibilità

Una delle principali caratteristiche che rendono particolarmente complessa la gestione di un EPS è che generazione e consumo devono bilanciarsi in ogni istante al fine di garantire adeguati standard di sicurezza e affidabilità. Far sì che l'offerta soddisfi in ogni istante la domanda è un aspetto che coinvolge due temi: l'adeguatezza e la flessibilità.

L'adeguatezza del sistema elettrico è la proprietà che consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, le importazioni e gli accumuli siano sufficienti a soddisfare la domanda di energia in ogni ora e zona [12].

La flessibilità, invece, è la proprietà del sistema che fa sì che un sistema adeguato possa effettivamente rispondere in modo pronto alle variazioni di domanda. Quindi un EPS deve avere a disposizione le risorse ed essere in grado di metterle a disposizione al bisogno. In letteratura esistono diverse definizioni di flessibilità di un EPS, ad esempio:

- La flessibilità di esercizio – la capacità di un sistema elettrico di rispondere ai cambiamenti di domanda e offerta – è una caratteristica di qualsiasi EPS con penetrazione di energie rinnovabili intermittenti (principalmente eolica e solare) [13].
- La flessibilità operativa è la capacità dei EPS di assorbire le perturbazioni per mantenersi in uno stato operativo sicuro. La flessibilità di posizione è la flessibilità operativa in un determinato nodo nella rete [14].
- L'incertezza nella quantità di offerta e domanda degli EPS aumenta drasticamente a causa della penetrazione di risorse intermittenti. Ciò richiede che il sistema abbia la capacità di reagire a un cambiamento

improvviso e di accogliere un nuovo equilibrio entro un tempo e ad un costo accettabili, quindi dev'essere un sistema flessibile [15].

Come si può notare, la definizione di flessibilità come proprietà di un EPS è più o meno simile. In generale, per questa tesi, si assume che la definizione di flessibilità sia quella fornita da IEA – *International Energy Agency* in [5]: “La capacità di un sistema energetico di gestire in modo affidabile ed economicamente efficiente la variabilità e l'incertezza della domanda e dell'offerta su tutte le scale temporali pertinenti, dalla garanzia della stabilità istantanea del sistema energetico al supporto della sicurezza di fornitura a lungo termine.”

In una vecchia concezione di EPS, l'offerta di energia in condizioni di funzionamento standard (quindi in assenza di guasti) non era soggetta a variabilità. L'unico aspetto soggetto a fenomeni variabili era quello della domanda, pertanto accadeva che l'offerta doveva adeguare la produzione di energia a ciò che la domanda chiedeva. Ma, come brevemente descritto nel capitolo 1, gli EPS stanno subendo profonde trasformazioni con la conseguente necessità di dover adattarsi non solo nella domanda, ma anche nell'offerta, per questo si stanno evolvendo in sistemi sempre più flessibili. Ci sono diversi fattori che contribuiscono a rendere un EPS flessibile, tra cui:

- **Generazione flessibile:** la generazione di energia elettrica può essere adattata in base alle fluttuazioni della domanda. Ad esempio, le centrali elettriche a combustibile fossile possono essere regolate per aumentare o diminuire la produzione di energia in base alle esigenze.
- **Stoccaggio:** i sistemi di stoccaggio possono essere utilizzati per accumulare l'energia in eccesso prodotta durante i periodi di bassa domanda e rilasciarla quando la domanda è più alta.
- **Integrazione delle fonti rinnovabili:** le fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico, sono caratterizzate da fluttuazioni nella produzione di energia in base alle condizioni meteorologiche. Tuttavia, attraverso l'uso di tecnologie



come il controllo predittivo, la produzione di energia può essere gestita in modo più flessibile.

- **DSM – Demand-side management:** il DSM si riferisce alla capacità dei consumatori di adattare i loro consumi di energia in base alla domanda complessiva del sistema. Ad esempio, i consumatori possono scegliere di utilizzare meno energia durante i periodi di picco per contribuire a ridurre la domanda complessiva.

### 2.1.1 Classificazione dei servizi di flessibilità

La flessibilità di un sistema elettrico, come si intuisce anche dalla definizione che dà IEA in [5], è un concetto molto ampio che riguarda una proprietà che interessa molte fasi e diverse necessità di un EPS. Risulta spesso utile classificare i vari servizi di flessibilità; di seguito verranno discussi alcuni metodi utilizzati per classificare questi servizi in accordo con [16].

I metodi di classificazione più comuni per le risorse di flessibilità sono presentati nella Tabella 2.1. Come si può vedere, i criteri principali sono: la posizione, il ruolo nel sistema elettrico e il metodo di attivazione.

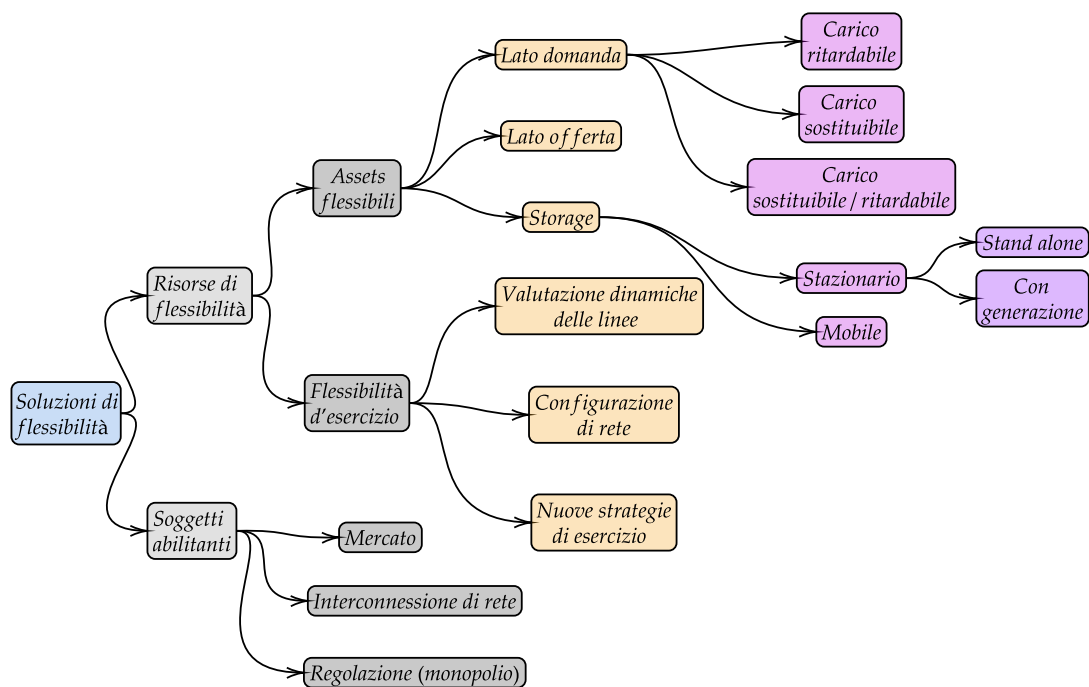
Tabella 2.1: Classificazioni dei servizi di flessibilità

Classificazione	Definizione
In base alla loro posizione nella catena di approvvigionamento	<p>Questa classificazione indica la posizione delle risorse di flessibilità nella catena di fornitura dell'energia elettrica (domanda, offerta, rete...). Queste classificazioni includono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flessibilità dal lato della domanda.</li> <li>• Flessibilità dal lato dell'offerta.</li> <li>• Flessibilità dal lato della rete: Anche i componenti del sistema elettrico possono fornire flessibilità attraverso la riconfigurazione della rete (switching), la smartificazione (sia a livello di trasmissione che di distribuzione), i rating dinamici delle linee, le interconnessioni ad ampio raggio, le operazioni a rete, ecc.</li> </ul> <p>Anche la flessibilità fornita dai sistemi di accumulo di energia, dal mercato adeguatamente progettato e dagli aspetti normativi può essere inclusa in questo gruppo.</p>
In base al ruolo delle risorse di flessibilità nel sistema elettrico	<p>Questa classificazione introduce due tipi di risorse di flessibilità in base al ruolo che svolgono nella disponibilità della risorsa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La flessibilità tecnica si riferisce alla tecnologia in relazione a: la</li> </ul>

Classificazione	Definizione
	<p>capacità dell'offerta di seguire rapidi cambiamenti nel carico, la capacità della domanda di seguire rapidi cambiamenti nell'offerta, la capacità dell'accumulo per bilanciare gli squilibri tra domanda e offerta su tutte le scale temporali e un'adeguata infrastruttura di rete per consentire all'offerta a costo minimo di raggiungere la domanda in qualsiasi momento, in qualsiasi punto del sistema elettrico.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La flessibilità operativa si riferisce al modo in cui vengono gestiti gli asset del sistema elettrico.</li> </ul>
In base alla direzione di spostamento del carico	<p>Questa classificazione si basa sulla direzione dello spostamento del carico nella linea temporale.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anticipo del carico.</li> <li>• Ritardo del carico.</li> <li>• Riduzione del carico.</li> </ul>
Basato su proprietà matematiche nella modellazione dei contenuti energetici associati alla risorsa di flessibilità	<p>Questo metodo di classificazione prevede tre tipi di flessibilità.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un <i>bucket</i> è un integratore con vincoli di potenza ed energia.</li> <li>• Una batteria è un integratore con vincoli di potenza ed energia, che prevede un vincolo integrale per tenere conto dello stato di carica</li> <li>• Un <i>bakery</i> è un processo a lotti, che deve essere completato entro un determinato tempo. Il processo ha un consumo energetico costante e un tempo di esecuzione fisso.</li> </ul>

Quando si utilizza un qualunque metodo di classificazione, è necessario decidere il livello di aggregazione. Ad esempio, si possono considerare le singole risorse all'interno di un'abitazione e classificare un sistema di accumulo a batteria proprio come una risorsa di accumulo. Se invece si assume la prospettiva del DSO e si considera la casa a livello aggregato come un utente finale, l'intera casa potrebbe essere classificata come risorsa dal lato della domanda.

In base a quanto descritto in Tabella 2.1 è possibile fare una rappresentazione grafica di una prima classificazione dei servizi di flessibilità andando ad associare ad ogni asset una macroarea di appartenenza.



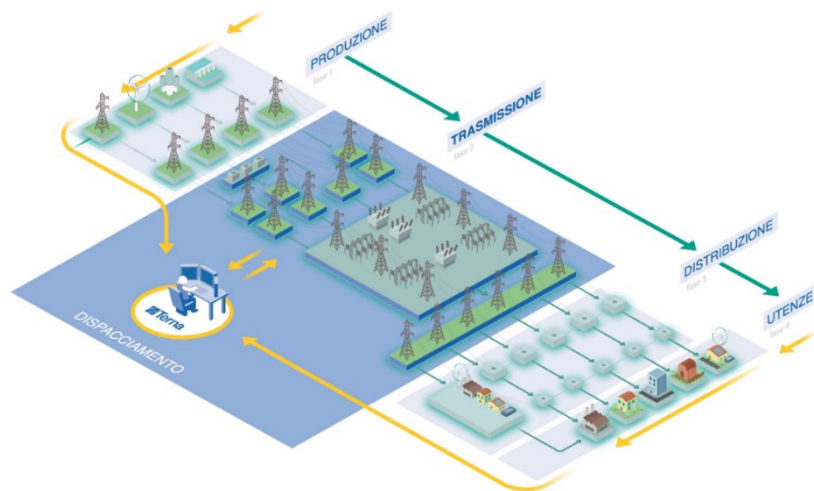
► Figura 2.1: Classificazione servizi di flessibilità

## 2.2 Ruolo della flessibilità nel sistema elettrico

Fino ad ora si è visto come un EPS può essere definito flessibile e come vengono classificate le varie risorse che forniscono questa proprietà al sistema. Di seguito verranno descritti i ruoli di un servizio di flessibilità.

Gli aspetti che hanno condotto a considerare prioritario il tema della flessibilità energetica traggono origine dalle dinamiche e dai vincoli che stanno alla base del sistema elettrico. Essenzialmente articolato in produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia (► Figura 2.2), il sistema elettrico mira a garantire:

- Il bilanciamento costante tra energia richiesta dagli utenti ed energia generata.
- Il trasporto dell'energia elettrica in condizioni di sicurezza, ossia assicurando le adeguate strategie di controllo real-time della frequenza e dei vari livelli di tensione.



► Figura 2.2: Struttura del sistema elettrico nazionale [17]

In ambito italiano, Terna, in qualità di gestore della rete di trasmissione (TSO – *Transmission System Operator*), deve disporre di adeguate riserve di potenza, differentemente identificate come servizi ausiliari [18], [19], risorse per il dispacciamento o servizi di sistema. Tali riserve si distinguono in base al servizio che apportano all'EPS:

- Per il controllo frequenza-potenza si differenziano in: riserva primaria, riserva secondaria e riserva terziaria;
- Per il controllo di tensione in: riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione, riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione;
- Per la risoluzione delle congestioni in: risorse per la risoluzione delle congestioni e risorse per il bilanciamento;
- Infine, si prevedono altri servizi ausiliari a supporto del sistema utilizzati in caso di guasto o situazioni particolari, quali: rifiuto del carico, partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico e disponibilità all'utilizzo del telescatto [20].

Queste riserve di potenza contribuiscono a compiti diversi nel sistema e garantiscono sicurezza ed affidabilità, contribuendo ad incrementare la flessibilità.

### 2.2.1 Regolazione della frequenza

La regolazione della frequenza è una prerogativa fondamentale per il corretto funzionamento di un EPS. Per mantenere la frequenza del sistema costante è necessario che ci sia un perfetto bilanciamento tra la potenza attiva generata e quella utilizzata dal carico [21]. Nella realtà questa condizione limite è impossibile da soddisfare in quanto il bilancio tra generazione e carico viene continuamente perturbato da variazioni di carico, imprecisioni sul controllo in tempo reale dei generatori, da connessioni e disconnessioni non programmate, guasti ecc. [22]; la prerogativa è mantenere questo sbilanciamento entro certi limiti. Nella pratica se la generazione di potenza attiva risulta, per una qualche ragione, maggiore del carico, la frequenza del sistema cresce; viceversa quando la richiesta del carico è superiore alla generazione, si ha una diminuzione della frequenza.

Nei sistemi di alimentazione basati principalmente sull'inerzia meccanica, tutti i generatori oscillano sincronizzati in ogni istante, il che rende la frequenza identica in ogni punto del sistema. Il fatto che la frequenza sia una grandezza inerziale comporta una certa capacità del sistema di reagire in autonomia ad eventuali perturbazioni sfruttando l'energia cinetica posseduta dalle masse rotanti dei generatori sincroni, come evidenziato in [23].

$$H = \frac{E_{kin}}{S_b} \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial f}{\partial t} \cong \frac{\Delta P = (P_m - P_e)}{2H} \quad (2.2)$$

Con  $S_b$  potenza nominale del generatore e  $H$  durata in cui la macchina può fornire la sua potenza nominale esclusivamente con l'energia cinetica accumulata, i valori tipici di  $H$  sono compresi tra 2 e 10 s.

Dalla (2.2) si nota che maggiore è l'inerzia meccanica, minore sarà la derivata della frequenza, il che a sua volta si tradurrà in deviazioni di frequenza più ridotte a fronte di una variazione di potenza [24].

Il ruolo dei servizi di flessibilità atti a controllare le variazioni di frequenza è quello di garantire il continuo bilanciamento tra generazione e carico impiegando

continuativamente alcune riserve di potenza che possono essere caricate o scaricate al momento opportuno.

### 2.2.2 Regolazione della tensione

Al contrario della frequenza, che è un parametro globale del sistema, la tensione è un parametro locale, che varia da un nodo all'altro a seconda della caduta di tensione nei rami.

La regolazione della tensione è il processo atto a garantire la stabilità della tensione nel sistema elettrico, garantendo che questa non esca dai limiti imposti. L'instabilità della tensione è strettamente legata alla capacità del sistema di soddisfare la domanda di potenza reattiva [25]. Questo è particolarmente vero quando si considerano sistemi AAT/AT, caratterizzate da linee di trasmissione con valori di reattanza molto maggiori rispetto a quelli di resistenza ( $X \gg R$ ). Essendo:

$$\Delta E = R_L \cdot I \cdot \cos \varphi + X_L \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2.3)$$

$$3 \cdot \Delta E = 3 \cdot R_L I \cos \varphi + 3 \cdot X_L I \sin \varphi \quad (2.4)$$

$$3 \cdot E_a \cdot \Delta E = 3E_a I \cos \varphi \cdot R_L + 3E_a I \sin \varphi \cdot X_L = PR_L + QX_L \quad (2.5)$$

$$\text{essendo } \Delta E = |E_p| - |E_a| \rightarrow E_a = E_p - \Delta E \quad (2.6)$$

$$\Rightarrow 3(E_p - \Delta E)\Delta E = PR_L + QX_L = 3E_p\Delta E - 3\Delta E^2 = M \quad (2.7)$$

Nell'intervallo di  $\Delta E$  ammissibile ( $\pm 10\%$ ) l'andamento di M si può approssimare ad una retta del tipo:

$$M = 3E_p\Delta E \quad (2.8)$$

$$\Rightarrow \Delta E \cong \frac{PR_L + QX_L}{3E_p} \quad (2.9)$$

Con  $\Delta E$  caduta di tensione in linea,  $R_L, X_L$  parametri di resistenza e reattanza della linea, P, Q potenza attiva e reattiva transitante in linea e  $E_p$  tensione stellata.

Dalla (2.9) si nota che in linee prevalentemente induttive il contributo della potenza reattiva transitante in linea è preponderante sulla caduta di tensione.

La regolazione della tensione è un compito assegnato agli operatori di rete che viene effettuato attraverso una serie di azioni di supporto combinati con l'uso di alcuni dispositivi di controllo. L'adeguamento della tensione può essere ottenuto:

- Agendo sui parametri della rete, utilizzando tecniche e strumenti come: trasformatori equipaggiati con OLTC – *On Load Tap Changer*; connessione/disconnessione di circuiti o trasformatori di linea; mediante l'impiego di dispositivi statici che compensano i parametri delle linee; ecc.
- Variando la generazione/assorbimento di potenza mirando a mantenere costante la tensione del sistema mediante l'iniezione di potenza reattiva. Questo obiettivo viene raggiunto impiegando generatori, compensatori sincroni, compensatori statici e bobine di compensazione. Questi possono contribuire dinamicamente alla regolazione della tensione poiché possono produrre/assorbire potenza reattiva in modo continuo rispetto a reattori statici e batterie di condensatori [24].

### 2.2.3 Risoluzione delle congestioni

Il terzo aspetto della regolazione di un EPS è la gestione delle congestioni. Una congestione in un ramo del sistema è la condizione in cui si sia superata la portata massima di corrente consentita.

In altre parole, il modulo della corrente circolante nel ramo deve restare al di sotto della portata al limite termico, ovvero del valore di corrente per il quale si può esercitare per un tempo illimitato la linea con una probabilità minima di scariche e con un invecchiamento accettabile degli elementi costituenti [26], [27].

Dal punto di vista dello scambio fisico di energia, una congestione rappresenta un vincolo sulla potenza trasmissibile da un nodo ad un altro, che limita la flessibilità complessiva del sistema. Presupponendo di avere una tensione costante, un limite di corrente circolante corrisponde ad un limite di potenza circolante.

$$I_L = \frac{S_L}{3 \cdot E} \Rightarrow S_L = 3 \cdot I_L \cdot E \quad (2.10)$$

In una linea ideale, quindi in assenza di perdite, la potenza transitante in linea coincide con la potenza all'arrivo. Si può quindi affermare che, se la potenza richiesta dal carico ( $S_a$ ) è inferiore a quella limite consentita dalla linea ( $S_L$ ) non ci sono congestioni, in caso contrario ( $S_a > S_L$ ) vi è una congestione.

Essendo che  $S_a$  è rappresentata come in (2.11), per risolvere una eventuale congestione ci sono due possibilità: La prima possibilità è quella di ridurre l'assorbimento di potenza attiva ( $P_a$ ); la seconda è di ridurre l'assorbimento di potenza reattiva ( $Q_a$ ), che si traduce nell'aumentare il fattore di potenza del carico (2.12).

$$S_a = \sqrt{P_a^2 + Q_a^2} \quad (2.11)$$

$$\cos \varphi = \cos \left[ \tan^{-1} \left( \frac{Q_a}{P_a} \right) \right] \quad (2.12)$$

Se  $Q_a$  diminuisce, il rapporto  $Q_a/P_a$  si avvicina a zero,  $\tan^{-1}$  si avvicina a zero, e quindi il  $\cos$  aumenta, tendendo a 1.

A questo punto risulta utile scrivere l'andamento della corrente in linea in funzione di  $\cos \varphi$  e della potenza attiva, quindi:

$$I = \frac{P_a}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{P_a}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \left[ \tan^{-1} \left( \frac{Q_a}{P_a} \right) \right]} \quad (2.13)$$

Quando il fattore di potenza è massimo ( $\cos \varphi = 1$ ) la corrente diventa funzione solo di  $P_a$ : corrente e tensione sono in fase, il valore efficace della corrente è minimo, la potenza reattiva  $Q_a$  è nulla e la potenza apparente è uguale alla potenza attiva ( $S_a = P_a$ ) [28]. In altre parole, riducendo  $Q_a$  si ottiene una riduzione della corrente circolante. Allo stesso modo si nota che anche intervenire sulla  $P_a$  comporta una variazione quasi direttamente proporzionale a I (questo è vero per valori elevati di  $\cos \varphi$ ).

In un sistema elettrico tradizionale il fattore di potenza delle utenze è relativamente alto e calcolando le derivate parziali  $\frac{\partial \cos \varphi}{\partial P_a}$  e  $\frac{\partial \cos \varphi}{\partial Q_a}$  si nota che la seconda tende a zero più velocemente. L'evidenza che, per valori elevati di  $\cos \varphi$ , la variazione di  $Q_a$



è molto meno impattante rispetto a quella di  $P_a$  sull'andamento di  $\cos \varphi$ , unitariamente al fatto che in (2.13) la  $P_a$  è presente anche a numeratore, portano ad affermare che  $Q_a$  ha un effetto meno impattante sulla riduzione della corrente di linea rispetto a  $P_a$ . Per questo la potenza reattiva è una risorsa poco sfruttabile per la risoluzione delle congestioni.

Esiste un terzo metodo per la risoluzione delle congestioni, cioè lavorare sulla tensione di alimentazione, ovvero sulla tensione dei nodi di partenza e arrivo della linea. L'idea è quella di alzare la tensione di alimentazione per ridurre la corrente circolante a parità di potenza trasmessa. Attraverso questo metodo, però, la possibilità di regolazione risulta molto limitata e quindi poco percorribile.

#### **2.2.4 Altri servizi**

Esistono anche altri servizi atti a garantire affidabilità e sicurezza del sistema elettrico, tra cui la disponibilità alla partecipazione di rialimentazione del sistema elettrico. La partecipazione alla rialimentazione del sistema consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del Piano di riaccensione (PdR), coordinato dal Gestore della rete, secondo i criteri definiti, a seguito di un *blackout* del sistema. [20, Par. 4.4.10.1]

### **2.3 Caratterizzazione delle risorse di flessibilità**

In questa sezione si vanno ad elencare le risorse di flessibilità suddividendole a seconda del ruolo che vanno a svolgere nel sistema. Una particolare attenzione si pone sulla differenza tra risorse tradizionali – quelle utilizzate comunemente dagli operatori di rete – e risorse “innovative”. Queste ultime sono indirizzate verso una flessibilità più distribuita che porta ad una diffusione ed un impatto più capillare nella rete di distribuzione.

#### **2.3.1 Risorse tradizionali**

Con risorse tradizionali si intendono quelle risorse di flessibilità che venivano e vengono comunemente impiegate dai TSO per la gestione del sistema energetico. Queste risorse sono prevalentemente formate da quote capacity fornite da centrali

termoelettriche in grado di modificare il loro profilo di generazione in modo sistematico. Questo tipo di flessibilità è una flessibilità centralizzata, quindi elargita prevalentemente sulla rete di trasmissione (AAT e AT).

### ***Riserva primaria***

La riserva primaria è finalizzata alla regolazione del canale frequenza-potenza, serve a contenere la variazione di frequenza in modo da evitare l'attivazione delle protezioni di rete. L'attivazione della riserva di regolazione primaria ha lo scopo di: “correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, mediante l'intervento dei regolatori di velocità delle turbine dei generatori asserviti, in risposta alle variazioni di frequenza” [20, Par. 4.4.2.1]. L'attivazione avviene automaticamente e istantaneamente, utilizzando, secondo le esigenze, riserve positive o negative, rispettivamente per aumentare o diminuire il carico.

### ***Riserva secondaria***

La riserva primaria, per quanto contrasti lo squilibrio che si crea tra la potenza generata e assorbita, arrestando la conseguente variazione della frequenza, non ripristina la frequenza al suo valore nominale. Quindi, per evitare che la rete continui ad operare a valori di frequenza che, per quanto all'interno dei limiti ammessi, costituiscono una condizione non ottimale, è necessario attingere ad un'ulteriore riserva detta riserva secondaria; essa riporta la frequenza al valore nominale di riferimento e ripristina la condizione iniziale di stabilità.

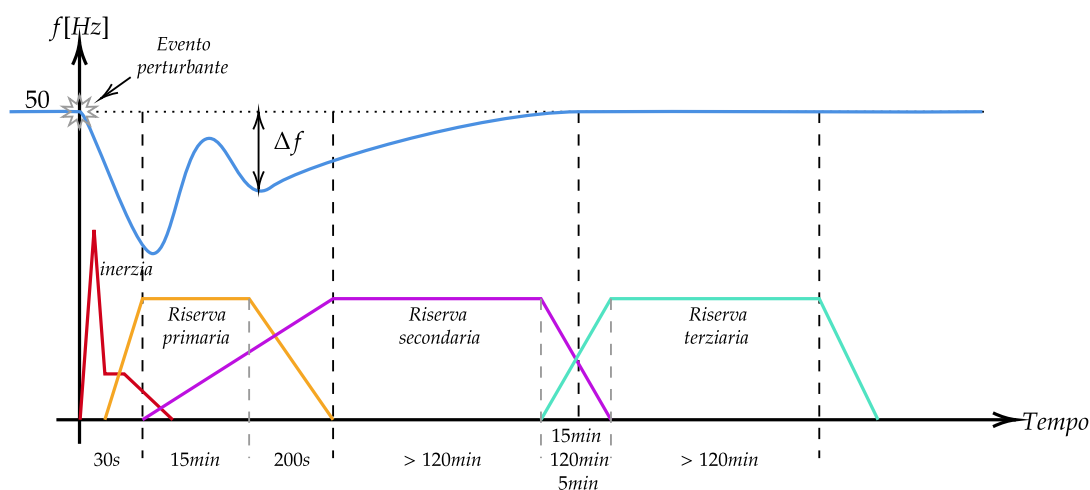
La riserva di regolazione secondaria ha la finalità di “compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea” [20, Par. 4.4.3.1].

### ***Riserva terziaria***

Qualora si sia attinto a tutta la riserva primaria e secondaria resa disponibile dalle unità di produzione, è indispensabile “ricostituire” le riserve di potenza. Tale compito è affidato alla riserva terziaria che, essendo svincolata da una procedura di

attivazione automatica, ristabilisce la riserva di energia elettrica in modo più graduale rispetto a quelle per l’approvvigionamento delle riserve primaria e secondaria. La riserva terziaria è differenziata in:

1. **Riserva terziaria pronta** a salire/scendere: “ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) e di mantenere il bilancio di sistema in caso di variazioni rapide di fabbisogno...” [20, Par. 4.4.4.1a] ed è prevalentemente finalizzata a compensare le rampe di carico;
2. **Riserva terziaria rotante** a salire/scendere: “ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta” [20, Par. 4.4.4.1b].
3. **Riserva terziaria di sostituzione** a salire/scendere: “ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria rotante a fronte di scostamenti del fabbisogno, dell’immissione di fonti rinnovabili non programmabili, di avarie dei gruppi di generazione la cui durata sia di qualche ora” [20, Par. 4.4.4.1c].



► Figura 2.3: Metodo di intervento per la regolazione di frequenza

### ***Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione***

“Consiste nell’asservire la produzione di potenza reattiva di un gruppo di generazione ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la

potenza reattiva erogata sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo gruppo di generazione rispetto ad un valore di riferimento sulle sbarre AT della centrale di produzione” [20, Par. 4.4.7.1].

Quindi la regolazione primaria consiste in una regolazione locale della tensione tramite generatori sincroni, compensatori sincroni, compensatori statici, che si attiva in caso di disturbo. Le azioni di controllo sono basate su misure locali e mirano a portare la tensione nel nodo di connessione al valore impostato. Il tempo di risposta varia da diverse decine di millisecondi a un minuto.

#### ***Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione***

”Consiste nell’asservire la produzione di potenza reattiva dei gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo automatico di regolazione centralizzato in grado di modulare la potenza reattiva erogata da ciascuno di tali gruppi di generazione sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti dal Gestore della rete (nodi pilota)” [20, Par. 4.4.8.1].

Il principio del controllo di tensione secondario consiste nel controllo delle tensioni all’interno di un’area della rete chiamata "area di controllo". Il controllo di tensione viene effettuato in un sistema chiuso, assumendo che le interazioni con le aree limitrofe siano ridotte al minimo. In un’area di controllo ci sono molti nodi di carico in cui l’evoluzione della tensione è rappresentativa dell’evoluzione della tensione negli altri nodi; pertanto, le misurazioni di tensione vengono effettuate solo in questi nodi detti "nodi pilota".

Il tempo di risposta di questo tipo di regolazione è compreso tra uno e diversi minuti.

#### ***Riserva per la risoluzione delle congestioni e bilanciamento***

Ulteriori risorse devono essere acquisite sia per la risoluzione delle congestioni che per il bilanciamento. In particolare, le risorse per il bilanciamento sono adibite a ripristinare i margini di riserva secondaria di potenza, risolvere le congestioni e mantenere l’equilibrio tra immissione e prelievo. Le risorse per il bilanciamento possono essere attinte dalla riserva terziaria, se disponibile, o acquisite in tempo reale.

### ***Interrompibilità del carico e rifiuto del carico***

In condizioni di insufficienza di tutte le risorse disponibili, Terna può avvalersi del servizio di interrompibilità per mantenere in sicurezza il funzionamento del sistema elettrico. Tale servizio consiste nell'attivare il distacco dei carichi delle Unità di Carico abilitate entro 200 millisecondi in condizioni istantanee e 5 secondi in condizioni di emergenza [20, Par. 4.4.6.2]. Nella stessa ottica, è previsto il servizio di rifiuto del carico che le unità di produzione con potenza superiore a 100 MW devono fornire obbligatoriamente, consentendo la disconnessione dalla rete pur mantenendo le condizioni di funzionamento.

### ***Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico***

La partecipazione alla rialimentazione del sistema consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare all'attuazione del Piano di riaccensione (PdR), coordinato dal Gestore della rete, secondo i criteri definiti, a seguito di un black out del sistema [20, Par. 4.4.10.1].

### ***Disponibilità all'utilizzo del telescatto***

“La disponibilità al telescatto consiste nell'asservire una unità di produzione ad un dispositivo in grado di disconnettere automaticamente la medesima unità al verificarsi di eventi predefiniti, ovvero su ordine e secondo le modalità indicate dal Gestore della rete” [20, p. 4.4.11.1].

## **2.3.2 Risorse innovative**

Con la forte compenetrazione delle fonti VRES nel parco produttivo e il progressivo smantellamento delle centrali a fonte fossile trovare nuove risorse di flessibilità è diventata una prerogativa per l'EPS. Le nuove risorse di flessibilità non hanno più un approccio centralizzato, ma arrivano da un maggior numero di asset differenti che agiscono in contesti locali, quindi a livello di rete di distribuzione (MT e BT). La principale innovazione è quella di riuscire a sopperire alla riduzione di quote capacity attraverso una partecipazione più attiva degli utenti attraverso soluzioni come la *Demand Response* – DR o la modulazione della generazione, che mettono a

disposizione i loro asset in maniera aggregata, al fine di formare quelle che vengono chiamate “Centrali Elettriche Virtuali” [29].

La digitalizzazione favorisce questo processo, rendendo le reti sempre più flessibili. Per questa ragione, anche in Italia come nel resto d’Europa, l’Arera – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, ha aperto il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse innovative, quali la modulazione della domanda, gli storage e la generazione distribuita, permettendo ai clienti del sistema di partecipare in maniera attiva alla sua gestione [30]. Queste innovative soluzioni di flessibilità potrebbero diventare fondamentali per la gestione del EPS del futuro [31].

### ***Modulazione di domanda***

La modulazione della domanda, o *Demand Response* – DR, consiste nel chiedere ai clienti utilizzatori di modulare la loro domanda di energia al fine di ridurre i flussi di potenza. Quando si verifica una perdita di carico e la capacità di generazione scende al di sotto del carico, le società di servizi possono imporre il distacco del carico attraverso blackout mirati, blackout continui o accordi con specifici consumatori industriali ad alto utilizzo per spegnere le apparecchiature nei momenti di picco della domanda [32]. Allo stesso modo, in momenti di eccesso di generazione – situazioni non rare con la crescita della generazione distribuita da fonti VRES – gli utenti possono avere un ruolo chiave assorbendo una maggior quantità di energia rispetto a quella richiesta, compensando lo squilibrio.

Sono disponibili tecnologie (e altre sono in fase di sviluppo) per automatizzare il processo di modulazione della domanda. Queste rilevano la necessità del sistema e la comunicano agli utenti partecipanti, automatizzando la riduzione/aumento del carico. Il processo può comportare l’abbassamento o lo spegnimento di alcuni elettrodomestici (e, quando la domanda è inaspettatamente bassa, potenzialmente aumentarne l’utilizzo). Ad esempio, il riscaldamento può essere abbassato come anche l’aria condizionata o la refrigerazione, ritardando leggermente il consumo fino a quando il picco di carico è passato. Un approccio simile può essere implementato per gestire i picchi di domanda di aria condizionata nelle regioni con picchi di calore estivi. Il preraffreddamento o il mantenimento di un’impostazione del termostato

leggermente più alta possono contribuire alla riduzione dei picchi di domanda [33], [34].

In altre parole, la DR è un programma incentivante atto ad aumentare l'elasticità del prezzo della domanda. Consiste nella disponibilità a ridurre o aumentare i propri consumi energetici in risposta ai picchi di domanda o di offerta del mercato elettrico, ricevendo in cambio di questa disponibilità una remunerazione. Esistono fondamentalmente due tipi di DR:

- **Esplicita:** la domanda compete direttamente alla fornitura nei mercati, individualmente per i grandi consumatori o attraverso aggregatori. Un'offerta esplicita è presentata attraverso un cambiamento dei consumi.
- **Implicita (*price-based*):** i consumatori accettano di essere esposti a variabilità del prezzo dell'elettricità e variabilità dei costi di gestione della rete. Il servizio sarà dipendente dal prezzo come definito nel contratto con il rivenditore. Essa non consente al consumatore di partecipare alla generazione nei mercati del bilanciamento e dei servizi ancillari (nessuna risorsa dispacciabile) [35].

Ovviamente gli utenti hanno bisogno di qualche incentivo per rispondere alla richiesta di un fornitore di risposta alla domanda. Gli incentivi alla risposta alla domanda possono essere formali o informali. L'ente erogatore può creare un incentivo tariffario trasferendo aumenti a breve termine del prezzo dell'elettricità. Altri utenti possono ricevere uno sconto o altri incentivi basati su impegni volti a ridurre l'energia durante i periodi di alta domanda. In alcune aree, invece di una tariffazione fissa per tutto il periodo della domanda, sono stati implementati contatori intelligenti per fornire una tariffazione in tempo reale che incentiva in modo diretto a ridurre l'utilizzo elettrico nei periodi di alta domanda e prezzo elevato [36].

### ***Storage***

L'aleatorietà e la discontinuità di fonti energetiche come l'eolico e il solare, e la loro frammentazione in impianti di piccola potenza, sono fattori che complicano la loro integrazione in rete. Per valorizzare appieno la generazione rinnovabile, che per sua

natura è tipicamente non programmabile, è necessario prevedere un'adeguata capacità di immagazzinamento: può infatti capitare, per esempio, che gli impianti eolici raggiungano il massimo di produzione di notte, quando la domanda è più scarsa oppure che vi siano forti intermittenze nella generazione (vento a folate) tali da complicare il lavoro di bilanciamento fra consumo e generazione.

Il tema dello stoccaggio dell'energia riveste quindi un'importanza cruciale nell'ottica della sostenibilità energetica. Inoltre in tale ottica si sta definendo, in campo normativo e regolatorio, il concetto di *utility electrical energy storage system*, cioè di un impianto di accumulo come componente di rete che l'operatore può adottare quando la soluzione più conveniente per l'esercizio sia connessa all'integrazione del rinnovabile [37].

Oltre che dal punto di vista del sistema elettrico, lo storage accoppiato agli impianti rinnovabili è utile per gli utenti generatori, perché permette di immettere elettricità in rete quando i prezzi dell'energia sono più alti o offrire la propria energia per i servizi di rete rendendola più pregiata.

### ***Generazione distribuita***

Il modello di generazione distribuita è un approccio che utilizza tecnologie su piccola scala e fonti di energia rinnovabile per produrre elettricità dove è più utile, cioè vicino all'utente finale. In questo modo si riducono i costi e si aumenta l'affidabilità ottenendo, allo stesso tempo, un minore impatto ambientale rispetto ai metodi tradizionali di generazione. Avere a disposizione una produzione locale permette al sistema di poter reagire in modo più pronto e reattivo, quindi in modo più flessibile, alle esigenze a cui va incontro con la transizione energetica. L'aspetto più delicato e che trarrebbe più vantaggi dalla generazione distribuita è il controllo della tensione. I metodi tradizionali utilizzati per regolare la tensione, come il variatore sotto carico del trasformatore in cabina primaria (*On Load Tap Changer* - OLTC) e banchi di condensatori installati in cabina primaria che iniettavano energia reattiva in rete, con l'aumento della generazione distribuita perdono la loro efficacia; ciò comporta la necessità di trovare nuovi sistemi di regolazione. La generazione distribuita, unita ad



un controllo semi-centralizzato che monitora le tensioni nodali, può fornire una soluzione efficace alla gestione della tensione nella rete di distribuzione [29].

## 2.4 Panoramica sui principali mercati di risorse di flessibilità

Le risorse di flessibilità sono, ad oggi, perlopiù quote capacity messe a disposizione da impianti termoelettrici che vengono scambiate principalmente in due modi: tramite contratti a lungo termine che vincolano fornitore e utilizzatore (TERNA nel caso italiano) e che fissano quantità e prezzo dello scambio; tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento – MSD, dove la capacità è scambiata in una logica competitiva.

### 2.4.1 Mercato per il servizio di dispacciamento - MSD

Il MSD è a partecipazione obbligatoria ed è il mercato sul quale il gestore di rete si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di dispacciamento (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale), in questo mercato la controparte centrale non è il Gestore del Mercato Elettrico – GME, ma TERNA, che definisce direttamente l'ordine di merito.

Il MSD si articola in una fase di programmazione (MSD ex-ante), in cui offerta e domanda sono selezionate per evitare congestioni zonali, e in una fase di bilanciamento in tempo reale che corrisponde al mercato del bilanciamento – MB. Il MSD ex-ante e MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento riassunta in ► Figura 2.4 [38].

Giorno di riferimento	D-1					D									
	NGP	MI1	MSD1	MI-XBID (I fase)	MI2	MBn	RRn	MI-XBID (II fase)	MSD2	MSD3	MSD4	MI3	MI-XBID (III fase)	MSD5	MSD6
Informazioni preliminari	11.30	14.45	n.d.		21.45	n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.	9.45		n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	15.30	12.55	22.30*	22.30*	22.30	°	°	°	12.55*	10.30	°	°
Chiusura seduta	12.00	15.00	17.00	21.40	22.00	H-1	H-55*	H-1 (ore 1-12) 9.40 (ore 13-24)	°	°	°	10.00	H-1	°	°
Esiti provvisori	12.45	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Esiti definitivi	12.58	15.30	21.00	n.d.	22.30	#	#	n.d.	2.00	6.00	9.45	10.30	n.d.	14.00	18.00

\*\* l'ora si riferisce al giorno D-9

\* l'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1

► Figura 2.4: Fasi del mercato elettrico italiano [38]

Una cosa fondamentale del MSD è che le offerte accettate vengono remunerate secondo il metodo *pay as bid*, in cui ogni generatore riceve il suo prezzo d'offerta.

#### 2.4.2 Mercati innovativi

Il *Clean Energy Package* (CEP), approvato nel novembre 2019, contiene diversi nuovi concetti in materia di integrazione di nuove risorse di bilanciamento. In particolare, tra gli aspetti più innovativi dell'accordo, emergono il concetto di *end-user aggregation* e *flexibility provision*. La nuova struttura proposta prevede che l'utente (o aggregato di utenti) possa:

- Comportarsi come un utente attivo o come un self-consumer;
- Aggregarsi;
- Vendere l'energia auto prodotta tramite dinamiche di flessibilità.

Il concetto di aggregazione viene definito come “una funzione eseguita da un individuo naturale o legale in grado di combinare una molteplicità di utenti al fine di acquistare o vendere all'asta energia elettrica in un qualsiasi mercato elettrico” [39]. Ciò significa che potranno essere abilitati alla partecipazione ai mercati energetici sia generatori aggregati che aggregati di consumatori passivi, per una potenza complessiva a livello europeo compresa tra i 50 e i 100 GW. Un altro punto cardine del Consiglio prevede che sia i TSO che i DSO considerino la possibilità, qualora si renda necessario, di attingere a servizi di flessibilità offerti dagli aggregati in modo non discriminatorio [4].

Allo scopo di studiare i meccanismi di aggregazione degli utenti e della loro partecipazione attiva alla gestione delle reti, diversi progetti pilota sono stati implementati in Europa, sia a livello di trasmissione che di distribuzione. Di seguito, si elencano alcuni dei progetti che si pongono l'obiettivo di reperire risorse di flessibilità e di integrarle in logiche di mercato:

- **EU-SysFlex**: progetto il cui obiettivo è quello di creare un marketplace comune per tutti i prodotti che si occupano di regolazione della frequenza e di

gestione delle congestioni, procurando risorse sia a livello di TSO che di DSO;

- **CoordiNet**: progetto il cui l'obiettivo consiste nel creare un unico mercato in cui TSO e DSO si coordinino su base nazionale;
- **GOPACS**: progetto che permette alle risorse distribuite di partecipare al mercato dell'energia elettrica nazionale;
- **FutureFlow**: progetto il cui obiettivo è quello di sondare la possibilità di costituire un mercato cross-border dei servizi ancillari.

Tra i progetti che si focalizzano maggiormente a livello locale troviamo invece:

- **Dominoes**: progetto il cui obiettivo è quello di costituire un mercato peer-to-peer su base locale;
- **Enera**: piattaforma sulla quale è possibile attingere a risorse fornite su base locale che permettano di compensare eventuali carenze di produzione eolica;
- **FEVER**: progetto che si pone, tra le altre cose, l'obiettivo di favorire lo scambio di risorse di flessibilità tra DSO e DSO;
- **GoFlex**: progetto che si pone l'obiettivo di creare una piattaforma di mercato che permetta di utilizzare efficacemente risorse di flessibilità a livello di distribuzione;
- **InterFlex**: progetto focalizzato sulla gestione delle contingenze dei DSO;
- **NODES**: progetto che si pone l'obiettivo di reperire risorse di flessibilità per i DSO;
- **Piclo Flex**: piattaforma indipendente rivolta ai DSO sulla quale si possono presentare offerte specifiche atte a soddisfare necessità di flessibilità localizzate tramite l'utilizzo di piccoli centri di generazione/consumo o tramite aggregati.

Lo scopo di ognuno di questi progetti è quello di creare un quadro tecnologico neutrale che possa permettere a tutti i partecipanti, siano essi *prosumer* (utenti tipicamente utilizzatori che in alcuni momenti immettono energia in rete), aggregati o utenti generatori distribuiti, di partecipare e di sviluppare il loro business.

## **2.5 Flessibilità in distribuzione**

Quello che il sistema elettrico sta subendo dal punto di vista della flessibilità distribuita è un cambiamento radicale. In passato, le criticità del sistema venivano mitigati pianificando gli investimenti nella rete e modificandone la configurazione per soddisfare la domanda. Ora i DSO hanno a disposizione una risorsa di flessibilità aggiuntiva che consente loro di risolvere i problemi tecnici locali in ambito operativo piuttosto che in fase di pianificazione. In generale ora i DSO si ritrovano ad assumere un ruolo sempre più attivo e centrale nel mantenimento dell'operatività delle infrastrutture di rete.

Si è discusso ampiamente il ruolo che le risorse di flessibilità devono ricoprire all'interno delle reti di distribuzione, questo perché l'approvvigionamento di servizi di flessibilità su base locale può apportare più benefici sia in termini di *power quality* che di continuità del servizio rispetto al metodo tradizionale, il quale prevede che partecipino al MSD solo quei generatori, tipicamente di grossa taglia, che presentano determinate caratteristiche.

In questo contesto, il distributore svolge un ruolo di abilitatore e facilitatore, riconosciuto dalla normativa europea "*Clean Energy Package*". Tale quadro normativo prevede infatti l'introduzione di procedure di mercato, trasparenti e non discriminatorie, che consentano ai DSO di fruire di "servizi di flessibilità locali". Il concetto di "servizio di flessibilità locale" o "servizio ancillare locale" è inteso come un servizio che un'utente connesso alla rete di distribuzione fornisce in termini di modulazione della potenza scambiata con la rete. Questa modulazione si suddivide in due tipologie di fornitura: una di un servizio a salire e una di un servizio a scendere. Un utente abilitato a fornire questo servizio (che sia un ente aggregatore o meno) è detto "fornitore del servizio di flessibilità" (*Balance Service Provider – BSP*) [40],[41].

- **Servizio a salire.** Va inteso come un servizio che comporta l'aumento dell'energia in rete. Questo risultato può essere ottenuto in due modi: taglio del carico (*load curtailment*) – ovvero la diminuzione del carico assorbito da un'utenza industriale – oppure aumento della potenza immessa in rete da parte di un impianto di generazione. È importante notare che gli impianti collegati in una rete di distribuzione in grado di poter modulare la propria generazione a salire sono solo gli impianti cogenerativi e le microturbine alimentate a gas o biogas, non impianti VRES come fotovoltaico ed eolico.
- **Servizio a scendere.** Va inteso come un servizio che comporta la diminuzione dell'energia in rete. Anche questo risultato può essere ottenuto in due modi: aumento del carico assorbito da un'utenza industriale oppure taglio di generazione (*generation curtailment*).

I servizi di flessibilità locali si distinguono da quelli che rientrano nelle competenze dei TSO in quanto non riguardano la regolazione di frequenza, essendo questo un parametro globale del sistema. I DSO possono acquistare servizi nell'ambito della gestione della propria rete per il rispetto dei vincoli tecnici. In altre parole, il DSO può utilizzare la flessibilità per decongestionare le linee/trasformatori e controllare i livelli di tensione nella porzione di rete locale.

Il DSO essendo il gestore della rete di distribuzione ha il compito di acquistare i servizi per risolvere le criticità; tuttavia è importante valutare la metodologia di approvvigionamento di tali risorse. In un contesto di pura ottimizzazione tecnico-economica il DSO dovrebbe avere la totale libertà sulla scelta dell'utente da attivare e sulle quantità di potenza da richiedere. In altre parole, la flessibilità contrattata è ottimizzata al minimo costo, come proposto in [41] e [42]. Un altro approccio è quello di ottimizzare le quantità di risorse utilizzate, adottando quindi una logica di minimizzazione della potenza regolante, come proposto in [43] e [44]. Un ulteriore metodo che può essere utilizzato è quello di ottimizzare il benessere complessivo degli utenti, ovvero adottare una procedura di abilitazione alla fornitura dei servizi tramite un mercato competitivo basato esclusivamente sul prezzo d'offerta, dove il DSO è costretto ad approvvigionarsi secondo l'ordine di merito derivante da un

mercato. Quest'ultima soluzione è diametralmente opposta rispetto alle precedenti, che sono basate su un'ottimizzazione tecnica.

### **2.5.1 Risoluzione delle congestioni in distribuzione**

Per quanto riguarda la risoluzione delle congestioni in distribuzione valgono gli stessi concetti visti nel capitolo 2.2.3 . Congestioni di pochi punti percentuali possono essere risolte impiegando servizi in potenza reattiva, ma in generale l'impiego di potenza attiva è molto più efficace in accordo con (2.13).

Un ulteriore aspetto che caratterizza la gestione delle congestioni nella rete di distribuzione è che quest'ultima è esercita con una configurazione radiale, questo implica che una congestione può essere risolta esclusivamente dagli utenti a valle del ramo congestionato. In un'ottica di ottimizzazione del mercato si possono creare situazioni di mercati locali che necessitano di una gestione particolare nell'abilitazione degli utenti; aspetto che sarà analizzato nel dettaglio al capitolo 3.6.2 .

### **2.5.2 Regolazione della tensione in distribuzione**

Nel capitolo 2.2.2 si è analizzato il problema della regolazione della tensione focalizzandosi nei nodi di trasmissione (AAT e AT). Si nota che nella rete di trasmissione, dove nelle linee è ampiamente preponderante la parte reattiva rispetto a quella resistiva, la regolazione di tensione compete prevalentemente alla potenza reattiva. Questo non è più così se si considerano reti MT, in particolare le reti in cui c'è una forte diffusione di linee in cavo che possono avere un rapporto R/X elevato. In questi casi, come si nota dalla (2.9), potenza attiva e reattiva hanno un'efficacia simile sulla regolazione della tensione. In generale, il DSO può coinvolgere diversi tipi di strategie di regolazione (OLTC, impianti DG, dispositivi di compensazione, modulazione dei carichi, ecc.) per mantenere valori elevati di *power quality*.

La grande penetrazione di generazione distribuita da fonti non programmabili nella rete MT ha portato al fatto che una gestione attiva dell'OLTC in cabina primaria e, in generale, le tradizionali strategie di regolazione della tensione applicate ai sistemi di distribuzione non risultano in grado di gestire il sistema, essendo ottimizzate per un

uso passivo della rete. L'adozione di un valore di riferimento costante della tensione non consente di gestire le alimentazioni attive (poiché la potenza generata dai DG può creare un profilo di tensione che aumenta dalla sottostazione ai nodi più periferici), mentre un metodo di compensazione della corrente può fallire quando il flusso di potenza AT/MT si inverte [46]. Per questo, una delle strategie adottate per limitare l'aumento di tensione dovuto a un'elevata penetrazione di DG è la regolazione della potenza immessa (o assorbita) lato utente, sempre coordinata in modo attivo con l'OLTC in CP.

Come per le congestioni anche per le tensioni è bene fare un appunto sull'efficacia dei servizi in funzione della loro posizione topologica. A differenza delle congestioni, la tensione è influenzata dalla topologia della rete e dalle impedenze reciproche, nonché dal punto di funzionamento del sistema [47]. In generale un problema di tensione può essere risolto dai nodi elettricamente vicini. In una rete elettrica la reciproca vicinanza tra i nodi è definita tramite l'analisi della sensibilità della rete che consente di caratterizzare l'accoppiamento e di identificare l'area di influenza di ciascun nodo [48]. In letteratura, la vicinanza elettrica tra i nodi viene valutata sfruttando diversi indicatori di sensibilità: in [48]–[50] l'indicatore utilizzato è la distanza elettrica, basata sul calcolo della matrice jacobina; in [47] si utilizza il concetto di fattori di interazione multi-alimentazione (*Multi Infeed Interaction Factors* - MIIF). Indipendentemente dall'indicatore che si sceglie per determinare la sensibilità della rete, è necessario determinare una soglia che indichi quando due nodi sono sufficientemente disaccoppiati al fine di poter individuare delle porzioni di rete indipendenti tra loro, tali da poter suddividere il problema della regolazione della tensione in porzioni ridotte. Le aree indipendenti vengono dette aree di controllo della tensione (*Voltage Control Areas* – VCAs).

In questa tesi, in accordo con altri studi ([46], [51], [52]), si è preferito considerare come area di controllo della tensione l'intera rete a valle della CP. Le ragioni di questa scelta sono due.

1. Dato che, sebbene si scelga una soglia minima di sensibilità sotto la quale due nodi si definiscano disaccoppiati, esiste comunque un livello di

accoppiamento maggiore di zero, pertanto si è deciso di non vincolare alcun nodo verso la possibilità di intervento per una regolazione di tensione. In generale si dà la possibilità di risolvere una criticità di tensione tramite un nodo elettricamente lontano, se giustificato da una scelta di ottimizzazione.

2. Visto che in CP il DSO ha a disposizione un OLTC e che lo spostamento di una tacca comporta la variazione dei profili di tensione dell'intera rete a valle della CP, risulta poco sensato creare aree di controllo scoordinate tra loro e aggiungere un parametro che agisce in modo coordinato su tutte le aree.



# Capitolo 3.

## 3 Metodologie proposte

Questo lavoro di tesi propone un metodo per il dispacciamento delle risorse distribuite tramite il quale gli utenti connessi alla rete di distribuzione possono contribuire alla flessibilità fornendo al DSO risorse per risolvere le criticità del sistema, traendo inoltre un beneficio in termini di *power quality* ed economici. L'analisi si è focalizzata su due diversi approcci:

- Un primo approccio di ottimizzazione tecnico-economica (optE) il cui obiettivo è quello di minimizzare i costi di gestione sostenuti dal DSO favorendo la fornitura da parte degli utenti con il miglior rapporto efficienza-economicità.
- Un secondo approccio di ottimizzazione del mercato (optM), il cui fine è cercare una soluzione che non agevoli alcun utente su base tecnica, ma favorisca uno scenario competitivo sulla base dei prezzi di offerta dei servizi.

Nel contesto della distribuzione, come introdotto nel capitolo 2.5 , il DSO può acquistare servizi di flessibilità esclusivamente per la gestione della propria rete, al fine di rispettare i vincoli tecnici imposti dagli elementi del sistema.

Gli utenti abilitati alla fornitura di servizi di flessibilità possono essere sia utenti generatori che carichi. È importante specificare che tutti gli utenti abilitati non partecipano al mercato elettrico solo per la risoluzione delle criticità di sistema e quindi, non essendo unità create ad hoc ma unità che usufruiscono della normale fornitura elettrica in tutte le fasi del giorno, ne risulta che la fornitura di servizi di flessibilità è un'azione parallela al normale impiego. Proprio per questo i profili di carico/generazione sono dati di input del problema (vedi ►Figura 3.1) e sono imposti dall'operatività di ogni singolo utente (profili *given*). Ciò che il sistema si impone di fare è di modificare i profili in input degli utenti abilitati rendendoli flessibili al fine di risolvere le criticità che insorgono nella rete. Oltre ai servizi di

flessibilità forniti dagli utenti il DSO ha a disposizione il trasformatore con regolatore sotto carico in CP.

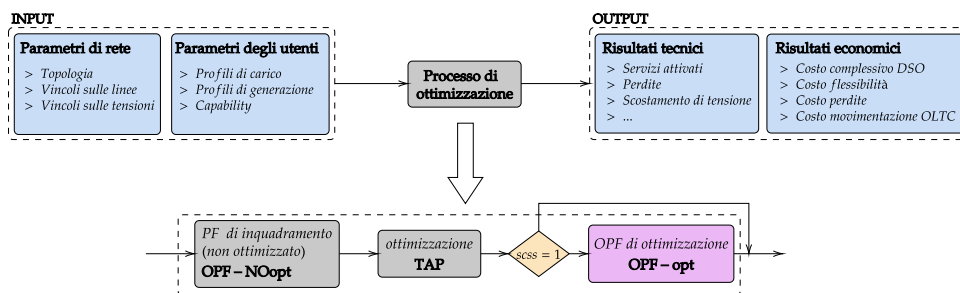
Dopo aver messo a punto lo strumento di analisi e aver definito i vincoli funzionali di ciascun metodo, si procede con il confronto dei risultati derivanti dalle due strategie in termini economici e funzionali. La ► Figura 3.1 illustra una struttura generale del processo di ottimizzazione.

Dal punto di vista funzionale si deve valutare se, a parità di criticità e vincoli descritti in (3.2), entrambi gli approcci riescono a risolvere la rete.

Dal punto di vista economico si valuta il costo sostenuto dal DSO per la gestione della criticità nelle due condizioni di ottimizzazione.

$$\Delta C_T^{DSO} = C_T^{DSO,E} - C_T^{DSO,M} \quad (3.1)$$

Da questi assunti principali si possono poi valutare altri aspetti di carattere più tecnico come la quantità di servizi utilizzati, le perdite, ecc.



► Figura 3.1: Struttura generalizzata del funzionamento dello strumento di analisi

Dall'analisi ci si aspetta che l'ottimizzazione tecnico-economica porti risultati migliori sia in termini di costi complessivi che di quantità di servizi attivati non essendo soggetta a vincoli sul dispacciamento. L'ottimizzazione di mercato, d'altro canto, porterà una logica di ottimizzazione che ridurrà il potere di mercato esercitabile da alcuni utenti privilegiati dal punto di vista topologico.

### 3.1 Vincoli di sistema

I vincoli imposti al sistema di ottimizzazione al fine di risolvere la rete sono composti da vincoli fisici, come l'ampacity delle linee (3) e i limiti di tensione

nodale (4), funzionali, come l'equilibrio delle potenze (1) e (2) (legge di Kirchhoff sulle potenze) e vincoli sulle capability degli utenti che forniscono servizi di flessibilità (5) e (6).

$$\left\{ \begin{array}{l} (1) \quad P_t^{given} + P_t^{flex} + P_t^{loss} - P_t^{slack} = 0 \\ (2) \quad Q_t^{given} + Q_t^{flex} + Q_t^{loss} - Q_t^{slack} = 0 \\ (3) \quad Z_{j,t} \leq \bar{Z}_j \quad \forall j = \{1, \dots, n_l\} \\ (4) \quad \underline{V}_b \leq V_{b,t} \leq \bar{V}_b \quad \forall b = \{1, \dots, n_b\} \\ (5) \quad \underline{P}_{i,t}^{flex} \leq P_{i,t}^{flex} \leq \overline{P}_{i,t}^{flex} \quad \forall i = \{1, \dots, n_f\} \\ (6) \quad \underline{Q}_{i,t}^{flex} \leq Q_{i,t}^{flex} \leq \overline{Q}_{i,t}^{flex} \quad \forall i = \{1, \dots, n_f\} \end{array} \right. \quad \forall t = \{1, \dots, T\} \quad (3.2)$$

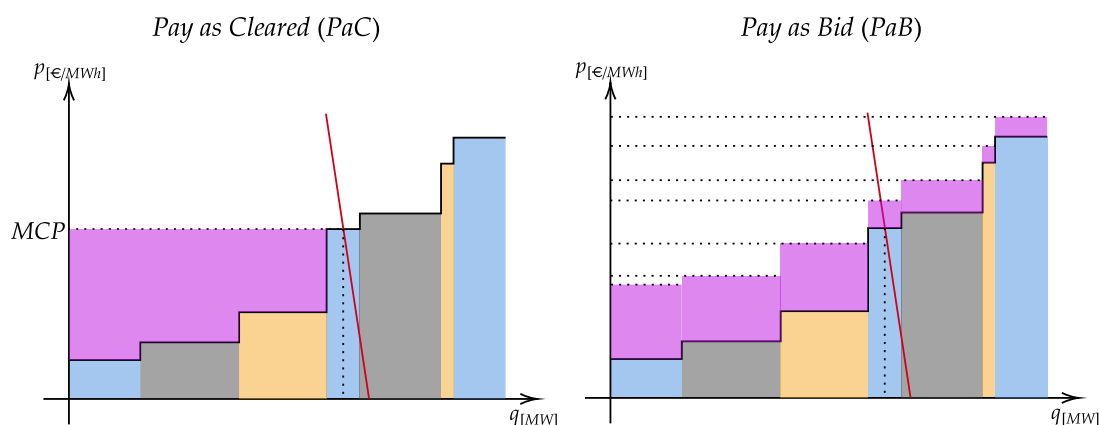
Dove  $P_t^{given}, Q_t^{given}$  rappresentano la potenza attiva e reattiva richiesta dagli utenti;  $P_t^{flex}, Q_t^{flex}$  la potenza messa a disposizione degli utenti flessibili;  $P_t^{loss}, Q_t^{loss}$  le perdite attive e reattive nella rete e  $P_t^{slack}, Q_t^{slack}$  la potenza attiva e reattiva fornita dal saldo in ogni istante  $t$ ;  $Z_{j,t}, \bar{Z}_j$  rappresentano la portata della  $j$ -esima linea e il relativo limite massimo e  $n_l$  il numero delle linee nella rete per ogni istante  $t$ ;  $V_{b,t}, \underline{V}_b, \bar{V}_b$  rappresentano la tensione nodale sull' $b$ -esimo nodo e i relativi limiti minimo e massimo ammessi e  $n_b$  il numero di nodi nella rete per ogni istante  $t$ ; infine  $\underline{P}_i^{flex}, \underline{P}_i^{flex}, \overline{P}_i^{flex}, Q_i^{flex}, \underline{Q}_i^{flex}, \overline{Q}_i^{flex}$  rappresentano la potenza attiva e reattiva fornita per la regolazione del sistema dal  $i$ -esimo utente flessibile e i relativi limiti minimo e massimo e  $n_f$  il numero di utenti flessibili nella rete.

### 3.2 Definizione dei costi

Per prima cosa si analizzano le diverse tipologie di remunerazione utilizzate:

- La remunerazione dei servizi di flessibilità è data seguendo un modello *Pay as Bid* – PaB, cioè ogni utente riceve il prezzo a cui ha offerto il servizio. Questa soluzione non è ottimale dal punto di vista teorico tuttavia incentiva i produttori a fornire energia anche quando il loro costo marginale è superiore all'equilibrio di mercato – cosa fondamentale in un mercato dei servizi di regolazione.

- Viceversa, la valorizzazione dell'energia associata al normale impiego è data da una logica *Pay as Cleared* – PaC, quindi tutte le offerte ricevute vengono pagate allo stesso prezzo, cioè al prezzo di pulizia del mercato (*market clearing price* – MCP), dove questo è il costo marginale dell'ultima unità di produzione.



► Figura 3.2: Sistema di remunerazione pay as cleared e pay as bid

È poi importante fare delle ipotesi preliminari che definiscano, in maniera generale, il funzionamento dello strumento di analisi e le logiche connesse.

- Si è considerato che l'utente consumatore compri il suo prelievo di energia al prezzo di mercato (MCP); questa è una semplificazione rispetto alla realtà dove l'utente compra il suo prelievo ad un prezzo  $\text{MCP} + \text{oneri di rete} + \text{componenti addizionali} + \text{accise}$ . Questa semplificazione non inficia il funzionamento del sistema in quanto il valore dell'energia acquistata viene annullato per evidenziare solo i costi dei servizi di flessibilità. La valorizzazione complessiva associata al prelievo è  $C_T^{l, given}$ .
- L'utente generatore vende la sua immissione di energia in rete al prezzo di mercato (MCP). La valorizzazione complessiva associata alla fornitura è  $C_T^{g, given}$ .

- Il DSO si frappa tra TSO e utenti (cui garantisce la connessione) facendosi onere delle sole perdite che si verificano nelle proprie reti. La valorizzazione complessiva associata alle perdite è  $C_T^{loss}$ .
- Se ne ha la necessità, il DSO compra flessibilità dagli utenti per risolvere criticità interne, come regolazione di tensione o risoluzione di congestioni sulle proprie linee/trasformatori. La valorizzazione complessiva associata al reperimento dei servizi di flessibilità è  $C_T^{flex}$ .

Il parametro fondamentale per caratterizzare le due ottimizzazioni è il costo complessivo sostenuto dal DSO, descritto in (3.3). Per definire il costo complessivo del DSO –  $C_T^{DSO}$  è necessario definire il costo totale del dispacciamento –  $C_T$  in (3.4). Questo perché lo strumento utilizzato per risolvere la rete fornisce come dato di *output* il costo complessivo del dispacciamento e non il costo sostenuto dal DSO. Per ottenere il reale costo sostenuto dal DSO è necessario, in primis, sottrarre la quota di costo attribuita al prelievo/immissione di energia da parte degli utenti ( $C_T^{given} = C_T^{l,given} + C_T^{g,given} = C_T^{slack,users}$ ) da  $C_T$  e, in secondo luogo, aggiungere il costo di movimentazione dell'OLTC in CP.

$$C_T^{DSO} = C_T^{flex} + C_T^{loss} + C_T^{TAP} = (C_T - C_T^{given}) + C_T^{TAP} \quad (3.3)$$

$$C_T = C_T^{slack} + C_T^{flex} = (C_T^{slack,loss} + C_T^{slack,users}) + C_T^{flex} \quad (3.4)$$

$$\Rightarrow C_T^{flex} = C_T - C_T^{slack} \quad (3.5)$$

### 3.2.1 Costo movimentazione TAP

Movimentare l'OLTC comporta dei costi a carico del DSO associati ad ogni commutazione.

$$C_T^{TAP} = \sum_t^T \Delta TAP_t \cdot c^{TAP} \quad (3.6)$$

Dove  $c^{TAP}$  è il costo unitario per una commutazione, mentre  $\Delta TAP_t$  è il numero di commutazioni tra l'istante t e t-1, in particolare:

$$c^{TAP} = \frac{V^{TAP}}{\Delta TAP^{max}} \quad (3.7)$$

$$\Delta TAP_t = TAP_t - TAP_{t-1} \quad (3.8)$$

$TAP_t$  è la posizione della tacca dell'OLTC nell'istante  $t$ , mentre  $TAP_{t-1}$  è la posizione della tacca dell'OLTC nell'istante precedente.  $V^{TAP}$  è il valore complessivo del variatore sotto carico e  $\Delta TAP^{max}$  è il numero totale di commutazioni sostenibili.

$$C_T^{TAP} = \sum_t^T (TAP_t - TAP_{t-1}) \cdot \frac{V^{TAP}}{\Delta TAP^{max}} \quad (3.9)$$

### 3.2.2 Costo dei servizi di flessibilità

I servizi di flessibilità sono al centro del problema di ottimizzazione. I costi associati ad essi derivano dai seguenti vincoli funzionali:

- Al fine di disincentivarne l'attivazione, quando non necessaria, sia i servizi a salire che i servizi a scendere devono rappresentare un onere per il DSO.
- La fornitura dei servizi di flessibilità da parte degli utenti deve essere ricompensata in modo tale da recuperare almeno le somme investite per dotarsi delle apparecchiature necessarie a fornire tali servizi.
- La fornitura di alcuni servizi (quali taglio di generazione e taglio del carico) comporta la riduzione del ricavo netto dell'utente; pertanto, questo deve essere compensato al fine di incentivare la partecipazione al mercato dei servizi di flessibilità.

La remunerazione che l'utente vede dalla fornitura di servizi di flessibilità è basata esclusivamente sull'energia fornita e quindi su un meccanismo di remunerazione *energy-based*, che trascura una eventuale valorizzazione della quota *capacity*. Quindi l'utente abilitato è in grado di generare un profitto solo se chiamato ad attivare il servizio per il quale si è offerto. In altre parole, il valore della flessibilità in funzione della quantità di energia prodotta per ogni singolo utente è un polinomio che parte dall'origine degli assi, del tipo:

$$y_i = m_i \cdot x_i \quad (3.10)$$

Con coefficiente angolare che coincide con la valorizzazione unitaria (€/MWh) attribuita al servizio e  $x_i$  energia messa a disposizione ( $\Delta t \cdot P_i^{flex}$ ).

La remunerazione dei servizi di flessibilità è una spesa per il DSO, ed è definita come:

$$C_T^{flex} = C_T^{flex,P} + C_T^{flex,Q} \quad (3.11)$$

Si differenziano i costi associati alla potenza attiva e reattiva. I costi dei servizi di flessibilità in potenza attiva ( $C_T^{flex,P}$ ) sono definiti in (3.12).

$$C_T^{flex,P} = \sum_{t=1}^T \left( \sum_i^{n_i} P_{i,t}^{flex,UP} \cdot c_i^{flex,UP,P} + \sum_i^{n_i} P_{i,t}^{flex,DW} \cdot c_i^{flex,DW,P} \right) \cdot \Delta t \quad (3.12)$$

Dove  $P_{i,t}^{flex,UP}$  e  $P_{i,t}^{flex,DW}$  sono le quantità modulanti di ogni i-esimo utente flessibile e per ogni istante t fornite rispettivamente per il servizio a salire (UP) e scendere (DW), mentre  $c_i^{flex,UP,P}$  e  $c_i^{flex,DW,P}$  i relativi costi unitari associati alla fornitura del servizio, espressi in [€/MWh].

La formulazione dei costi associati al servizio varia a seconda che questo sia fornito da un utente generatore o utilizzatore e che sia fornito per un servizio a salire o a scendere. In generale il costo unitario del servizio in potenza attiva è definito come  $c_i^{flex,P}$  dal punto di vista del DSO; dal punto di vista dell'utente, invece, il costo è un'offerta ( $off_i^P$ ).

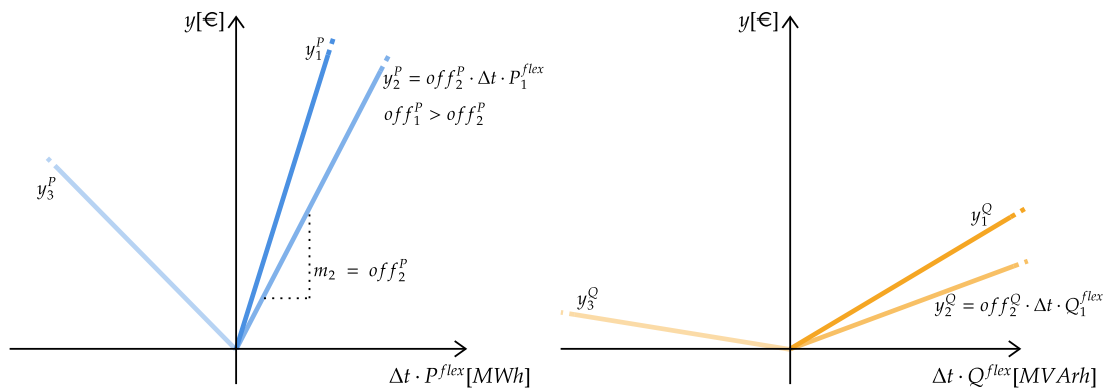
$$off_i^P = v_{E_i} + K_f(P_{n_i}) \cdot P_{n_i} + G_i \quad [€/MWh] \quad (3.13)$$

L'offerta è stata formulata tramite una funzione trinomia (3.13), dove:

- $v_{E_i}$  – *Value of Energy*. È il valore associato all'energia messa a disposizione per la flessibilità dall'i-esimo utente. Questo parametro varia a seconda del tipo di servizio, del tipo di utente e, per gli utenti generatori, anche a seconda della fonte primaria; questi aspetti verranno approfonditi nel capitolo 3.3 .

- $K_f$  – Coefficiente di Spesa Fornitura Flessibilità. È un coefficiente che tiene conto della spesa che l'utente deve affrontare per dotarsi delle attrezzature per fornire flessibilità. Anche in questo caso varia a seconda del tipo di utente: sarà maggiore per gli utenti utilizzatori, i quali devono dotarsi di apparecchiature specifiche per modulare l'assorbimento, mentre sarà inferiore per gli utenti generatori che sono già in grado di modulare la potenza immessa. Il costo associato all'attrezzatura per fornire un servizio di flessibilità è proporzionale alla potenza nominale dell'impianto pertanto  $K_f$  è un coefficiente unitario rispetto alla potenza nominale, dimensionalmente rappresentato in  $(\text{€/MWh})/\text{MW}$ .
- $G_i$  – Gain. È il guadagno che l'utente riceve per la fornitura del servizio.

Per convenzione la  $P_i^{flex}$  è considerata positiva quando immessa in rete e (convenzione del generatore) dunque, per ottenere una valorizzazione positiva per gli utenti utilizzatori è necessario considerare la loro offerta negativa.



► Figura 3.3: Rappresentazione del costo della flessibilità in funzione della quantità di servizi attivati

La fornitura di potenza reattiva merita un appunto a sé. Anche se al momento i DSO italiani intendono considerare che i prodotti in potenza reattiva siano erogabili gratuitamente entro i limiti indicati dalla norma CEI 0-16, in questo studio si è voluto analizzare l'andamento delle dinamiche di attivazione dei servizi stessi, andando a valorizzare anche la potenza reattiva messa a disposizione dagli utenti. In particolare si prevede che qualsiasi utente possa fornire servizi a salire e a scendere in potenza



reattiva, a prescindere che si tratti di un carico o di un generatore. Per incentivare questa tipologia di servizi è necessario che questi vengano remunerati. Il metodo di remunerazione scelto è analogo a quello della potenza attiva.

$$C_T^{flex,Q} = \sum_{t=1}^T \left( \sum_i^{n_i} Q_{i,t}^{flex,UP} \cdot c_i^{flex,UP,Q} + \sum_i^{n_i} Q_{i,t}^{flex,DW} \cdot c_i^{flex,DW,Q} \right) \cdot \Delta t \quad (3.14)$$

Dove  $Q_{i,t}^{flex,UP}$  e  $Q_{i,t}^{flex,DW}$  sono le quantità modulanti di ogni i-esimo utente flessibile e per ogni istante t fornite rispettivamente per il servizio a salire (UP) e scendere (DW), mentre  $c_i^{flex,UP,Q}$  e  $c_i^{flex,DW,Q}$  i relativi costi unitari associati alla fornitura del servizio, espressi in [€/MVA<sub>h</sub>].

La differenza sostanziale sta nel fatto che le offerte di fornitura di servizi reattivi non sono definite da funzioni trinomie proprie come per la potenza attiva, ma si basano su quelle della potenza attiva ridotte di un coefficiente ( $K_{QP}$ ), come rappresentato in (3.15).

$$off_i^Q = K_{QP} \cdot off_i^P \quad (3.15)$$

$$\text{con } K_{QP} < 1$$

Si è fatta questa scelta al fine di semplificare la definizione dei costi, anche considerando che la fornitura di potenza reattiva è gestita dalle stesse apparecchiature previste per la fornitura di potenza attiva. Inoltre è stato definito un coefficiente di proporzionalità minore di uno perché la fornitura di servizi reattivi non comporta variazioni nell'operatività dell'utente ed eventuali perdite economiche.

### 3.2.3 Costo delle perdite

La gestione delle perdite è a carico del DSO, quindi rappresentano un costo.

$$C_T^{loss} = \sum_{t=1}^T P_t^{loss} \cdot \Delta t \cdot c^{slack} \quad (3.16)$$

Dove  $P_t^{loss}$  e  $c^{slack}$  sono rispettivamente le perdite attive nella rete nell'istante t e il costo unitario di un singolo MWh prelevato dal nodo di saldo, cioè il nodo AT a monte della CP. Le perdite nel singolo istante t sono definite in (3.17).

$$P_t^{loss} = \left( \sum_i^{n_i} P_{i,t}^{given} - P_t^{slack} + \sum_i^{n_i} P_{i,t}^0 \right) \cdot \Delta t \quad (3.17)$$

$P_{i,t}^{given}$  rappresenta la potenza immesse/assorbita dal  $i$ -esimo nodo nell'istante  $t$  durante il funzionamento standard, che coincide con la curva di generazione/carico reale,  $P_t^{slack}$  è la potenza attiva assorbita dal nodo di saldo nell'istante  $t$ , mentre  $P_{i,t}^0$  è la potenza assorbita a vuoto dal  $i$ -esimo trasformatore nell'istante  $t$ .

Le perdite in rete sono definite solo in potenza attiva perché il prelievo di potenza reattiva dal nodo di saldo non rappresenta un costo.

Si nota inoltre che le perdite nel sistema non sono completamente definite dalla differenza tra la potenza assorbita dagli utenti e la potenza assorbita dal saldo; c'è anche un termine associato alle potenze a vuoto dei trasformatori che deriva dalla modellizzazione dei rami da parte del software di risoluzione (si approfondirà al capitolo 4.1).

### 3.2.4 Costo potenza prelevata al saldo

Il prelievo di energia al saldo deve essere associato ad un costo, mentre l'assorbimento di energia da parte del saldo deve essere associato ad un ricavo. Questo criterio implementativo serve per limitare il prelievo di energia al saldo al solo quantitativo necessario per l'alimentazione dei carichi e per favorire la generazione distribuita nella rete.

$$C_T^{slack} = \sum_{t=1}^T P_t^{slack} \cdot \Delta t \cdot c^{slack} \quad (3.18)$$

La potenza prelevata dal saldo può essere suddivisa in due componenti distinte: una associata alle perdite ( $P_T^{slack,loss}$ ) e una associata alla fornitura di potenza agli utenti ( $P_T^{slack,users}$ ) che coincide con  $P_T^{given}$ .

$$P_T^{slack} = P_T^{slack,users} + P_T^{slack,loss} \quad (3.19)$$

$$C_T^{slack} = C_T^{slack,users} + C_T^{slack,loss} \quad (3.20)$$

Si nota che il costo della potenza prelevata dal saldo non è un costo da attribuire completamente al DSO. Al DSO deve essere attribuito solo il costo della quota parte associata alle perdite, come descritto nel capitolo 3.2.3 .

Anche in questo caso i costi associati al prelievo dal saldo sono solo dovuti alla potenza attiva, questo perché la potenza reattiva prelevata dal saldo è resa gratuita dal sistema a monte della CP.

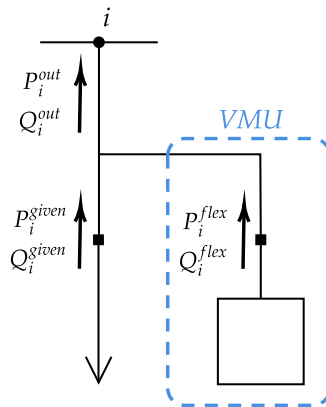
### 3.3 Caratterizzazione utenti flessibili

Gli utenti considerati sono quelli rappresentati in Tabella 3.1. La scelta delle tipologie di utenti è stata fatta in modo da coprire una completa gamma di condizioni di funzionamento, mantenendo comunque un buon grado di generalizzazione.

Tabella 3.1: Utenti divisi per categoria

Tipo di utente	Sottocategoria	Codice	Descrizione
<b>Generatori</b>	Solare utility scale	<b>PV-US</b>	Impianti fotovoltaici di grande taglia (>1MWe).
	Solare industriale	<b>PV-IND</b>	Impianti fotovoltaici collocati su coperture di edifici industriali.
	Eolico	<b>WIND</b>	Impianti eolici.
	Microturbina a biogas	<b>MTG</b>	Microturbine alimentate a biogas.
	Microturbina a gas	<b>MTBG</b>	Microturbine alimentate a gas.
<b>Utilizzatori</b>	Termici	<b>LOAD-T</b>	Utenti utilizzatori che forniscono flessibilità tramite modulazione di carichi termici (celle, impianti di condizionamento, forni)
	Operativi	<b>LOAD-O</b>	Utenti utilizzatori che forniscono flessibilità tramite modulazione di carichi operativi (motori, linee di produzione)

Come detto gli utenti abilitati alla fornitura di servizi di flessibilità possono essere sia utenti generatori che carichi. Essi vedono il proprio profilo di potenza modulato a seconda delle necessità del sistema, in modo da dispacciare la rete garantendo il rispetto dei vincoli funzionali di cui in (3.2). La struttura generale per riprodurre gli utenti flessibili è rappresentata in ► Figura 3.4.



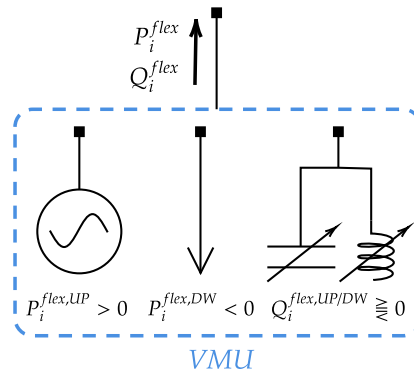
► Figura 3.4: Modellizzazione utente flessibile

Si nota che un utente flessibile viene affiancato da una unità parallela al fine di modulare il profilo di potenza, chiamata unità modulante virtuale (*Virtual Modulating Unit* – VMU). La convenzione utilizzata è quella da generatore: quando la potenza è immessa in rete è positiva; quando è assorbita è negativa. Questa convenzione si è resa necessaria per far funzionare correttamente il *tool* di simulazione, il quale consente di associare un costo solo agli utenti convenzionati da generatore (vedi capitolo 4.1.2).

$$P_i^{out} = P_i^{flex} + P_i^{given} \quad (3.21)$$

$$Q_i^{out} = Q_i^{flex} + Q_i^{given} \quad (3.22)$$

In generale la VMU è composta da un generatore che inietta potenza, da un carico che assorbe potenza e da un generatore di potenza reattiva, il quale può fornire indistintamente potenza positiva o negativa (► Figura 3.5).



► Figura 3.5: Dettaglio modello VMU

### 3.3.1 Curve di capability degli utenti flessibili

Per definire completamente un utente flessibile è necessario imporre dei vincoli funzionali sulla VMU. Il primo vincolo fisico deriva dalla potenza nominale dell'utente ( $S_i^n$ ). La potenza complessiva di *output* ( $S_i^{out}$ ) non può mai superare la potenza nominale dell'utenza.

$$S_i^{n2} \geq (P_i^{flex} + P_i^{given})^2 + (Q_i^{flex} + Q_i^{given})^2 \quad (3.23)$$

A questo punto si può scendere nei dettagli delle forniture in potenza attiva e reattiva e definire gli altri vincoli necessari per definire la capability delle VMU.

I vincoli sulla capability della potenza attiva derivano dai seguenti assunti:

- La VMU non può far cambiare l'attitudine dell'utente. Questo indica che, per esempio, un utente generatore non può cambiare la sua attitudine diventando un carico per effetto della VMU. In altre parole, il segno di  $P_i^{out}$  non può invertirsi per effetto di  $P_i^{flex}$ , questo implica che:

$$\begin{cases} se P_i^{out} > 0 & \rightarrow P_i^{flex} \geq -P_i^{given} \\ se P_i^{out} < 0 & \rightarrow P_i^{flex} \leq -P_i^{given} \end{cases} \quad (3.24)$$

- La VMU può modulare l'utenza solo entro una certa banda definita in funzione di  $P_i^{given}$  e limitata agli estremi dai coefficienti di massima modulazione a salire e a scendere, rispettivamente  $k_{P_i}^{mm,UP}$  e  $k_{P_i}^{mm,DW}$  i quali devono essere sempre maggiori o uguali di zero, ad impedire che le due bande si invertano.

$$\begin{aligned} -k_{P_i}^{mm,DW} \cdot |P_i^{given}| \leq P_i^{flex} \leq k_{P_i}^{mm,UP} \cdot |P_i^{given}| \\ con k_{P_i}^{mm,DW} \geq 0 e k_{P_i}^{mm,UP} \geq 0 \end{aligned} \quad (3.25)$$

Per ultimi i vincoli sulla potenza reattiva. La fornitura di servizi reattivi può essere positiva o negativa indipendentemente dal tipo di utente. In generale c'è un solo assunto per definire la capability reattiva della VMU:

- La VMU non può modulare l'utenza oltre una banda fissa definita in funzione di  $S_i^n$  e limitata agli estremi dal coefficiente di massima modulazione  $k_{Q_i}^{mm}$ .

Si nota che  $k_{Q_i}^{mm}$  agisce sia sul servizio a salire che sul servizio a scendere; di conseguenza la banda di modulazione reattiva è simmetrica.

$$-k_{Q_i}^{mm} \cdot S_i^n \leq Q_i^{flex} \leq k_{Q_i}^{mm} \cdot S_i^n \quad (3.26)$$

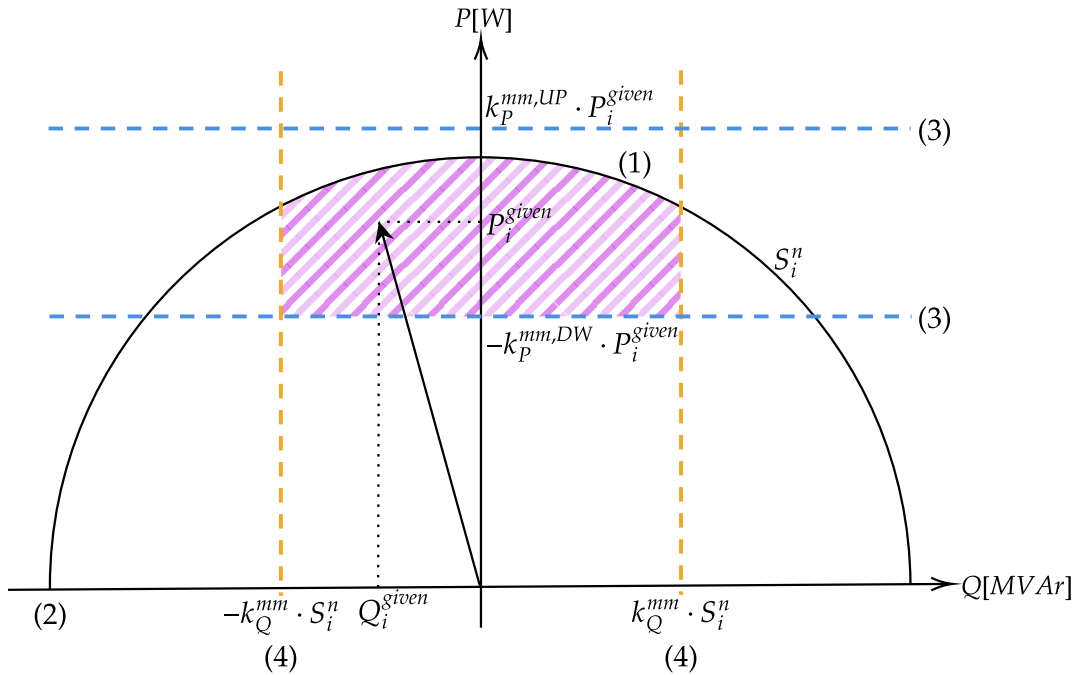
con  $0 \leq k_{Q_i}^{mm} \leq 1$

A differenza dell'ultimo vincolo sulla potenza attiva questo vincolo impone una banda fissa essendo fissata a  $S_i^n$ .

Le capability degli utenti flessibili sono definite dai quattro vincoli sopra descritti:

$$\left\{ \begin{array}{l} (1) \quad S_i^{n2} \geq (P_i^{flex} + P_i^{given})^2 + (Q_i^{flex} + Q_i^{given})^2 \\ (2) \quad \begin{cases} P_i^{out} > 0 \rightarrow P_i^{flex} \geq -P_i^{given} \\ P_i^{out} < 0 \rightarrow P_i^{flex} \leq -P_i^{given} \end{cases} \\ (3) \quad -k_P^{mm,DW} \cdot |P_i^{given}| \leq P_i^{flex} \leq k_P^{mm,UP} \cdot |P_i^{given}| \\ (4) \quad -k_Q^{mm} \cdot S_i^n \leq Q_i^{flex} \leq k_Q^{mm} \cdot S_i^n \end{array} \right. \quad (3.27)$$

I vincoli presentati in (3.27) definiscono la curva di capability della VMU. In una situazione reale ogni utente potrebbe definire una capability consona alle sue esigenze a patto di rispettare i limiti imposti dalle normative; in questo lavoro di tesi, invece, le capability delle VMU sono definite in base al tipo di utenza (Tabella 3.1).



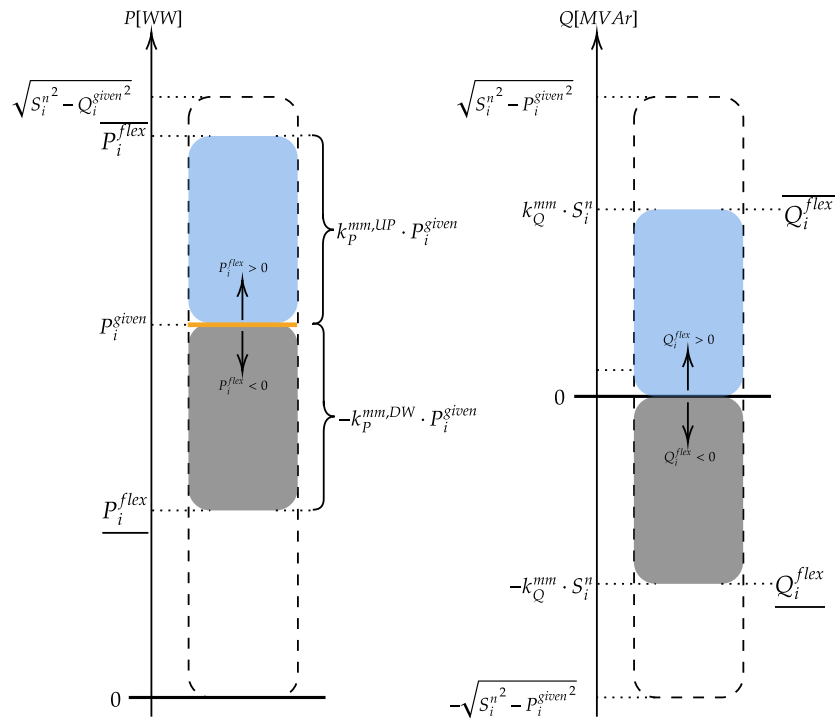
► Figura 3.6: Rappresentazione vincoli (3.27) su curva di capability (convenzione da generatore)

### 3.3.2 Modellizzazione utenti generatori

Gli utenti generatori generano una  $P_i^{out} \geq 0$  immettendo potenza in rete. Nel dettaglio la fornitura di servizi in potenza attiva consiste in:

- **Servizio a salire:** incremento della generazione ( $P_i^{flex} > 0$ ); la VMU si comporta da generatore.
- **Servizio a scendere:** diminuzione della generazione ( $P_i^{flex} < 0$ ); la VMU si comporta da carico.

Non tutti gli utenti generatori possono offrire servizi a salire in potenza attiva, in particolare, i generatori alimentati da fonti VRES non possono incrementare la potenza immessa in rete in quanto lavorano già al loro MPP – *Maximum Power Point*. Per quanto riguarda la potenza reattiva non ci sono particolari accortezze, se non quelle definite dai vincoli in (3.27).



► Figura 3.7: Intervallo di modulazione di potenza attiva e reattiva in utenti generatori

Oltre alla capability, per definire completamente un utente che fornisce flessibilità è necessario definire i prezzi di offerta dei servizi, ovvero il valore dell'energia fornita ( $v_{E_i}$ ), il quale dipende dal servizio e dal tipo di generatore.

Un generatore che fa servizio a scendere – cioè riduce la potenza immessa in rete – vede una perdita nei ricavi pari al prezzo unitario di vendita nel mercato ( $MCP$ ) moltiplicato per l'energia tagliata, decurtato dei costi di generazione, ovvero del costo marginale di produzione ( $C_{m_i}$ ). Il valore unitario dell'energia diventa:

$$\Rightarrow v_{E_i}^{g,DW} = r_{m_i}^g = MCP - c_{m_i} \quad (3.28)$$

$$c_{m_i} = c_i^{O\&M} + c_i^{fuel} + c_i^{CO_2} \quad (3.29)$$

Dove  $r_{m_i}^g$  è il ricavo marginale, mentre  $c_i^{O\&M}$ ,  $c_i^{fuel}$  e  $c_i^{CO_2}$  sono rispettivamente i costi di operatività e manutenzione, il costo della materia prima e il costo associato alle emissioni di CO<sub>2</sub> (se previsti).

Per quanto riguarda il servizio a salire, cioè l'incremento di generazione, non ci si basa sul ricavo marginale in quanto l'energia incrementata non è stata richiesta dal mercato e quindi non gli è stato attribuito alcun valore.

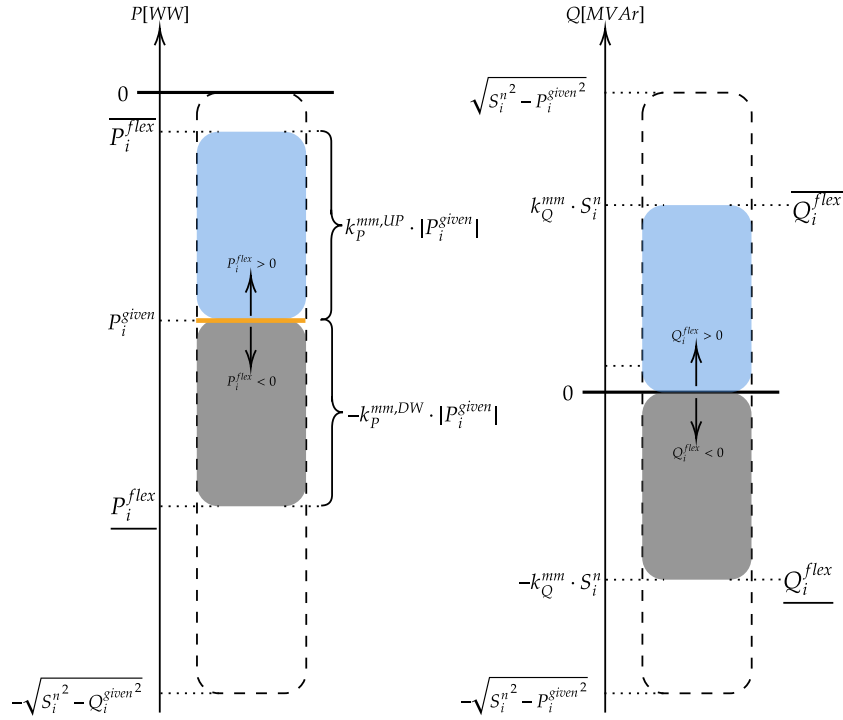
$$\Rightarrow v_{E_i}^{g,UP} = c_{m_i} \quad (3.30)$$

### 3.3.3 Modellizzazione utenti utilizzatori

Gli utenti utilizzatori generano una  $P_i^{out} \leq 0$ , quindi assorbono potenza dalla rete. La fornitura di servizi in potenza attiva consiste in:

- **Servizio a salire:** riduzione dell'assorbimento ( $P_i^{flex} > 0$ ); la VMU si comporta da generatore.
- **Servizio a scendere:** incremento dell'assorbimento ( $P_i^{flex} < 0$ ); la VMU si comporta da carico.





► Figura 3.8: Intervallo di modulazione di potenza attiva e reattiva in utenti utilizzatori

Tutti gli utenti utilizzatori abilitati possono fornire entrambi i servizi (a salire e a scendere) in potenza attiva. Lo stesso vale per i servizi in potenza reattiva, sempre però rispettando i vincoli di cui in (3.27).

Oltre alla capability, per definire completamente un utente che fornisce flessibilità è necessario definire i prezzi di offerta dei servizi, quindi il valore dell'energia fornita ( $v_{E_i}$ ) che dipende dal servizio e dal tipo di utente.

Per un carico che fa servizio a salire, cioè riduce la potenza assorbita dalla rete, la valorizzazione dell'energia dipende dal valore unitario che tale energia sta generando (Valore di produzione attuale -  $v_{A_i}^{prod}$ ) decurtato del costo unitario di approvvigionamento ( $c_i^{supply}$ ) che coincide con il prezzo del mercato (MCP).

$$v_{E_i}^{LUP} = v_{A_i}^{prod} - c_i^{supply} = v_{A_i}^{prod} - MCP \quad (3.31)$$

Si può ipotizzare che il valore di produzione attuale sia maggiore del costo di approvvigionamento di un certo coefficiente  $k > 1$  associato ad una convenienza nell'acquisto dell'energia.

$$v_{A_i}^{prod} = k \cdot MCP \quad (3.32)$$

$$v_{E_i}^{l,UP} = k \cdot MCP - MCP = MCP \cdot (k - 1) \quad (3.33)$$

Il termine  $(k - 1)$  è detto coefficiente di produttività a salire  $(k_i^{prod,UP})$ .

$$\Rightarrow v_{E_i}^{l,UP} = k_i^{prod,UP} \cdot MCP > 0 \quad (3.34)$$

Per quanto riguarda il servizio a scendere (aumento dell'assorbimento) tale valorizzazione  $(v_{E_i}^{l,DW})$  dipende dal valore unitario che genererà nel processo produttivo l'energia assorbita (chiamato valore di produzione futuro -  $v_{F_i}^{prod}$ ) decurtato dei costi di approvvigionamento  $(c_i^{supply})$ .

$$v_{E_i}^{l,DW} = v_{F_i}^{prod} - c_i^{supply} = v_{F_i}^{prod} - MCP \quad (3.35)$$

A questo punto, dare un valore alla nuova potenza assorbita è molto complicato perché dipende da più fattori come: presenza o meno di sistemi di accumulo; stato di operatività; ecc. In generale si immagina che se un utente è disposto ad aumentare il proprio assorbimento è perché è in grado di valorizzare tale energia, pertanto, anche in questo caso si può ipotizzare che il valore di produzione futuro sia maggiore del costo di approvvigionamento di un certo coefficiente  $k > 1$ .

$$v_{F_i}^{prod} = k \cdot MCP \quad (3.36)$$

$$v_{E_i}^{l,DW} = k \cdot MCP - MCP = MCP(k - 1) \quad (3.37)$$

Il termine  $(k - 1)$  è detto coefficiente di produttività a scendere  $(k_i^{prod,DW})$ .

$$\Rightarrow v_{E_i}^{l,DW} = k_i^{prod,DW} \cdot MCP > 0 \quad (3.38)$$

Assegnare un valore preciso è molto complicato perché ogni processo produttivo risponde in modo diverso ad una variazione di carico. In un'ottica di semplificazione sono stati definiti due tipi di utenze con una valorizzazione dell'energia differente:

- I carichi termici (LOAD-T) dove un parziale taglio di fornitura (servizio a salire) non dovrebbe causare pesanti disagi economici, mentre un incremento di assorbimento (servizio a scendere) potrebbe potenzialmente portare a vantaggi economici.

- I carichi operativi (LOAD-O) dove un parziale taglio di carico causa una perdita economica più consistente, mentre un incremento di assorbimento (servizio a scendere) potrebbe potenzialmente portare a vantaggi economici.

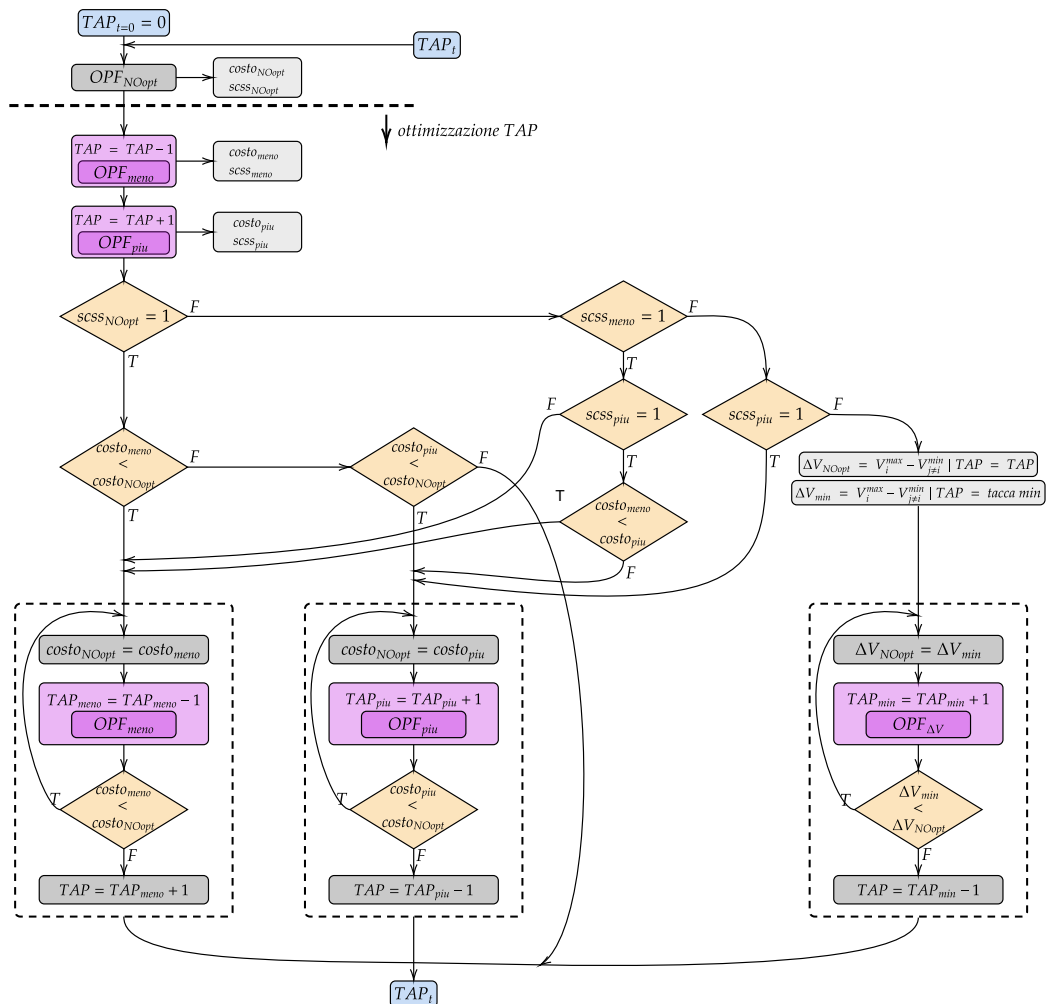
### 3.4 Ottimizzazione tacca OLTC

Lo strumento di risoluzione utilizzato non tiene conto della possibilità di movimentare il commutatore sotto carico tipicamente presente nella CP. Si è quindi deciso di implementare un *loop* esterno al comando di ottimizzazione che andasse a valutare l'eventuale beneficio derivante dalla movimentazione del TAP. In altre parole, alla funzione obiettivo, cioè al risultato economico del dispacciamento, è stato aggiunto l'eventuale costo per le variazioni di tacca. Gli aspetti principali del funzionamento del ciclo implementato sono riassunti nell'elenco e dal flowchart che seguono (► Figura 3.9).

1. Calcolo del  $C_t^{DSO}$  partendo da una situazione con TAP=0.
2. Calcolo di due nuovi  $C_t^{DSO}$ : il primo abbassando il TAP di una unità e il secondo alzandolo di una. Incorporati con il costo dovuto alle variazioni di tacca.
3. Entrambi gli output di cui al punto 2 vengono confrontati con l'output di riferimento di cui al punto 1.
4. Qualora una delle due situazioni dovesse risultare conveniente rispetto a quella a TAP=0, il sistema di ottimizzazione prosegue nella medesima direzione (diminuzione o aumento) fino a quando non si raggiunge una situazione per la quale l'ultimo costo calcolato superi quello calcolato al passo precedente.
5. A questo punto, si esce dal ciclo con il primo TAP che non verifica la condizione. È quindi necessario ripristinare il valore della tacca a quello immediatamente precedente e salvare i risultati.

6. All'istante successivo, il processo di calcolo viene ripetuto con la medesima modalità, ma partendo da un valore di TAP pari a quello di uscita dal ciclo precedente.

Tutto il processo di ottimizzazione del TAP è, inoltre, subordinato alla risoluzione dell'OPF rispettando i vincoli di cui in (3.2) tramite una variabile chiamata *scss* (successo – *success*). Qualora, a seguito della variazione di tacca, venga raggiunto un risultato apparentemente più conveniente ma non considerabile in quanto frutto di non convergenza, il sistema lo scarta ripristinando il valore del TAP all'ultimo attendibile.



► Figura 3.9: Algoritmo di ottimizzazione della tacca nell'OLTC

Si nota che se tutte le tacche portassero ad una non convergenza del problema, per esempio causata da una congestione non risolvibile con la variazione del TAP, il

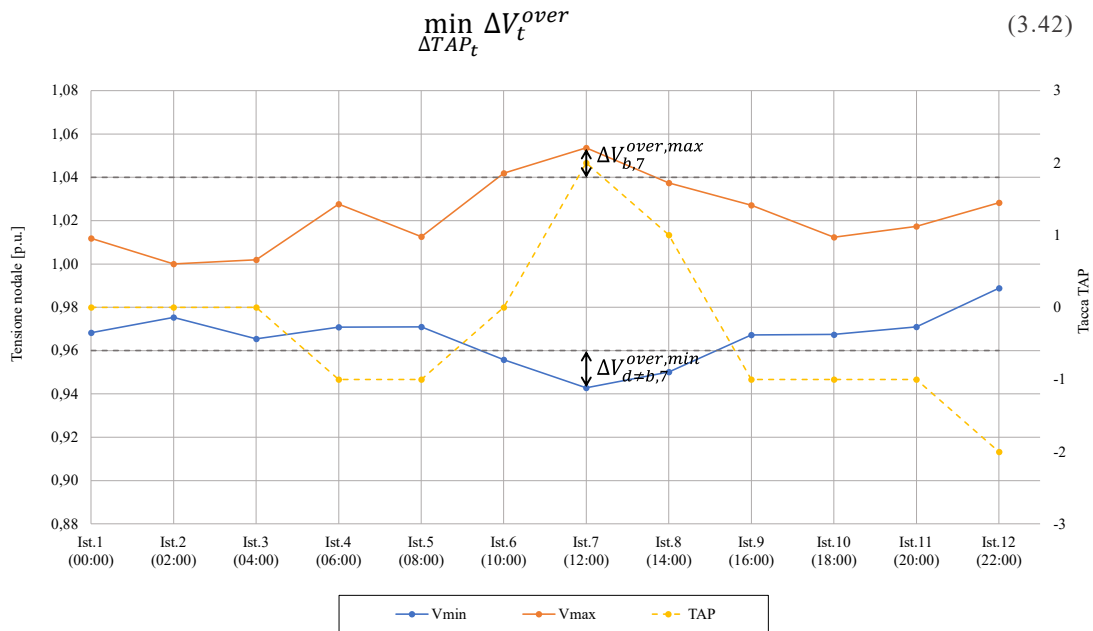
sistema andrebbe a cercare la tacca con la quale si ottiene il minor scostamento di tensione rispetto alla fascia ammessa (vedi ► Figura 3.10).

$$\Delta V_t^{over} = \Delta V_t^{over,max} + \Delta V_t^{over,min} \quad (3.39)$$

$$\Delta V_t^{over,max} = \sum_{b=1}^{nb} V_{b,t} - \bar{V}_b > 0 \quad (3.40)$$

$$\Delta V_t^{over,min} = \sum_{b=1}^{nb} \underline{V}_b - V_{b,t} > 0 \quad (3.41)$$

L'obiettivo diventa quindi quello di minimizzare tale scostamento variando la tacca dell'OLTC, confrontando l'iterazione corrente rispetto a quella precedente.



► Figura 3.10: Esempio di andamento delle tensioni massime e minime e andamento movimentazione TAP

### 3.5 Ottimizzazione economica

Dopo aver definito i vincoli da applicare per risolvere l'analisi dei flussi di potenza (3.2) descritti al capitolo 3.1, i costi operativi che il DSO deve sostenere al capitolo 3.2 e la definizione delle curve di capability degli utenti flessibili (3.29) al capitolo 3.3.1, si può descrivere la prima funzione obiettivo da applicare al dispacciamento della rete al fine di risolverne le eventuali criticità: l'ottimizzazione tecnico-economica (optE). Dalla (3.43) si nota che l'obiettivo di optE è di trovare le quantità

di servizi di flessibilità e il numero di movimentazioni del TAP, rispettando i vincoli di cui in (3.2), tali da minimizzare il costo sostenuto dal DSO per ogni istante  $t$ .

$$\min_{P_{i,t}^{flex}, Q_{i,t}^{flex}, \Delta TAP_t} C_t^{DSO,E} \quad \forall t = \{1, \dots, T\} \quad (3.43)$$

$$C_T^{DSO,E} = \sum_t^T C_t^{DSO,E} \quad (3.44)$$

Gli assunti che derivano da questa ottimizzazione sono:

- La scelta dell'utente che deve offrire il servizio di flessibilità deriva da una valutazione di ottimo tecnico-economico. Viene scelto l'utente che risolve la flessibilità al minor costo.
- A livello di ordine di dispacciamento ogni nodo ha un peso diverso a seconda della sua efficacia tecnico-economica sulla risoluzione della specifica criticità.

Lo strumento utilizzato per dispacciare il sistema e risolvere i flussi di potenza, che verrà approfondito al paragrafo 4, prevede una funzione di ottimizzazione tecnico-economica integrata, che non è altro che un OPF al minor costo che, considerando i vincoli di rete, va a minimizzare la funzione obiettivo, la quale è composta dalla somma delle funzioni di costo polinomiali associate ad ogni iniezione di potenza attiva e reattiva nella rete.

La funzione nativa va comunque adattata in quanto non ottimizza direttamente il costo sostenuto dal DSO, ma il costo dell'intero dispacciamento. Ciò porta a risultati di ottimizzazione sbagliati, in particolare se all'interno del paniere delle offerte fornite dagli utenti flessibili ci sono servizi valorizzati ad un prezzo inferiore a quello dell'energia prelevata dal saldo ( $c^{slack} = MCP$ ), il sistema potrebbe utilizzare tali servizi come alimentazione standard. Un esempio è che se un utente utilizzatore offre un servizio a scendere (taglio del carico) ad un prezzo minore di  $c^{slack}$ , il sistema va a prediligere il taglio di carico rispetto alla sua fornitura anche in assenza di criticità, proprio perché a livello complessivo è più conveniente remunerare il taglio che la fornitura.

Questo problema si risolve strutturando il sistema in modo da ottimizzare il costo complessivo del DSO essendo che l'attivazione di un servizio corrisponde sempre ad un extracosto. Dato il funzionamento dell'ottimizzazione questo vuol dire:

- Annullare la valorizzazione dell'energia impiegata nel funzionamento standard. In altre parole, è necessario ridurre la valorizzazione del saldo sottraendo la quota parte di costo attribuita agli utenti *given*. Per fare ciò è necessario sottrarre il valore dell'energia prelevata dagli utenti (convenzionati da utilizzatore), facendoli apparire come generatori duali (convenzione da generatore) che impiegano energia valorizzata allo stesso prezzo del saldo.

Così facendo si ottengono anche i costi associati alle perdite, come si nota dalla (3.20), i quali sono fondamentali per arrivare ad una ottimizzazione tecnico-economica.

$$C_t^{slack,users} \triangleq \Delta t \cdot P_t^{slack,users} \cdot c^{slack} = -\Delta t \cdot P_t^{given} \cdot MCP \triangleq -C_t^{given} \quad (3.45)$$

$$C_t^{given} = \sum_i^{n_i} \Delta t \cdot P_{i,t}^{given} \cdot c^{slack} \quad (3.46)$$

- Svincolare il DSO da ogni costo dovuto alla variazione del saldo a seguito della fornitura di servizi di flessibilità (ad esclusione della variazione delle perdite). Quando si attiva un servizio di flessibilità il saldo vede una variazione di movimentazione di potenza che non viene compensata perché i generatori fittizi (di cui al punto precedente) non sono modulabili e, quindi, il costo ad essi associato resta costante anche a seguito dell'attivazione. A tale movimentazione è associato un costo che, però, deve essere annullato in quanto non è da imputare al DSO, il quale deve remunerare solo il servizio. Tale valore viene compensato aggiungendo al costo della flessibilità una costante associata alla variazione di potenza al saldo. Nel dettaglio:

- Un servizio a salire comporta la diminuzione di energia assorbita dal saldo, cioè una diminuzione di  $C_t^{slack}$  la quale non viene compensata da  $C_t^{given}$ . Ciò rende necessario incrementare il valore del servizio flessibile di una costante uguale a  $c^{slack}$ .

$$c_i^{flex,UP} = off_i^{UP} + c^{slack} \quad (3.47)$$

- Un servizio a scendere comporta l'aumento di energia assorbita dal saldo, cioè un aumento di  $C_t^{slack}$  il quale non viene compensata da  $C_t^{given}$ . Ciò rende necessario diminuire il valore del servizio flessibile di una costante uguale a  $c^{slack}$ . Considerando che il costo a livello software è presentato negativo

$$-c_i^{flex,DW} = -off_i^{DW} - c^{slack} \quad (3.48)$$

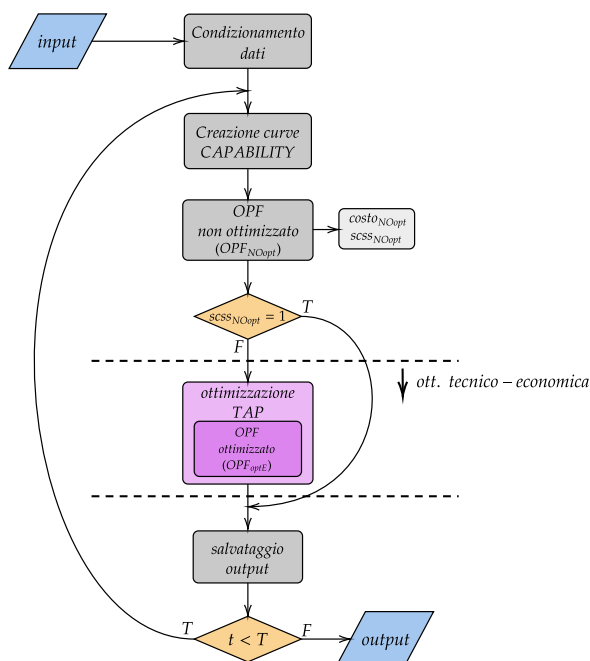
Si nota che tutte le precedenti considerazioni valgono solo per la potenza attiva, in quanto la valorizzazione al saldo della potenza reattiva è nulla; quindi, gli unici costi derivanti da essa sono associati alla flessibilità.

L'algoritmo per l'ottimizzazione tecnico-economica è composto dai seguenti punti principali:

1. Si definiscono le curva di capability per tutti gli utenti flessibili.
2. Si dispaccia la rete senza ottimizzazione per inquadrare le criticità e definire i valori non ottimali di riferimento.
3. Se la rete si risolve senza l'attivazione di servizi a supporto non si procede con l'ottimizzazione in quanto non necessaria.
4. Essendo in un contesto di ottimizzazione tecnico-economica tutti gli utenti della rete sono contemporaneamente abilitati a fornire servizi di regolazione. Ciò porta eventualmente, ad entrare in un ciclo di ottimizzazione del TAP con tutte la capability definite e tutti gli utenti abilitati alla fornitura di servizi. In altre parole, si esce dal *loop* di ottimizzazione del TAP con l'ottimo tecnico-economico.
5. Salvataggio dei dati di *output* ottimizzati.



Per l'ottimizzazione tecnico economica, come detto, si sfrutta l'ottimizzatore del TAP semplicemente abilitando gli utenti a fornire servizi di flessibilità definendone la capability.



► Figura 3.11: Algoritmo di ottimizzazione tecnico-economica

### 3.6 Ottimizzazione di mercato

L'ottimizzazione di mercato (optM) consiste nell'applicare al meccanismo di dispacciamento regole tali da non agevolare alcun utente su base tecnica. Gli assunti fatti sono:

- La scelta dell'utente da abilitare deriva da una valutazione di minimo costo unitario, ovvero si sceglie l'utente che offre il servizio al costo minore.
- A livello di dispacciamento ogni nodo ha un ugual peso tecnico.

La funzione obiettivo resta sempre quella della minimizzazione del costo sostenuto dal DSO per la risoluzione delle criticità rispettando i vincoli operativi di cui in (3.2), ma a seguito di altri vincoli sulla scelta degli utenti. La condizione di scelta impone che si utilizzino, in ordine, i servizi dal più economico al più costoso. Quindi, gli utenti flessibili, prima di essere dispacciati vengono abilitati o disabilitati in base ad

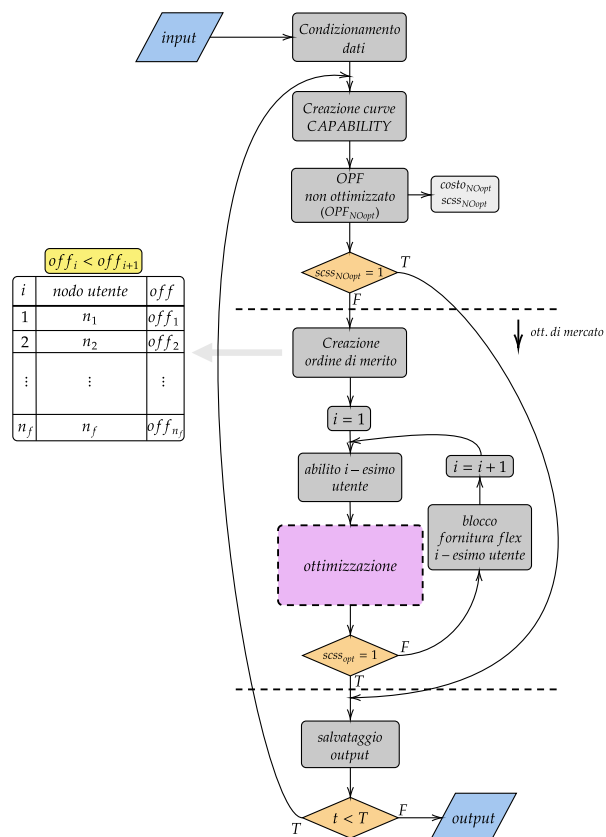
un ordine di merito. Se la rete non viene risolta rispettando i vincoli tecnici, abilitando l'utente più economico, si abilita anche il secondo più economico e si dispaccia il sistema; se ancora l'algoritmo di ottimizzazione non converge, si abilita il terzo più economico e così via.

$$\min_{P_{i,t}^{flex}, Q_{i,t}^{flex}, \Delta TAP,t} C_t^{DSO,M} \quad \forall t = \{1, \dots, T\} \quad (3.49)$$

$$C_T^{DSO,M} = \sum_t^T C_t^{DSO,M} \quad (3.50)$$

Un primo limite di questa strategia è che quando gli utenti abilitati diventano più di uno, un'utente che offre servizi ad un prezzo inferiore non ha più alcuna priorità rispetto ad un altro che offre ad un prezzo più alto. Per risolvere questo problema è necessario imporre un blocco progressivo sulla fornitura per gli utenti con offerte minori del prezzo limite. In un certo senso è come se al momento dell'abilitazione il DSO acquistasse una certa quantità di flessibilità, imponendo un punto di lavoro, all'utente. Quindi, all'iterazione successiva quella quantità di servizio deve continuare ad essere utilizzata, dato che è già stata acquistata.

Dato che si devono creare degli ordini di merito è necessario definire l'area di utenza da cui attingere per risolvere una determinata criticità. Come visto nel capitolo 2.5 , regolazione di tensione e risoluzione delle congestioni hanno bacini d'utenza diversi; si devono quindi creare diversi ordini di merito a seconda della criticità da risolvere. Per risolvere una congestione non ha senso creare un ordine di merito complessivo perché l'attivazione di servizi a monte della linea congestionata non può portare benefici. Pertanto, vi è la necessità di creare segmenti di mercato diversi: uno complessivo, specifico per la regolazione della tensione, e uno (o più) per la risoluzione delle congestioni.



► Figura 3.12: Algoritmo di ottimizzazione del mercato

### 3.6.1 Mercato per la regolazione di tensione

Come visto nel capitolo 2.5.2 , la regolazione della tensione sul  $j$ -esimo nodo è un aspetto che coinvolge tutti i nodi della rete indipendentemente dalla loro posizione; pertanto non è necessario inserire vincoli topologici sulla scelta degli utenti per creare gli ordini di merito.

La regolazione di tensione coinvolge tutti i servizi a salire e a scendere, sia in potenza attiva che reattiva, sia per utenti utilizzatori che generatori. La distinzione che è stata fatta per creare un ordine di merito coerente è sulla base dell'effetto che un servizio ha sulla regolazione.

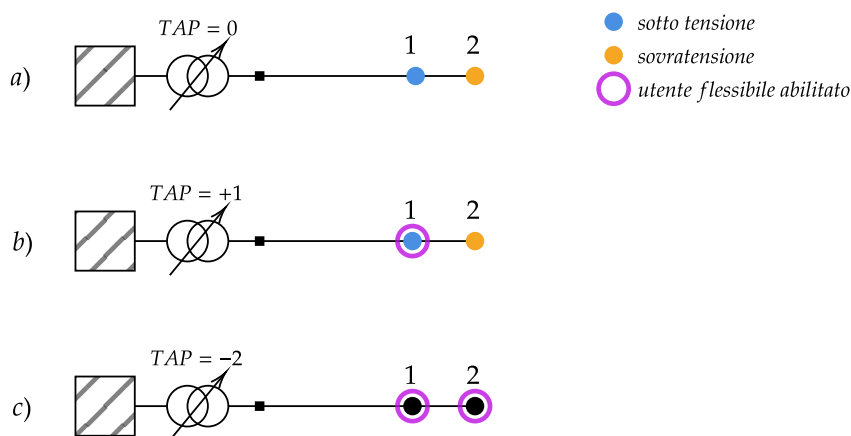
- **Servizio a salire** – L'attivazione di un servizio a salire, indipendentemente che sia in potenza attiva o reattiva, ha come effetto quello di far aumentare la tensione e quindi serve a risolvere sotto tensioni.

- **Servizio a scendere** – L’attivazione di un servizio a scendere, indipendentemente che sia in potenza attiva o reattiva, ha come effetto quello di far diminuire la tensione e quindi serve a risolvere sovratensioni.

Servizi attivi e reattivi finiscono tutti in un unico paniere di offerte ma, dato che generalmente i servizi reattivi sono più economici, vengono utilizzati per primi. Siccome i due tipi di servizi compiono azioni opposte rendendo impossibile l’instaurarsi di una logica di ottimizzazione tecnica, creare due ordini di merito (a salire e a scendere) non va a limitare l’apertura del mercato

Il parametro che regola la creazione del mercato delle tensioni è il parametro binario  $V_{out}$  che indica l’eventuale presenza di valori di tensione esterni alla banda ammessa. Se  $V_{out} = 0$ , non ci sono né sovratensioni né sotto tensioni nella rete e quindi il segmento di mercato per la risoluzione delle tensioni viene escluso; in caso contrario, se  $V_{out} = 1$ , sono presenti criticità in tensione nella rete. Dalla ►Figura 3.14 si nota che se l’OPF di ottimizzazione del TAP non dovesse trovare una soluzione adeguata, ma senza criticità in tensione, il sistema interpreta quella soluzione corretta e salva i dati.

Un aspetto che riguarda la regolazione di tensione è l’integrazione in una logica di mercato dell’ottimizzazione del TAP che, se configurato in un certo modo, può portare alcuni problemi descritti in seguito in un esempio di dispacciamento (►Figura 3.13).



► Figura 3.13: Esempio criticità controllo OLTC

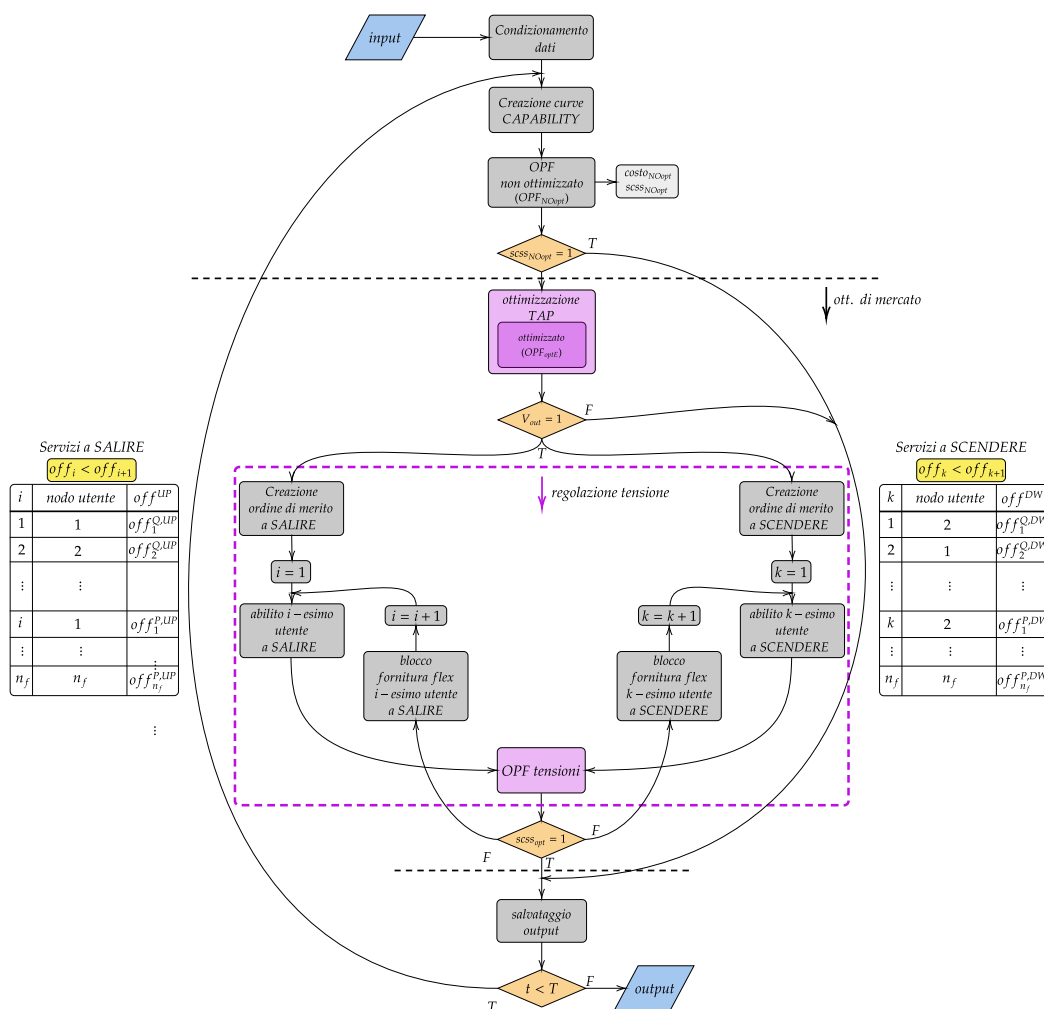
- a) Senza interventi a supporto la rete presenta una sovratensione nel nodo 1 e una sotto tensione nel nodo 2.
- b) Si ipotizza che l'utente al nodo 1 offre il servizio al prezzo più basso, quindi viene abilitato per primo. L'utente 1 ha a disposizione poca potenza regolante (non sufficiente a risolvere la criticità) perciò l'ottimizzatore del TAP, non trovando una tacca che risolve la rete, centra le tensioni riducendo al minimo lo scostamento rispetto alla banda ammessa. Operativamente si alza il TAP di una tacca attenuando la sotto tensione su 2, mentre la sovratensione su 1 viene tamponata con la flessibilità di 1 (servizio a scendere). La fornitura di flessibilità di 1 viene bloccata al limite massimo.
- c) Non avendo risolto la rete il sistema passa all'offerta successiva abilitando anche l'utente al nodo 2. In questo caso si ipotizza che la rete si risolve abbassando di due tacche il TAP e risolvendo la sovratensione in 1 nonostante il blocco sulla fornitura; mentre 2, avendo a disposizione molta potenza regolante, è in grado di risolvere autonomamente la sua sotto tensione (servizio a salire) ulteriormente aggravata dal TAP.

Questo esempio evidenzia una importante inefficienza: l'utente 1 (bloccato al limite massimo a scendere) rema contro l'ottimizzazione portando l'OLTC a muoversi più del dovuto e obbligando l'utente 2 a dover sovra-fornire energia regolante (a salire).

La causa del problema è che ad ogni iterazione il TAP si muove in funzione della nuova potenza regolante fornita dagli utenti, ai quali tuttavia viene bloccata l'erogazione in base alla fornitura all'iterazione precedente. Questi fattori possono portare a gravi inefficienze che talvolta fanno fallire l'ottimizzazione.

L'approccio utilizzato per risolvere il problema è di considerare la regolazione della tacca dell'OLTC una operazione preliminare rispetto all'impiego di servizi di flessibilità; quindi prima si centrano le tensioni all'interno della banda ammessa (vedi capitolo 3.4) e poi si procede con l'algoritmo del dispacciamento dei servizi di flessibilità. Così facendo prima si imposta la tacca di riferimento e poi si decide una direzione verso cui muoversi (a salire o a scendere), non creando contrasti tra le

forniture. Non è detto che questo approccio non causi inefficienze sul dispacciamento complessivo, però non va a creare conflitti illogici tra servizi attivati.



► Figura 3.14: Algoritmo di ottimizzazione del mercato con segmento per la regolazione della tensione

### 3.6.2 Mercato per la risoluzione di congestioni

A differenza della regolazione della tensione, la risoluzione delle congestioni comporta delle complicazioni dal punto di vista dell'area da cui attingere per risolvere la criticità. Le considerazioni da fare sono le seguenti:

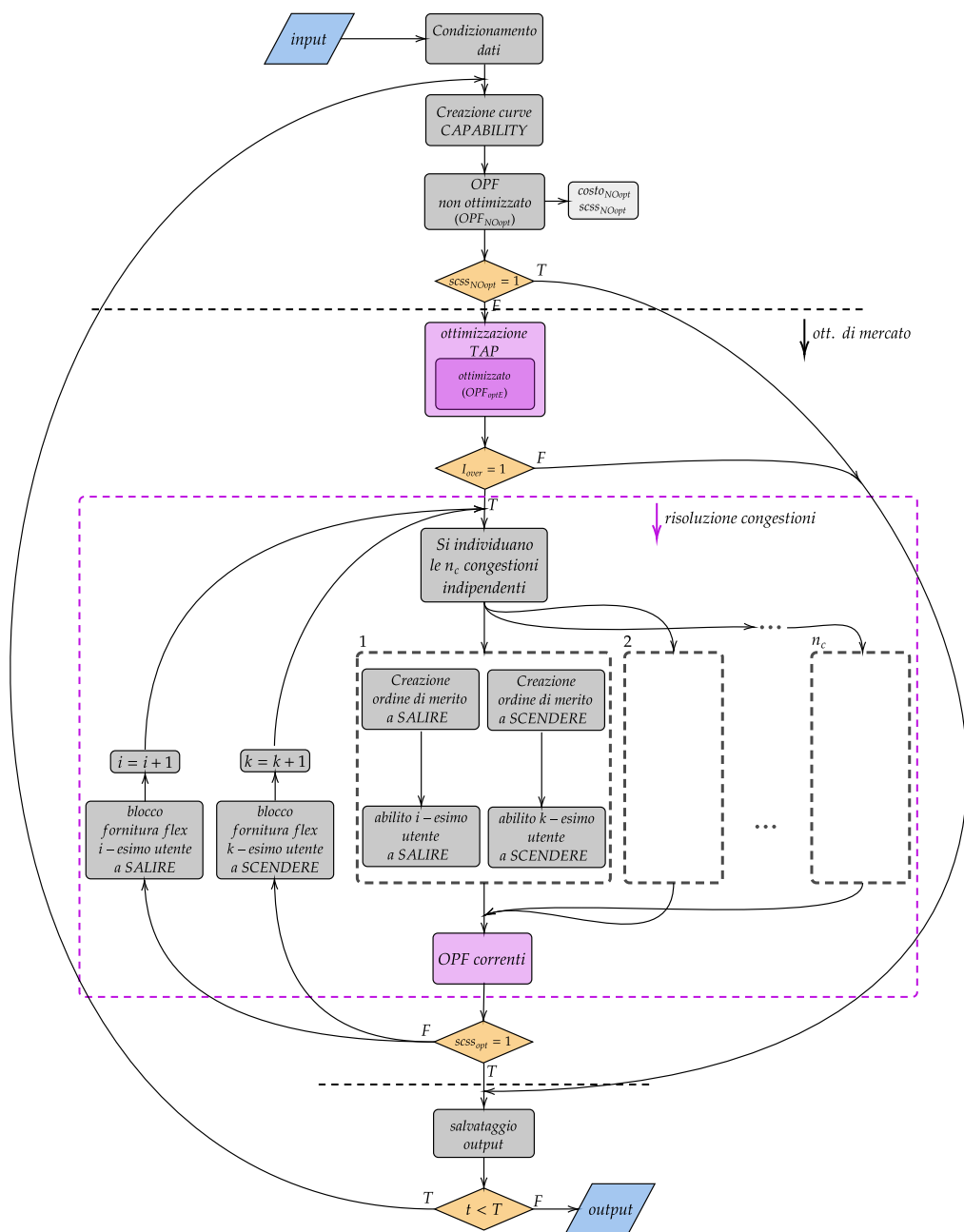
- Una congestione può essere risolta solo dagli utenti a valle di questa.
- Nel caso di più congestioni in cascata è necessario risolvere prima quella più a valle.

Questi due aspetti comportano la necessità di dover isolare un'area di mercato per ogni linea congestionata e valutare se queste sono indipendenti, quindi creare un ordine di merito per ogni linea congestionata indipendente.

Un altro aspetto è capire quali servizi possono risolvere la criticità; risolvere una congestione consiste nel diminuire la corrente circolante in linea. A prima vista i servizi che possono contribuire allo scopo sono il servizio a scendere per i generatori (*generation curtailment*) e il servizio a salire per i carichi (*load curtailment*). In realtà, risolvere una congestione può essere inteso come ridurre lo scambio di potenza tra due aree rendendole quanto più indipendenti. Si intuisce che anche un servizio a salire per un generatore (incremento di generazione) può portare ad una risoluzione di una congestione, se questo alimenta un carico nella stessa area a valle della congestione. Allo stesso modo, un servizio a scendere di un carico (incremento di assorbimento) può contribuire a risolvere una congestione se questa è provocata da un flusso di potenza inverso causato da una sovra generazione. In definitiva non si possono escludere servizi dalla risoluzione di congestioni.

Si è deciso di suddividere i servizi per funzionamento, come per la regolazione della tensione. In ogni area si attivano contemporaneamente il servizio a salire e il servizio a scendere più economici generando due ordini di merito. Anche in questo caso non si va ad intaccare il mercato perché l'attivazione di un servizio esclude l'altro. Infatti se una congestione si risolve con un servizio a salire, un servizio a scendere non può in alcun modo migliorare la situazione e viceversa, non andando a concorrere per un'ottimizzazione tecnica.

Il parametro che regola la creazione del mercato delle tensioni è il parametro binario  $I_{over}$  che indica l'eventuale presenza di congestioni. Quindi se  $I_{over} = 0$  non ci sono congestioni nella rete e quindi il segmento di mercato per la risoluzione delle congestioni viene escluso; in caso contrario, se  $I_{over} = 1$ , sono presenti criticità in corrente nella rete.



► Figura 3.15: Algoritmo di ottimizzazione del mercato con segmento per la risoluzione delle congestioni

### 3.6.3 Combinazione dei mercati

Dopo aver visto i mercati per la regolazione delle tensioni e la risoluzione delle congestioni definendo i metodi per creare i rispettivi ordini di merito, si procede a combinarli al fine di riuscire a risolvere entrambe le criticità in un'ottica di ottimizzazione del mercato.

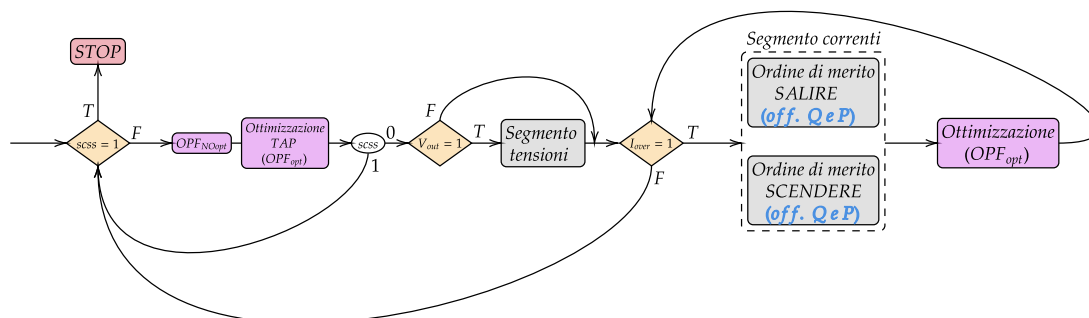


I due segmenti hanno un funzionamento diverso e interessano porzioni di rete diverse, pertanto è necessario creare un algoritmo che unisca entrambi i segmenti in modo che mantengano le loro complete funzionalità individuali e soprattutto che evitino interferenze. L'aspetto più importante da gestire è il blocco progressivo delle forniture, che devono continuare a coesistere nel sistema senza andare l'uno in contrasto con l'altro. È evidente che i due segmenti non possono sovrapporsi: devono restare disgiunti e risolversi prima di passare alla risoluzione dell'altra criticità.

### Algoritmo optM.1

Questo primo algoritmo propone una soluzione ibrida che unisce i due segmenti di mercato in una logica "a matryoska", dove il segmento di mercato per la risoluzione delle congestioni è posizionato all'interno del mercato per la risoluzione dei problemi di tensione. Ad ogni iterazione fallita per problemi di tensione si abilita un nuovo fornitore al mercato di tensione e, se ci sono congestioni, si crea un mercato per la risoluzione delle congestioni che si risolve prima di uscire dal blocco di risoluzione delle tensioni. Quindi, ad ogni iterazione, il mercato di tensione si espande mentre quello delle congestioni si ricrea completamente.

I servizi reattivi nel mercato per la risoluzione delle congestioni vengono abilitati in base al prezzo di offerta e vengono inseriti nello stesso paniere dei relativi servizi attivi a salire o a scendere e, dato che di norma i servizi reattivi sono più economici, vengono utilizzati completamente prima di iniziare a sfruttare quelli attivi.



► Figura 3.16: Algoritmo optM.1

Con questo algoritmo si ottiene una risoluzione del sistema con un approccio di totale apertura, quindi di massima ottimizzazione del mercato, in quanto tutti i servizi

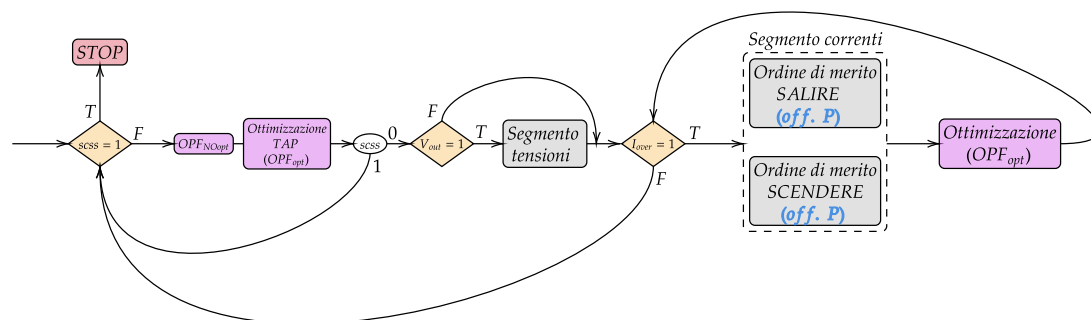
vanno a concorrere economicamente per formare l'ordine di merito venendo dispacciati sulla base del loro prezzo.

Una particolarità è che il TAP non è completamente indipendente dal resto dell'ottimizzazione – cosa che sarebbe meglio avere per scongiurare conflitti (vedi capitolo 3.6.1) – bensì si ottimizza ad ogni ciclo del mercato di tensione a seconda della potenza regolante abilitata nell'iterazione corrente. Ciò porta ad una particolare gestione dell'OLTC che in alcuni casi produce un dispacciamento più economico.

### Algoritmo optM.2

Questo algoritmo funziona in modo analogo al precedente (optM.1), la differenza è sull'abilitazione dei servizi per la risoluzione delle congestioni. Nello specifico vengono abilitati contemporaneamente i servizi attivi e reattivi in base al prezzo di quelli attivi, quindi l'ordine di merito è definito solo dalle offerte in potenza attiva. L'idea dietro a questa scelta è che i servizi reattivi, sebbene possano contribuire alla risoluzione della congestione, difficilmente sono risolutivi da soli, quindi si è preferito non dare loro la priorità sui servizi attivi. Ciò porta a limitare il numero di utenti abilitati al fine di ridurre il rischio di conflitti illogici.

Questa soluzione limitata parzialmente l'apertura di mercato, senza però favorire alcun utente, i quali sono ancora abilitati con una logica totalmente competitiva.



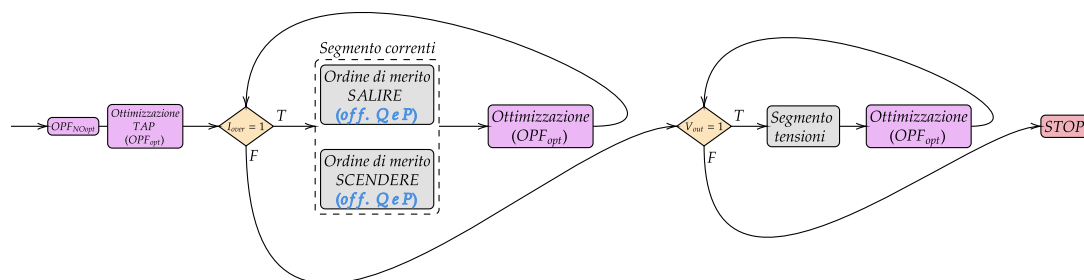
► Figura 3.17: Algoritmo optM.2

### Algoritmo optM.3

Questo algoritmo ha un approccio completamente diverso rispetto ai precedenti, da una logica a matricosa di passa ad una logica “in cascata” invertendo l'ordine dei segmenti di mercato.

I due mercati sono completamente separati. In particolare quello di risoluzione delle congestioni sta a monte di quello per la risoluzione delle tensioni, ciò porta ad avere due logiche di blocco delle forniture e due cicli di OPF distinti. Invertire l'ordine dei segmenti di risoluzione delle criticità è stata una scelta dettata dal fatto che le potenze messe in gioco per risolvere una congestione sono solitamente maggiori rispetto a quelle utilizzate per la regolazione della tensione. Questo porta a regolare le tensioni e poi a doverle ri-regolare perché vengono fortemente perturbate causando pesanti inefficienze. Anche il TAP viene movimentato con l'obiettivo di limitare al massimo l'insorgenza di conflitti tecnici, muovendolo prima di entrare nei segmenti di dispacciamento dei servizi flessibili

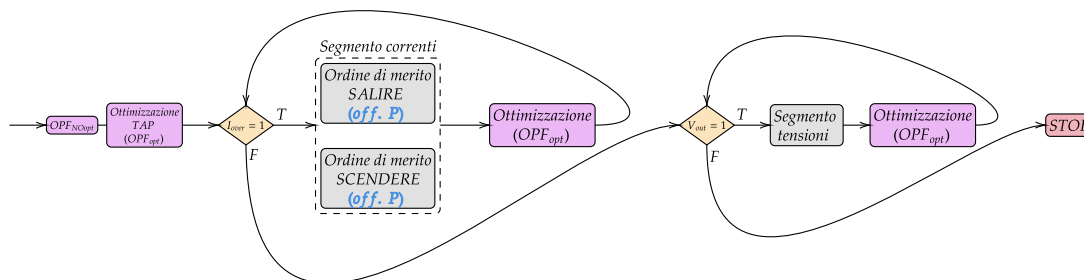
In questo caso, come il caso optM.1, vengono abilitati anche i servizi reattivi in base al prezzo di offerta: quindi vengono prima attivati quelli reattivi e poi quelli attivi, massimizzando l'apertura di mercato.



► Figura 3.18: Algoritmo optM.3

#### Algoritmo optM.4

Questo algoritmo è identico al precedente, ma l'attivazione dei servizi reattivi è gestita come nel caso optM.2, cioè vengono abilitati contemporaneamente a quelli attivi in base al prezzo di offerta dei secondi, limitando il numero di utenti abilitati.



► Figura 3.19: Algoritmo optM.4



# Capitolo 4.

## 4 Matpower e dettagli dello script

Lo strumento utilizzato per risolvere il problema dei flussi di potenza, necessari a caratterizzare i diversi scenari di dispacciamento, è Matpower – MP. MP è un *tool open source* di Matlab in grado di estendere le sue funzionalità, al fine di eseguire analisi sui flussi di potenza AC e DC (*Power Flow* – PF) e sui flussi di potenza ottimizzati (*Optimal Power Flow* – OPF). MP consiste in un pacchetto di M-files progettati al fine di offrire le migliori performance in termini di simulazione ed è allo stesso tempo pensato per essere estensibile e modulabile al fine di poterli adattare alle esigenze del problema [53].

### 4.1 Dettagli modellizzazione e principali field

MP è basato sui modelli *steady-state* tipicamente utilizzati per l'analisi dei flussi di potenza. I parametri in input sono generalmente espressi in p.u., mentre gli angoli delle quantità complesse sono espresse in radianti.

L'insieme dei parametri che definiscono la rete viene raccolto in una struttura - *struct* denominata *MatPower Case* – *mpc*, che è suddivisa in sei sottostrutture matriciali chiamate *field*, di seguito riportate (Tabella 4.1).

Tabella 4.1: Sintesi dei field presenti nella struct *mpc* e relativa descrizione

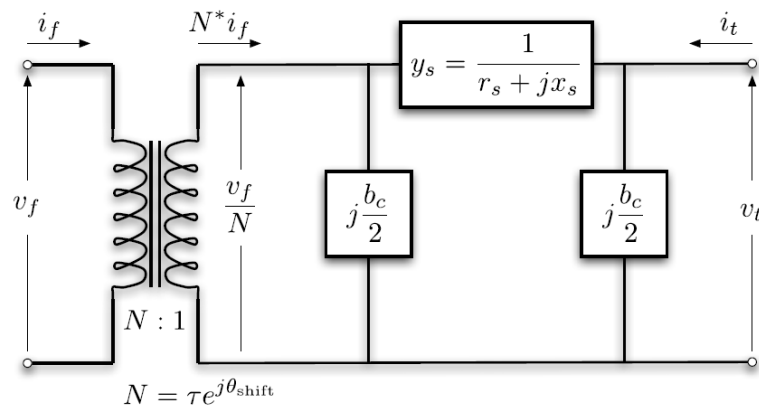
Field	Descrizione	Formato di input
<b>mpc.version</b>	Indica il formato di acquisizione dei dati. Sempre pari a 2 nelle ultime versioni; da imporre pari a 1 se si intende lavorare con versioni precedenti.	Scalare
<b>mpc.baseMVA</b>	Potenza base del sistema analizzato.	Scalare
<b>mpc.branch</b>	Contiene le informazioni relative ai rami della rete.	Matrice
<b>mpc.bus</b>	Contiene le informazioni relative ai nodi della rete. Convenzionata da utilizzatore P>0: ASSORBITA (carico) P<0: IMMESSA (generatore)	Matrice
<b>mpc.gen</b>	Contiene le informazioni relative ai generatori nella rete. Convenzionata da generatore P>0: IMMESSA (generatore) P<0: ASSORBITA (carico)	Matrice

Field	Descrizione	Formato di input
<b>mpc.gencost</b>	Contiene le informazioni relative ai costi di generazione di ogni elemento presente nel <i>field</i> mpc.gen.	Matrice

Di seguito si va ad approfondire più nel dettaglio i metodi di modellizzazione di rami, generatori e carichi.

#### 4.1.1 Rami

Linee e trasformatori vengono tutti modellizzati tramite un modello comune che è il classico modello a  $\pi$ . Esso è composto da una impedenza longitudinale  $z_s = r_s + jx_s$  e da una suscettanza derivata  $b_c$ , in serie con un *phase-shifting transformer*. Il trasformatore in questione è caratterizzato da un rapporto di trasformazione di ampiezza  $\tau$  e da un angolo di sfasamento (*shift angle*) pari a  $\theta_{shift}$ . Il modello è rappresentato in ► Figura 4.1.



► Figura 4.1: Modello dei rami in MP [53]

I parametri dei rami vengono raccolti nel field *mpc.branch* che si compone dei campi riportati in Tabella 4.2. Le colonne da 1 a 13 vanno a costituire il set di input che deve essere fornito. Le successive colonne, invece, vengono aggiunte come risultato del PF o dell'OPF. Si nota che i parametri del modello ( $r_s$ ,  $x_s$ ,  $b_c$ ,  $\tau$  e  $\theta_{shift}$ ) sono specificati direttamente nelle colonne BR\_R (3), BR\_X (4), BR\_B (5), TAP (9) e SHIFT (10) della riga corrispondente al ramo.

Tabella 4.2: Field mpc.branch

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
1	<b>F_BUS</b>	Nodo di partenza (from)	-	-
2	<b>T_BUS</b>	Nodo di arrivo (to)	-	-
3	<b>BR_R</b>	Resistenza	p.u.	-
4	<b>BR_X</b>	Reattanza	p.u.	-
5	<b>BR_B</b>	Suscettanza di linea	p.u.	-
6	<b>RATE_A</b>	Long term rating	MVA	-
7	<b>RATE_B</b>	Short term rating	MVA	-
8	<b>RATE_C</b>	Emergency rating	MVA	-
9	<b>TAP</b>	Rapporto di trasformazione ( $\tau$ )	-	0: linea 1: trasformatore
10	<b>SHIFT</b>	Angolo di sfasamento ( $\theta_{shift}$ )	gradi	-
11	<b>BR_STATUS</b>	Stato del ramo	-	0: fuori servizio 1: in servizio
12	<b>ANGMIN</b>	Minima differenza di angolo tra from e to	gradi	-
13	<b>ANGMAX</b>	Massima differenza di angolo tra from e to	gradi	-
14	<b>PF</b>	Iniezione di potenza attiva al nodo from	MW	-
15	<b>QF</b>	Iniezione di potenza reattiva al nodo from	MVAr	-
16	<b>PT</b>	Iniezione di potenza attiva al nodo to	MW	-
17	<b>QT</b>	Iniezione di potenza reattiva al nodo to	MVAr	-
18	MU_SF	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite di potenza al nodo from	u/MVA	-
19	MU_ST	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite di potenza al nodo to	u/MVA	-
20	MU_ANGMIN	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – differenza di angolo inferiore	u/gradi	-
21	MU_ANGMAX	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – differenza di angolo superiore	u/gradi	-

Da notare che tutti i parametri del modello sono forniti in per unità (p.u.), pertanto ogni parametro va diviso per la grandezza base rispettiva. In particolare, per l'impedenza base ( $Z^{base}$ ) quando si parla di elementi longitudinali e la conduttanza base ( $Y^{base}$ ) quando si parla di elementi derivati.

$$Z^{base} = \frac{1}{Y^{base}} = \frac{U^{base^2}}{S^{base}} \quad (4.1)$$

Dove  $U^{base}$  e  $S^{base}$  stanno rispettivamente per tensione base e potenza base del sistema.

### ***Dettagli modello trasformatore***

Come detto, il modello elettrico utilizzato per rappresentare il trasformatore è il modello a pi-greco. Si è reso quindi necessario il calcolo sia dei parametri a vuoto che dei parametri di cortocircuito. Partendo dai dati di targa, sono state calcolate prima la tensione di cortocircuito, la corrente nominale e l'impedenza di cortocircuito:

$$V_{cc1} = \frac{v_{cc}\%}{100} \cdot V_{1n} \quad (4.2)$$

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_{1n}} \quad (4.3)$$

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc1}}{\sqrt{3} \cdot I_{1n}} \quad (4.4)$$

Successivamente, sono stati estratti i valori di resistenza di cortocircuito e di reattanza di cortocircuito:

$$R_{cc} = Z_{cc} \cdot \cos \varphi_{cc} \quad (4.5)$$

$$X_{cc} = Z_{cc} \cdot \sin \varphi_{cc} \quad (4.6)$$

Per quanto riguarda il calcolo dei parametri a vuoto i valori di potenza dissipata nel ramo derivato ( $P_0$ ) sono stati imposti da catalogo. Un aspetto da tenere in considerazione è che MP non prevede una parte reale nell'impedenza parallelo nella modellizzazione dei rami, ma solo una parte immaginaria ( $jb_c$ ). Questo non è un grosso problema per quanto riguarda le linee, ma lo è per i trasformatori nei quali non è possibile rappresentare le perdite a vuoto ( $P_0$ ). Per sopperire al problema le  $P_0$



vengono introdotte come carichi supplementari al secondario del trasformatore. Questo comporta che le  $P_0$  non compaiano nel bilancio delle perdite di rete. Per correggere la valutazione delle perdite si è dovuto aggiungere la componente di potenza attribuita alle perdite a vuoto, come visto in (3.17).

#### 4.1.2 Generatori

Un generatore viene modellizzato, nel software, come un'iniezione di potenza complessa ad uno specifico nodo. L'iniezione di potenza è rappresentata in p.u.:

$$s_{i,t}^{g,given} = p_{i,t}^{g,given} + jq_{i,t}^{g,given} \quad (4.7)$$

Un aspetto da notare è che i generatori vengono modellizzati con un modello PQ; quindi, iniezioni di potenza attiva e reattiva sono valori fissati, mentre tensione e angolo di sfasamento tra V e I sono liberi di assumere i valori opportuni.

I parametri dei generatori vengono raccolti nel field *mpc.gen* che si compone dei campi riportati in Tabella 4.3. I dati in MW e MVAr equivalenti a  $p_{i,t}^{g,given}$  e  $q_{i,t}^{g,given}$  sono specificati nelle colonne PG (2) e QG (3) in corrispondenza della i-esima riga della matrice *mpc.gen*. Si nota che un generatore caratterizzato da iniezione negativa può essere utilizzato per modellizzare un carico dispacciabile.

Tabella 4.3: Field mpc.gen

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
1	<b>GEN_BUS</b>	Numero del nodo di generazione	-	-
2	<b>PG</b>	Potenza attiva iniettata	MW	-
3	<b>QG</b>	Potenza reattiva iniettata	MVAr	-
4	<b>QMAX</b>	Max potenza reattiva	MVAr	-
5	<b>QMIN</b>	Min potenza reattiva	MVAr	-
6	<b>VG</b>	Tensione nodale	p.u.	-
7	<b>MBASE</b>	Potenza base dell'impianto	MVA	Se non indicata, viene imposta pari alla potenza base di sistema.
8	<b>GEN_STATUS</b>	Stato del generatore	-	> 0: in servizio ≤ 0: fuori servizio
9	<b>PMAX</b>	Max potenza attiva	MW	-

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
10	<b>PMIN</b>	Min potenza attiva	MW	-
11	<b>PC1</b>	Minima potenza attiva della curva di capability	MW	-
12	<b>PC2</b>	Massima potenza attiva della curva di capability	MW	-
13	<b>QC1MIN</b>	Minima Q in corrispondenza di PC1	MVAr	-
14	<b>QCIMAX</b>	Massima Q in corrispondenza di PC1	MVAr	-
15	<b>QC2MIN</b>	Minima Q in corrispondenza di PC2	MVAr	-
16	<b>QC2MAX</b>	Massima Q in corrispondenza di PC2	MVAr	-
17	<b>RAMP_AGC</b>	<i>Ramp rate</i> per il load following	MW/min	-
18	<b>RAMP_10</b>	<i>Ramp rate</i> per la riserva in 10 minuti	MW	-
19	<b>RAMP_30</b>	<i>Ramp rate</i> per la riserva in 30 minuti	MW	-
20	<b>RAMP_Q</b>	<i>Ramp rate</i> per Q	MVAr/min	-
21	<b>APF</b>	<i>Area Participation Factor</i>	-	-
22	<b>MU_PMAX</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di PG	u/MW	-
23	<b>MU_PMIN</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di PG	u/MW	-
24	<b>MU_QMAX</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di QG	u/MVAr	-
25	<b>MU_QMIN</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di QG	u/MVAr	-

Per risolvere ottimizzazioni di mercato è necessario conoscere i costi dell'energia immessa dai generatori nella rete, per questo quando si utilizza lo strumento di *Optimal Power Flow* – OPF è importante considerare un altro *field* per i generatori che è *mpc.gencost*. Questo *field* può essere composto da  $n_g$  o da  $2n_g$  righe (dove  $n_g$  è il numero di elementi riga presenti nella matrice dei generatori), in funzione del fatto che

vengano considerati i soli costi correlati alla generazione di potenza attiva o anche quelli correlati alla generazione di potenza reattiva. I profili di costo possono essere modellizzati principalmente in due modi:

- Modellizzazione dei costi di tipo lineare a tratti – PW\_LINEAR.
- Modellizzazione dei costi di tipo polinomiale – POLYNOMYAL.

La tipologia di modellizzazione, che viene specificata nella colonna MODEL (1), influenza la composizione della matrice *mpc.gencost* riportata in Tabella 4.4.

Tabella 4.4: Filed *mpc.gencost*

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
1	<b>MODEL</b>	Tipologia di modellizzazione dei costi.	-	1: PW_LINEAR 2: POLYNOMYAL
2	<b>STARTUP</b>	Costo di accensione dell'impianto.	€	-
3	<b>SHUTDOWN</b>	Costo di spegnimento dell'impianto.	€	-
4	<b>NCOST</b>	Numero $N = n + 1$ di punti per definire $n$ segmenti nel caso di modello di costo lineare a tratti o un polinomio di ordine $n$ nel caso di modello di costo polinomiale.	-	-
5	<b>COST</b>	Parametri che vanno a comporre la funzione costo $f(p)$ .	-	Sintassi di inserimento a seconda che si abbia a che fare con MODEL=1 o MODEL=2.

### 4.1.3 Carichi

Un carico viene modellizzato come un assorbimento di potenza complessa ad uno specifico nodo. Per un generico carico  $i$  l'iniezione di potenza è rappresentata in p.u.:

$$S_{i,t}^{l, given} = p_{i,t}^{l, given} + jq_{i,t}^{l, given} \quad (4.8)$$

I parametri dei carichi vengono raccolti nel *field mpc.bus* che si compone dei campi riportati in Tabella 4.5. I dati in MW e MVar equivalenti a  $p_{i,t}^{l, given}$  e  $q_{i,t}^{l, given}$  sono

specificati nelle colonne PD (3) e QD (4) in corrispondenza della  $i$ -esima riga della matrice  $mpc.bus$ . Si nota che un carico caratterizzato da assorbimento negativo può essere utilizzato per modellizzare una quota fissa di generazione.

I nodi possono essere caratterizzati in base alle grandezze di input che si vogliono mantenere fissate e quindi alle loro caratteristiche funzionali. Nella matrice  $mpc.bus$  è presente una colonna apposita per indicare il tipo di nodo, in particolare Matpower permette di settare quattro tipologie:

- **Nodo PQ** (1): P e Q sono valori fissati,  $\theta$  e V sono liberi di assumere valori opportuni.
- **Nodo PV** (2): P e V sono valori fissati,  $\theta$  e Q sono liberi di assumere valori opportuni.
- **Nodo di saldo** (3): Chiamato anche *Slack Bus*, è il nodo di riferimento. V e  $\theta$  sono fissati a 1 p.u. e a  $0^\circ$  rispettivamente, e fungono da riferimento per tutti gli altri fasori. P e Q sono libere di assumere valori opportuni e tali da bilanciare le potenze nella rete.
- **Nodo isolato** (4): Nodo mantenuto scollegato dalla rete.

Tabella 4.5: filed  $mpc.bus$

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
1	<b>BUS_I</b>	Numero del nodo	-	-
2	<b>BUS_TYPE</b>	Tipologia di nodo	-	1: Nodo PQ 2: Nodo PV 3: Nodo di saldo 4: Nodo isolato
3	<b>PD</b>	Potenza attiva assorbita	MW	-
4	<b>QD</b>	Potenza reattiva assorbita	MVAr.	-
5	<b>GS</b>	Conduttanza di shunt	p.u.	-
6	<b>BS</b>	Suscettanza di shunt	p.u.	-
7	<b>BUS_AREA</b>	Area di pertinenza	-	Intero positivo
8	<b>VM</b>	Tensione nodale	p.u.	-
9	<b>VA</b>	Sfasamento	gradi	-
10	<b>BASE_KV</b>	Tensione base	kV	-

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Note
11	<b>ZONE</b>	Zona	-	Intero positivo
12	<b>VMAX</b>	Tensione nodale massima	p.u.	-
13	<b>VMIN</b>	Tensione nodale minima	p.u.	-
14	<b>LAM_P</b>	Moltiplicatore di Lagrange – differenza di P	u/MW	-
15	<b>LAM_Q</b>	Moltiplicatore di Lagrange – differenza di Q	u/MVAr	-
16	<b>MU_VMAX</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di tensione	u/p.u.	-
17	<b>MU_VMIN</b>	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di tensione	u/p.u.	-

Si nota che i carichi ad impedenza costante o a corrente costante non vengono implementati direttamente, ma vengono modellizzati con l’ausilio di elementi derivati, quali GS (5) e BS (6).

## 4.2 Costruzione delle *struct* mpc

Al fine di implementare la strategia descritta nel capitolo 3 e allo stesso tempo fare in modo che il valore della funzione obiettivo, risultato dell’OPF, tenga conto dei soli costi sostenuti dal DSO, si è reso necessaria l’adozione di un approccio diverso rispetto a quello con cui è convenzionalmente utilizzato MP. In particolare, l’approccio convenzionale prevede che:

- I profili di carico fissati vengano inseriti nelle corrispondenti colonne di mpc.bus.
- I nodi di generazione vengano inseriti in mpc.gen, definendo la curva di capability ad essi associata.
- I profili di costo, correlati all’utilizzo dei suddetti generatori, vengano inseriti in mpc.gencost.

L’approccio effettivamente implementato, invece, prevede che:

- I campi del field `mpc.bus` vengano riempiti con le corrispondenti informazioni relative ai profili *given* e ai nodi ad essi associati, fatta eccezione per le colonne PD e QD, le quali sono invece state imposte a zero;
- Nel field `mpc.gen` sia presente sia una sezione contenente le informazioni relative ai profili di carico *given*, con capability bloccata e quindi impossibilitati a modulare.
- Sempre nel field `mpc.gen`, sia presente una sezione contenente le informazioni relative ai profili flessibili, nella quale le colonne corrispondenti a PG e QG sono imposte a zero. L'area di capability non è bloccata, è definita dai parametri associati alla capability delle VMU, di cui al capitolo 3.3.1 .
- Il field `mpc.gencost` sia strutturato in modo particolare, in funzione di una corretta attribuzione dei costi sia alla potenza attiva che alla potenza reattiva, sia al saldo che ai profili flessibili, oltre che ai profili *given*.

L'inserimento di tutti i profili di carico/generazione, compresi quelli *given*, all'interno della matrice `mpc.gen` (solitamente dedicata ai generatori), si è reso necessario in quanto solo agli utenti presenti in questa matrice è possibile associare un cost. L'assegnazione di un costo è necessaria anche per i profili *given*, in quanto si dovrà sottrarre tale valorizzazione dal costo totale, per ottenere il costo sostenuto dal DSO, come si è detto al capitolo 3.5 .

In `mpc.gen` sono quindi presenti sette sezioni differenti, rispettivamente associate a:

1. Saldo.
2. Flessibilità in  $P > 0$  offerta dai nodi flessibili, quindi associata a servizi a salire.
3. Flessibilità in  $P < 0$  offerta dai nodi flessibili, quindi associata a servizi a scendere.
4. Flessibilità in  $Q > 0$  offerta dai nodi flessibili.

5. Flessibilità in  $Q < 0$  offerta dai nodi flessibili.
6. Profili *given* in P, con fornitura bloccata.
7. Profili *given* in Q, con fornitura bloccata.

Tabella 4.6: Rappresentazione *struct* mpc.gen

Nodo	PG	QG	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin
<b>Saldo</b>	0	0	100	-100	100	-100
<b>ut. flessibili – P</b>	0	0	capability	0	0	0
<b>ut. flessibili – P</b>	0	0	0	capability	0	0
<b>ut. flessibili – Q</b>	0	0	0	0	capability	0
<b>ut. flessibili – Q</b>	0	0	0	0	0	capability
<b>ut. given – P</b>	-PD	0	-PD	-PD	0	0
<b>ut. given – Q</b>	0	-QD	0	0	-QD	-QD

In mpc.gencost è invece presente un totale di dodici sezioni, sei dedicate all'attribuzione dei costi in potenza attiva e altre sei dedicate all'attribuzione dei costi in potenza reattiva. Sono presenti le valorizzazioni dei parametri presenti in mpc.gen, ripetuti due volte (una volta per P e una volta per Q). Utilizzando questo tipo di approccio si è dunque costretti ad associare delle voci di costo in potenza attiva anche ad elementi capaci di muoversi solo in potenza reattiva, o viceversa; proprio per il fatto che associare tali valorizzazioni non ha senso vengono assegnati valori nulli.

Tabella 4.7: Rappresentazione *struct* mpc.gencost

Nodo	Nodo	valore attribuito	Unità di misura
	<b>Saldo</b>	$c^{saldo}$	€/MWh
	<b>ut. flessibili – P</b>	$c_i^{flex,UP,P} + c^{saldo}$	€/MWh
	<b>ut. flessibili – P</b>	$-c_i^{flex,DW,P} - c^{saldo}$	€/MWh
<b>P</b>	<b>ut. flessibili – Q</b>	0	€/MWh
	<b>ut. flessibili – Q</b>	0	€/MWh
	<b>ut. given – P</b>	$c^{saldo}$	€/MWh
	<b>ut. given – Q</b>	0	€/MWh
<b>Q</b>	<b>Saldo</b>	0	€/MVArh

Nodo	Nodo	valore attribuito	Unità di misura
	<b>ut. flessibili – P</b>	0	€/MVArh
	<b>ut. flessibili – P</b>	0	€/MVArh
	<b>ut. flessibili – Q</b>	$c_i^{flex,UP,Q}$	€/MVArh
	<b>ut. flessibili – Q</b>	$-c_i^{flex,DW,Q}$	€/MVArh
	<b>ut. given – P</b>	0	€/MVArh
	<b>ut. given – Q</b>	0	€/MVArh

Tramite questo meccanismo di costruzione della *struct* mpc, risulta che avendo bloccato la fornitura dei profili *given*, rimane fissata anche la valorizzazione ad essi associata ( $-c^{saldo}$  per assorbimento,  $c^{saldo}$  per generazione), in modo tale che in assenza di attivazione di servizi, il saldo fornisca il bilancio delle potenze ed il corrispondente bilancio economico rispetto alla valorizzazione dei profili *given*.

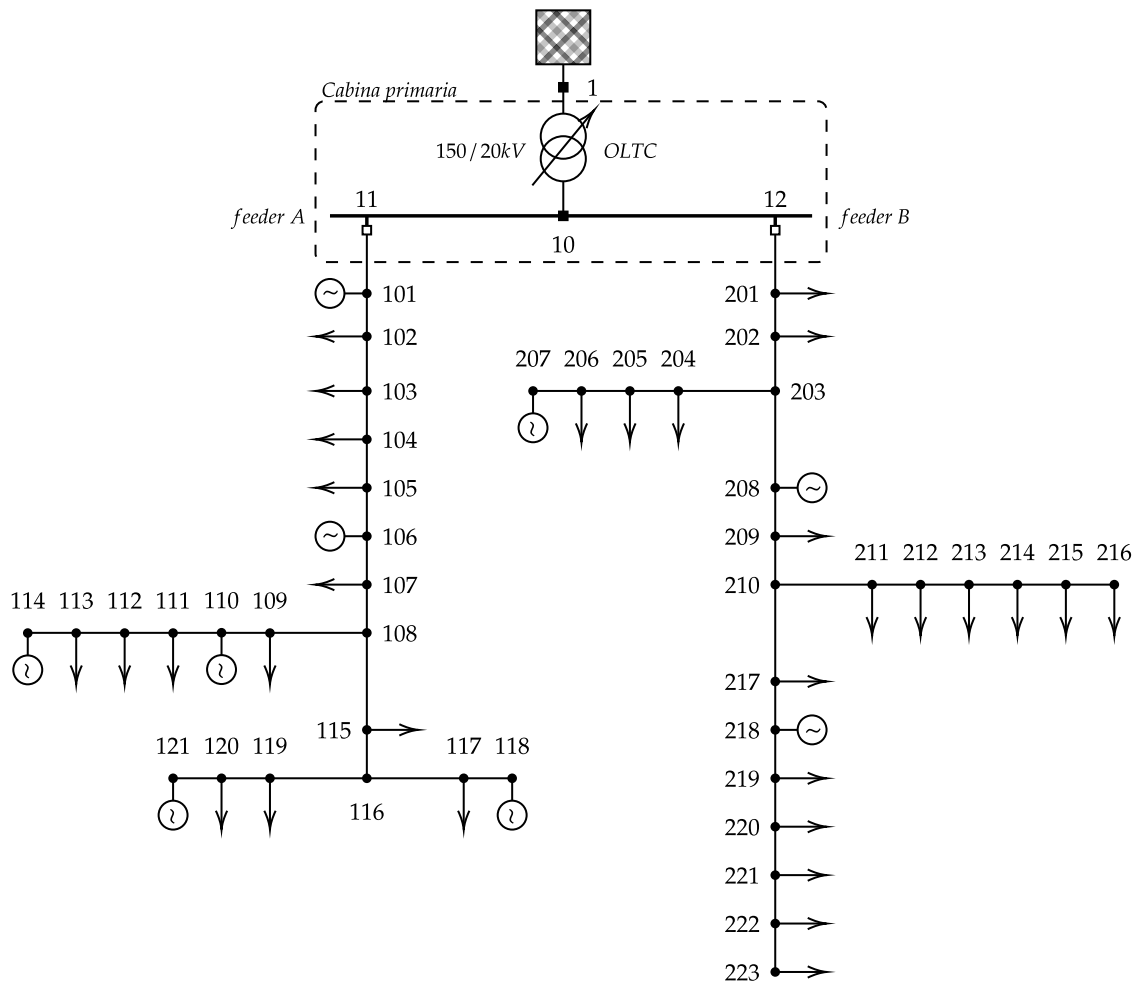


# Capitolo 5.

## 5 Case study – Simulazioni e risultati

### 5.1 Rete di riferimento

La rete su cui sono state effettuate le simulazioni delle varie strategie proposte è una porzione reale di rete di distribuzione in MT esercita in configurazione radiale e alimentata da un punto di prelievo in AT in cui è presente un trasformatore 150/20kV dotato di regolatore sotto carico (OLTC).



► Figura 5.1: Rete di riferimento

La rete (► Figura 5.1) è composta da 48 nodi spartiti più o meno equamente su due feeder dai quali si diramano 6 rami periferici. Nella rete sono presenti 47 rami di congiunzione, 44 dei quali sono linee aeree e in cavo, 2 sbarre in cabine primaria che

definiscono le partenze dei due feeder (congiuntori) e un trasformatore, anch'esso in cabina primaria.

Il feeder di sinistra (feeder A) ha una quota di generazione distribuita superiore a quella del feeder di destra (feeder B). Questo comporta che nel feeder A la tensione evolve in modo più dinamico, in funzione dell'immissione di potenza in rete da parte degli utenti generatori; mentre il feeder B si comporta in modo più passivo: la tensione tende a diminuire muovendosi verso le parti più periferiche della rete.

La potenza di generazione nominale installata nella rete è di 54,24MW, rispettivamente 41,28MW nel feeder A e 12,96MW nel feeder B.

## **5.2 Assegnazione parametri di sistema**

In questo paragrafo si va ad analizzare l'assegnazione dei valori numerici ai parametri definiti in 3.2, motivando le scelte fatte per l'analisi.

### **5.2.1 Parametri di rete**

#### ***Linee***

Come visto nel capitolo 4.1.1 i rami (che possono essere trasformatori, linee aeree, cavi o congiuntori) sono modellizzati tramite un modello a pi-greco in serie ad un *phase-shifting transformer*.

I rami più semplici da definire sono quelli con rapporto di trasformazione unitario (linee aeree, cavi e congiuntori). Questi sono modellizzati tramite un valore di impedenza longitudinale (vedi ► Figura 4.1) trascurando il ramo derivato in quanto le componenti capacitive possono essere assunte trascurabili.

I valori di impedenza sono forniti in termini di reattanza e resistenza assoluti, pertanto per valutare le portate è stato necessario calcolare il rapporto  $R_s/X_s$  e confrontarlo con rapporti  $r_s/x_s$  di grandezze chilometriche tabellate per identificare il tipo di conduttore. È risultato che l'intera rete è presumibilmente composta da linee in cavo (ARG7H1OR in alluminio) con sezione che varia tra 240 e 70 mm<sup>2</sup> (in linea con quelli che sono gli standard attuali) dalle quali si sono individuate le ampacity

dei rami ( $I_j^{amp}$ ) che vengono trasformate potenza massima circolante ( $S_j^{amp}$ ). Nella Tabella 5.1 sono riportati i valori rispettivi per ogni j-esimo ramo.

$$S_j^{amp} = \sqrt{3} \cdot I_j^{amp} \cdot U^{base} \quad (5.1)$$

Tabella 5.1: Caratterizzazione rami della rete

Feeder	From	To	$R_s$ [ $\Omega$ ]	$X_s$ [ $\Omega$ ]	$\frac{R_s}{X_s}$	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	$I_j^{amp}$ [A]
CP	<b>10</b>	<b>11</b>	10 <sup>-7</sup>	10 <sup>-7</sup>	1	-	1155
CP	<b>10</b>	<b>12</b>	10 <sup>-7</sup>	10 <sup>-7</sup>	1	-	1155
A	<b>11</b>	<b>101</b>	0,144	0,196	0,735	240	470
A	<b>101</b>	<b>102</b>	0,108	0,147	0,735	240	470
A	<b>102</b>	<b>103</b>	0,163	0,179	0,911	185	406
A	<b>103</b>	<b>104</b>	0,205	0,225	0,911	185	406
A	<b>104</b>	<b>105</b>	0,172	0,188	0,915	185	406
A	<b>105</b>	<b>106</b>	0,174	0,191	0,911	185	406
A	<b>106</b>	<b>107</b>	0,149	0,164	0,909	185	406
A	<b>107</b>	<b>108</b>	0,165	0,181	0,912	185	406
A	<b>108</b>	<b>109</b>	0,249	0,122	2,041	70	220
A	<b>109</b>	<b>110</b>	0,283	0,139	2,036	70	220
A	<b>110</b>	<b>111</b>	0,249	0,122	2,041	70	220
A	<b>111</b>	<b>112</b>	0,277	0,136	2,037	70	220
A	<b>112</b>	<b>113</b>	0,218	0,107	2,037	70	220
A	<b>113</b>	<b>114</b>	0,302	0,148	2,041	70	220
A	<b>108</b>	<b>115</b>	0,115	0,096	1,198	150	345
A	<b>115</b>	<b>116</b>	0,109	0,092	1,185	150	345
A	<b>116</b>	<b>117</b>	0,202	0,099	2,040	70	220
A	<b>117</b>	<b>118</b>	0,474	0,232	2,043	70	220
A	<b>116</b>	<b>119</b>	0,297	0,146	2,034	70	220
A	<b>119</b>	<b>120</b>	0,381	0,187	2,037	70	220
A	<b>120</b>	<b>121</b>	0,318	0,156	2,038	70	220
B	<b>12</b>	<b>201</b>	0,062	0,053	1,170	150	345
B	<b>201</b>	<b>202</b>	0,056	0,048	1,167	150	345
B	<b>202</b>	<b>203</b>	0,071	0,061	1,164	150	345
B	<b>203</b>	<b>204</b>	0,316	0,432	0,731	240	470
B	<b>204</b>	<b>205</b>	0,289	0,395	0,732	240	470
B	<b>205</b>	<b>206</b>	0,144	0,196	0,735	240	470
B	<b>206</b>	<b>207</b>	0,119	0,162	0,735	240	470
B	<b>203</b>	<b>208</b>	0,128	0,175	0,731	240	470

Feeder	From	To	$R_s$ [ $\Omega$ ]	$X_s$ [ $\Omega$ ]	$\frac{R_s}{X_s}$	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	$I_j^{amp}$ [A]
B	208	209	0,127	0,174	0,730	240	470
B	209	210	0,16	0,219	0,731	240	470
B	210	211	0,152	0,207	0,734	240	470
B	211	212	0,149	0,203	0,734	240	470
B	212	213	0,155	0,211	0,735	240	470
B	213	214	0,114	0,156	0,731	240	470
B	214	215	0,161	0,219	0,735	240	470
B	215	216	0,157	0,214	0,734	240	470
B	210	217	0,107	0,147	0,728	240	470
B	217	218	0,13	0,177	0,734	240	470
B	218	219	0,52	0,71	0,732	240	470
B	219	220	0,142	0,156	0,910	185	406
B	220	221	0,813	0,604	1,346	120	305
B	221	222	0,811	0,603	1,345	120	305
B	222	223	1,034	0,769	1,345	120	305

I rami 10-11 e 10-12 sono le sbarre in CP (congiuntori) che collegano il trasformatore AT/MT con le partenze dei feeder; questi sono considerati dei cortocircuiti semi ideali con valori di reattanza e resistenza molto piccoli. Il valore di ampacity è stato assegnato in modo tale da avere una porta in potenza di 40MVA, equivalente alla taglia del trasformatore AT/MT.

Il fatto che l'intera rete sia composta da linee in cavo comporta rapporti R/X relativamente alti, pertanto ci si aspetta che la regolazione della tensione nel sistema competa in maniera importante anche la potenza attiva, come anticipato nel capitolo 2.5.2 . Tra i due, il feeder A ha linee con sezioni più ridotte, ciò porta a pensare che insorgano congestioni più frequentemente (essendo anche quello più ricco di generazione distribuita).

### ***Trasformatore***

Il trasformatore in CP è un trasformatore 150/20kV con potenza nominale di 40MVA,  $v_{cc}\% = 15,5\%$ ,  $P_{cc} = 175kW$  e  $P_0 = 14kW$ , dotato di regolatore sotto carico (OLTC). Per quanto detto al capitolo 4.1.1 i parametri del trasformatore sono:

Tabella 5.2: Caratterizzazione trasformatore in CP

Feeder	From	To	$R_s$ [ $\Omega$ ]	$X_s$ [ $\Omega$ ]	$P_0$ [kW]	$S_n$ [MVA]	Tipo di ramo
CP	<b>1</b>	<b>10</b>	0,00438	1,553	14	40	Trasformatore

Nel caso studio, la regolazione dell'OLTC avviene su 21 livelli discreti (-10, 0, +10), ciascuno di ampiezza pari al 1.5% della tensione di riferimento. Complessivamente, quindi, possono essere effettuate regolazioni sul livello di tensione di oscillazione pari a  $\pm 15\%$  rispetto alla nominale.

### ***Tensione***

Il requisito del dispacciamento è quello di risolvere la rete verificando in ogni istante i vincoli di cui in (3.2). In tal senso l'unico vincolo di rete ancora da definire è il (4), cioè quello associato alle tensioni nodali.

I limiti superiore e inferiore della tensione sono stati imposti a  $\pm 4\% V_b$ . Questi sono valori molto stringenti rispetto a quelli imposti dalla normativa ( $\pm 10\% V_b$ ); è stata fatta questa scelta per simulare un funzionamento in cui i vincoli sulla *power quality* sono più stringenti.

### **5.2.2 Parametri utenti**

Gli utenti, flessibili o meno, sono modellizzati come unità di generazione che immettono in rete: potenza positiva se generatori oppure negativa (assorbono) se utilizzatori. Ad ogni utente è assegnata una potenza nominale ( $S_i^n$ ) sulla base dei dati della rete di riferimento e opportunamente modificati per far insorgere criticità nel sistema (Tabella 5.5).

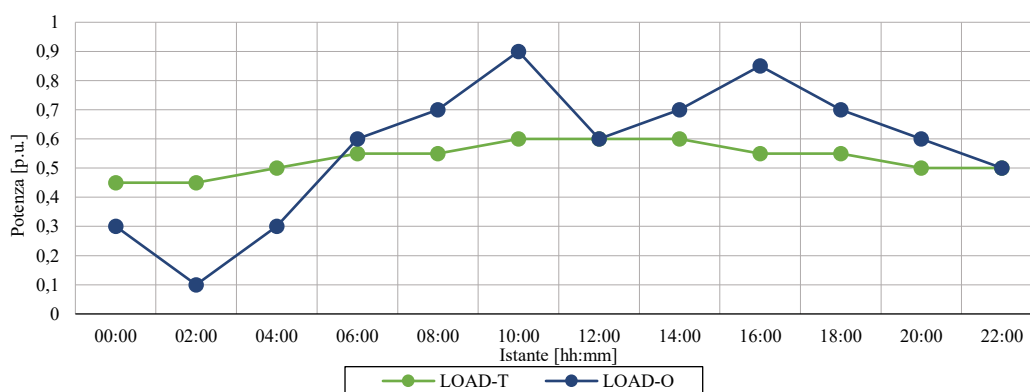
### ***Assegnazione curve given***

Come detto nel capitolo 3, la curva di funzionamento standard è un dato del problema di ottimizzazione quindi le curve di carico e generazione sono fissate e variano a seconda dell'utente che si prende in considerazione. Tali curve sono state studiate in modo tale da ricalcare quanto più possibile i profili reali, a seconda del tipo di utente analizzato. Nello specifico gli utenti utilizzatori sono stati profilati con

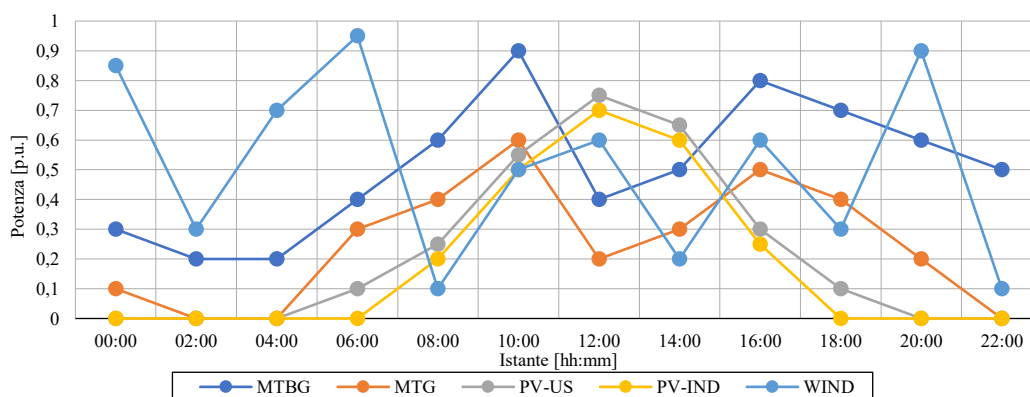
un andamento a doppia gobba più o meno accentuata a seconda della tipologia di carico (termico o operativo). Gli utenti generatori invece hanno curve di generazione molto diverse tra loro: gli impianti fotovoltaici hanno una tipica curva di generazione a campana; gli impianti a fonti fossili, che siano a gas o biogas, hanno un andamento che segue quello del carico essendo solitamente impianti di picco; gli impianti eolici hanno un andamento randomico, ma più accentuato nelle ore notturne.

Tutte le curve di funzionamento sono campionate ogni due ore, contestualmente all'intervallo di regolazione della rete. Di seguito (► Figura 5.2) si riportano le curve di carico e di generazione (► Figura 5.3), queste sono rappresentate in p.u. rispetto alla potenza nominale del i-esimo utente.

Questi profili riguardano l'andamento della potenza attiva; la potenza reattiva è stata assegnata sulla base di quella attiva ridotta di un coefficiente che varia a seconda che questa sia fornita da un generatore o da un carico, al fine di mantenere un  $\cos\varphi$  costante.



► Figura 5.2: Profili di carico



► Figura 5.3: Profili di generazione

### ***Parametri capability***

Essendo le curve *given* fissate, gli utenti non flessibili hanno una capability bloccata come visto nel capitolo 4.2 ; quelli flessibili invece hanno una capability che può muoversi all'interno dell'area definita in (3.27). Per caratterizzare l'area di capability è necessario assegnare un valore ai coefficienti di massima modulazione (3.25), (3.26) ai quali è stato assegnato un unico valore, differenziando solo utenti utilizzatori e utenti generatori al fine di non complicare troppo il problema e poter analizzare i risultati dal punto di vista funzionale, senza perdersi nell'eccessiva caratterizzazione degli utenti. I coefficienti di massima modulazione a scendere e a salire in potenza attiva per gli utenti utilizzatori ( $k_p^{mm,l,DW}$  e  $k_p^{mm,l,UP}$ ) e per gli utenti generatori ( $k_p^{mm,g,DW}$  e  $k_p^{mm,g,UP}$ ) sono:

$$k_p^{mm,l,DW} = 0,5$$

$$k_p^{mm,g,DW} = 1$$

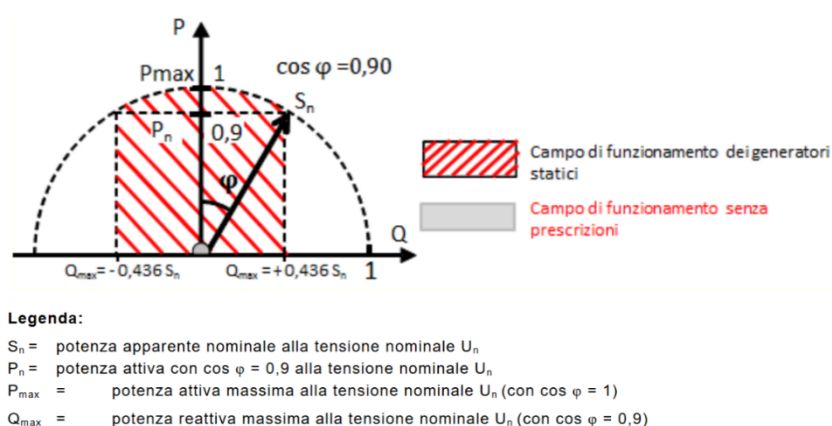
$$k_p^{mm,l,UP} = k_p^{mm,g,UP} = 0,5$$

Quindi, nel caso studio analizzato, gli utenti abilitati non possono modulare l'utenza più del 50% della potenza attiva *given*, ad eccezione del servizio a scendere per gli utenti generatori, i quali possono essere modulati completamente.

Per quanto riguarda il coefficiente di massima modulazione in potenza reattiva si è deciso di adottare una strategia unificata basata sulla norma CEI 0-16 [54]. Essendoci nella rete generatori fotovoltaici, eolici e microturbine alimentate a gas/biogas è stato necessario considerare i profili di prestazione minimi relativi alle erogazioni (o assorbimenti) di potenza reattiva per ogni tipo di impianto. In particolare, la normativa dispone che: "... Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, secondo le curve di prestazione (curve di capability) riportate nel seguito." [54, Par. 8.8.5.3].

**Generatori fotovoltaici entro i 400kW:** "Per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability di tipo semicircolare limitata con  $\cos \varphi$  compreso tra 0,90 in assorbimento e 0,90 in

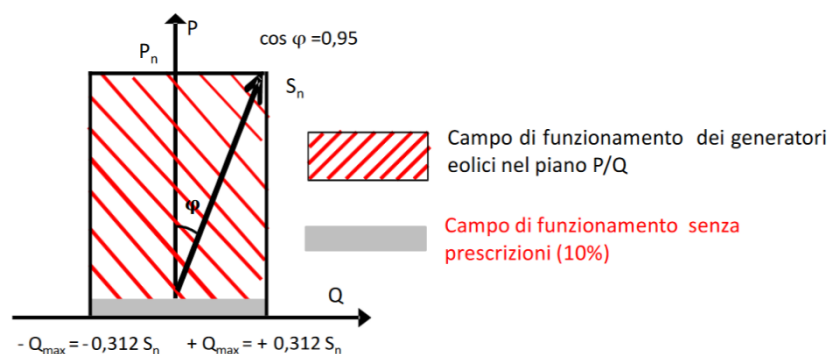
erogazione. ...” [54, Par. 8.8.5.3e]. Si tenga presente che non tutti gli impianti di generazione FV presenti rientrano in questo limite di potenza, ma si è voluta implementare la caratteristica più stringente.



► Figura 5.4: Capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata) [54]

### Generatori eolici *full converter* - FC e *Doubly Fed Induction Generator* – DFIG: I

generatori eolici in questione devono presentare una capability di tipo rettangolare con  $\cos \varphi$  compreso tra 0,95 in assorbimento e 0,95 in erogazione [54, p. 8.8.5.3c,d].



► Figura 5.5: Capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare) [54]

**Microturbine:** Considerando che impianti a microturbina alimentati a gas/biogas sono macchine di piccola taglia sempre interfacciate con la rete tramite convertitori statici, ci si è messi nella condizione più cautelativa considerando ancora la sezione dedicata alla connessione di generatori statici di potenza complessiva entro i 400 kW come per i generatori fotovoltaici.



Al fine di definire un valore univoco al coefficiente di massima modulazione in potenza reattiva si è preso un valore limite intermedio, quindi quello associato ai generatori fotovoltaici.

$$k_Q^{mm} = 0,436$$

Così facendo si è posto un vincolo particolarmente stringente alla fornitura di potenza reattiva limitando la fornitura proprio al valore minimo imposto dalla normativa con l'ipotesi che le suddette utenze non siano state progettate per partecipare ad un mercato dei servizi di flessibilità e quindi non in grado di fornire consistenti quantità in potenza reattiva.

### **5.2.3 Costi**

L'assegnazione dei costi dei servizi di regolazione della rete è un aspetto fondamentale dell'analisi. I servizi a cui si associa un costo sono: la valorizzazione dell'energia al saldo, la quale fa da base per eliminare tutti i costi associati al funzionamento standard; i costi associati alla movimentazione del OLTC ed infine i costi dei servizi di flessibilità.

#### ***Saldo***

La valorizzazione dell'energia associata al saldo – immaginando una situazione di mercato semplificata – è il PUN (Prezzo Unico Nazionale), il quale varia di mese in mese, giorno in giorno e ora in ora.

Sempre per analizzare una situazione semplificata si è deciso di utilizzare un PUN medio in un contesto di mercato elettrico non drogato da agenti esterni, a tal proposito si è preso un PUN vicino alla media del 2019.

$$c^{slack} = PUN = 60 \text{ €/MWh}$$

#### ***OLTC***

La valorizzazione della movimentazione della tacca dell'OLTC è definita nel capitolo 3.2.1 . Per definire il costo unitario associato ad ogni movimentazione è necessario conoscere il costo del variatore sotto carico e il numero massimo di commutazioni prima di raggiungere il fine vita. Il valore di un regolatore sotto carico

di un trasformatore in CP è stato ipotizzato a 50 000 €, mentre il numero massimo di commutazioni è stato stimato a 100 000 movimenti, pertanto il costo associato alla variazione di una singola tacca è di 0.50 €.

### ***Servizi flessibili***

L'assegnazione del valore dei servizi di flessibilità consiste nell'assegnare un valore in €/MWh ad ogni offerta presentata da parte degli utenti. Ogni utente definisce un prezzo di offerta per ogni tipo di servizio che offre sulla base di una funzione di costo trinomia (3.13), che caratterizza ogni utente in base alla tipologia di utenza (tramite il coefficiente  $v_i^E$ ) e in base della potenza nominale (tramite il coefficiente  $K_f$ ), più un certo guadagno – *gain* arbitrario.

Coefficiente di spesa fornitura flessibilità –  $K_f$ . Come definito nel capitolo 3.2.2 , è un coefficiente che tiene conto della spesa da affrontare per dotarsi delle attrezzature per fornire flessibilità. Varia a seconda del tipo di utente; nello specifico sarà maggiore per gli utenti utilizzatori, i quali devono dotarsi di apparecchiature specifiche per modulare l'assorbimento e, contestualmente, sarà inferiore per gli utenti generatori, che sono già in grado di modulare la potenza immessa.

$$K_f^g = 20 \frac{\text{€/MWh}}{\text{MW}}$$

$$K_f^l = 40 \frac{\text{€/MWh}}{\text{MW}}$$

Il costo associato all'attrezzatura per fornire un servizio di flessibilità è proporzionale alla potenza nominale dell'impianto, pertanto  $K_f$  è un coefficiente unitario rispetto alla potenza nominale.

Valore dell'energia (*Value of Energy* –  $V_i^E$  ). Questo parametro varia a seconda del tipo di servizio, del tipo di utente e, per gli utenti generatori, anche dalla fonte primaria (vedi capitolo 3.3 ).

Il valore dell'energia per gli utenti utilizzatori è definito in (3.34) per il servizio a salire e (3.38) per il servizio a scendere. Dove  $c_i^{supply}$  corrisponde al prezzo di approvvigionamento nel mercato standard, quindi a  $c^{slack}$  a cui è stato assegnato un

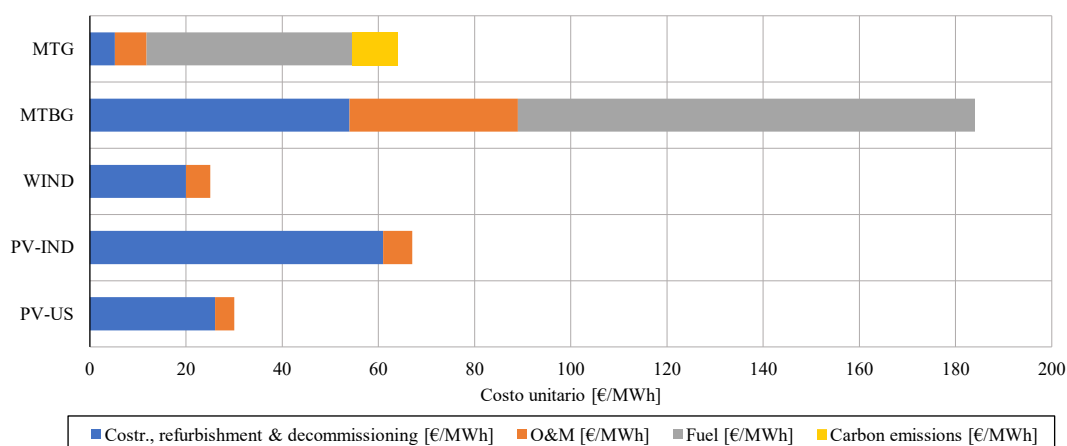
valore di  $PUN = 60 \text{ €/MWh}$ ; mentre i due coefficiente di produttività ( $k_i^{prod,UP}$ ,  $k_i^{prod,DW}$ ) sono univoci per ogni tipo di utente.

Tabella 5.3: Coefficienti di produttività –  $k_i^{prod}$

	LOAD-T	LOAD-O
$k_i^{prod,UP}$	0,3	0,8
$k_i^{prod,DW}$	0,8	0,8

Il servizio a salire per un'utenza termica (taglio del carico) ha una valorizzazione bassa rispetto alle altre dato che si immagina che la riduzione di carico non comporti particolari disagi data l'inerzia che normalmente caratterizza i processi termici.

Il valore dell'energia per gli utenti generatori è definito in (3.28) per il servizio a salire e (3.30) per il servizio a scendere. Dove  $MCP$  corrisponde al prezzo di vendita dell'energia nel mercato standard, quindi a  $c^{stack}$ . Un appunto va fatto per gli impianti a biogas, i quali ricevono una remunerazione dell'energia che immettono in rete agevolata. Dato il costo elevato, per incentivare il loro utilizzo, l'energia viene acquistata ad un prezzo diverso dal PUN, che varia a seconda della taglia dell'impianto; al momento l'incentivo viene da un prezzo di acquisto dell'energia di 233 €/MWh [55], [56]. L'altro parametro da definire è il costo marginale di produzione –  $c_{m_i}$  che è stato standardizzato sulla base della fonte primaria di generazione. Di seguito (► Figura 5.6) sono rappresentati i valori del *Levelised Cost of Electricity* – LCOE per ogni fonte primaria [57], [58], dai quali è stato ricavato il costo marginale, come descritto in (3.29).



► Figura 5.6: *Levelised Cost of Electricity* – LCOE

L'ultimo termine della formulazione trinomiale è il guadagno – *gain* ( $G_i$ ) che ogni utente riceve per la fornitura del servizio. In questo studio, sempre per ridurre il numero di variabili fuorvianti all'interno dell'analisi, si è deciso di mantenere un guadagno costante di 5 €/MWh.

Tabella 5.4: Assegnazione valori funzione trinomiale

	$K_f$ [(€/MWh)/MW]	$G_i$ [€/MWh]	Serv. salire	Serv. scendere
			$v_{E_i}^{UP}$ [€/MWh]	$v_{E_i}^{DW}$ [€/MWh]
LOAD-T	40	5	18	48
LOAD-O	40	5	48	48
PV-US	20	5	4	66
PV-IND	20	5	6	64
WIND	20	5	5	65
MTBG	20	5	130	103
MTG	20	5	58,7	1,3

La tecnologia più economica per la fornitura di servizi a salire, a parità di potenza nominale, è il fotovoltaico *utility scale* (PV-US), essendo la tecnologia con il costo marginale inferiore. Viceversa, per il servizio a scendere, la tecnologia più conveniente è quella delle microturbine a gas, essendo quella con il ricavo marginale inferiore.

Si ricorda inoltre che le offerte in potenza reattiva seguono quelle in potenza attiva, ridotte tramite un coefficiente  $K_{PQ} = 0,1$ , quindi le offerte in potenza reattiva corrispondono al 10% di quelle in potenza attiva.

Tabella 5.5: Quadro di sintesi offerte utenti flessibili

Feeder	Nodo	Tipo	S.cat	$P_{n_i}$ [MW]	Serv. Salire		Serv. Scendere	
					$Off_i^{P,UP}$ [€/MWh]	$Off_i^{Q,UP}$ [€/MWh]	$Off_i^{P,DW}$ [€/MWh]	$Off_i^{Q,DW}$ [€/MWh]
A	101	gen	MTBG	1,28	160,6	16,06	133,6	13,36
A	102	load	LOAD-O	1,17	99,8	9,98	99,8	9,98
A	103	load	LOAD-O	0,81	85,4	8,54	85,4	8,54
A	104	load	LOAD-T	0,72	51,8	5,18	81,8	8,18
A	105	load	LOAD-O	0,18	60,2	6,02	60,2	6,02
A	106	gen	MTG	3,2	127,7	12,77	70,3	7,03
A	107	load	LOAD-T	1,35	77	7,7	107	10,7
A	109	load	LOAD-O	0,855	87,2	8,72	87,2	8,72
A	110	gen	PV-IND	4,8	107	10,7	155	15,5
A	111	load	LOAD-T	1,44	80,6	8,06	110,6	11,06
A	112	load	LOAD-T	1,62	87,8	8,78	117,8	11,78
A	113	load	LOAD-O	1,485	112,4	11,24	112,4	11,24
A	114	gen	PV-US	11,2	233	23,3	285	28,5
A	115	load	LOAD-O	0,9	89	8,9	89	8,9
A	117	load	LOAD-O	1,575	116	11,6	116	11,6
A	118	gen	WIND	8	170	17	220	22
A	119	load	LOAD-O	0,54	74,6	7,46	74,6	7,46
A	120	load	LOAD-T	2,16	109,4	10,94	139,4	13,94
A	121	gen	PV-US	12,8	265	26,5	317	31,7
B	201	load	LOAD-T	0,45	41	4,1	71	7,1
B	202	load	LOAD-T	2,25	113	11,3	143	14,3
B	204	load	LOAD-O	0,63	78,2	7,82	78,2	7,82
B	205	load	LOAD-O	1,215	101,6	10,16	101,6	10,16
B	206	load	LOAD-T	1,125	68	6,8	98	9,8
B	207	gen	MTG	1,76	98,9	9,89	41,5	4,15
B	208	gen	MTBG	1,6	167	16,7	140	14
B	209	load	LOAD-T	0,765	53,6	5,36	83,6	8,36
B	211	load	LOAD-O	0,945	90,8	9,08	90,8	9,08
B	212	load	LOAD-T	1,17	69,8	6,98	99,8	9,98
B	213	load	LOAD-O	1,395	108,8	10,88	108,8	10,88
B	214	load	LOAD-O	0,405	69,2	6,92	69,2	6,92

Feeder	Nodo	Tipo	S.cat	$P_{n_i}$ [MW]	Serv. Salire		Serv. Scendere	
					$Offf_i^{P,UP}$ [€/MWh]	$Offf_i^{Q,UP}$ [€/MWh]	$Offf_i^{P,DW}$ [€/MWh]	$Offf_i^{Q,DW}$ [€/MWh]
B	215	load	LOAD-O	0,135	58,4	5,84	58,4	5,84
B	216	load	LOAD-O	1,665	119,6	11,96	119,6	11,96
B	217	load	LOAD-T	2,34	116,6	11,66	146,6	14,66
B	218	gen	PV-US	9,6	201	20,1	253	25,3
B	219	load	LOAD-T	0,675	50	5	80	8
B	220	load	LOAD-O	0,585	76,4	7,64	76,4	7,64
B	221	load	LOAD-O	1,8	125	12,5	125	12,5
B	222	load	LOAD-T	0,495	42,8	4,28	72,8	7,28
B	223	load	LOAD-T	1,26	73,4	7,34	103,4	10,34

### 5.3 Simulazioni preliminari

Le simulazioni preliminari consistono nel calcolare i power flow della rete di riferimento in certi istanti temporali, al fine di individuare le criticità presenti nel sistema.

L'intervallo temporale analizzato è un giorno (24 ore) campionato 12 volte, quindi ogni dispacciamento viene calcolato con intervalli di due ore così come l'assegnazione della fornitura dei servizi di flessibilità. È stato scelto un intervallo di due ore perché permette di studiare la rete durante il corso della giornata con buona approssimazione, incontrando tutte le casistiche che caratterizzano la rete: sovra generazione delle ore centrali della giornata; situazioni di basso carico nelle ore notturne e situazioni intermedie; non risultando, comunque, troppo oneroso in termini computazionali e di mole dati raccolti, cosa che può accadere con una campionatura troppo densa. È importante specificare che i dati di *output* del sistema sono forniti in potenza; quindi, i costi sono effettivamente associati ad un valore unitario di potenza; per convertire tale valorizzazione in un costo di energia è necessario moltiplicare il dato di output per l'intervallo temporale (2 ore).

$$E_{i,t}^{flex} = P_{i,t}^{flex} \cdot \Delta t = 2 \cdot P_{i,t}^{flex} \quad [MWh] \quad (5.2)$$

$$C_{i,t}^{flex} = off_{i,t} \cdot P_{i,t}^{flex} \cdot \Delta t = 2 \cdot off_{i,t} \cdot P_{i,t}^{flex} \quad [€] \quad (5.3)$$

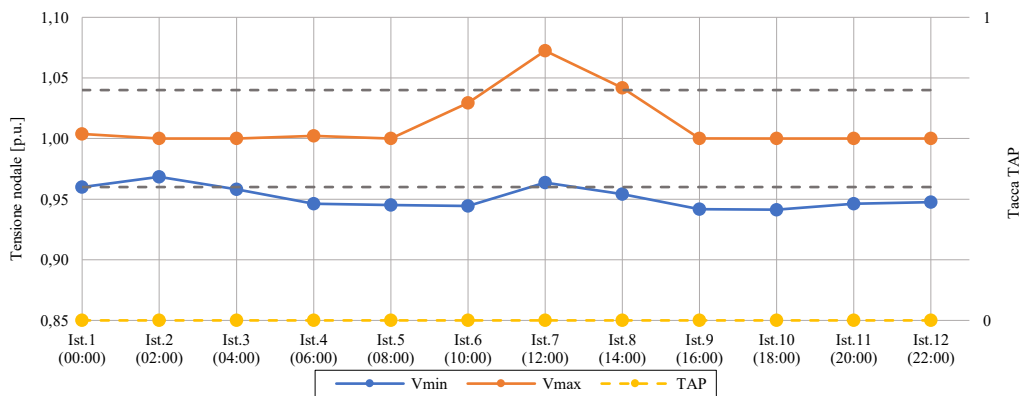
### 5.3.1 NOopt – OLTC OFF

Al fine di individuare i punti più critici e gli istanti di maggior stress per la rete si sono fatte alcune simulazioni preliminari senza alcun supporto di regolazione, quindi non ottimizzate (NOopt – OLTC OFF); in seguito si sono fatte altre simulazioni sfruttando esclusivamente l'OLTC (NOopt – OLTC ON).

Per analizzare una situazione di dispacciamento non ottimizzato ci si sofferma su quelle che sono le criticità in tensione e corrente (► Figura 5.7).

	Ist.01 (00:00)	Ist.02 (02:00)	Ist.03 (04:00)	Ist.04 (06:00)	Ist.05 (08:00)	Ist.06 (10:00)	Ist.07 (12:00)	Ist.08 (14:00)	Ist.09 (16:00)	Ist.10 (18:00)	Ist.11 (20:00)	Ist.12 (22:00)
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
11	0.990	0.992	0.990	0.987	0.985	0.986	0.991	0.988	0.985	0.984	0.986	0.986
101	0.990	0.992	0.990	0.987	0.985	0.986	0.991	0.988	0.985	0.984	0.986	0.986
1010	0.990	0.990	0.988	0.984	0.988	0.988	0.997	0.991	0.985	0.982	0.985	0.982
102	0.989	0.989	0.987	0.985	0.982	0.989	1.001	0.993	0.985	0.979	0.984	0.979
103	0.989	0.988	0.986	0.985	0.981	0.992	1.007	0.996	0.985	0.976	0.982	0.975
104	0.989	0.986	0.985	0.985	0.979	0.997	1.016	1.002	0.986	0.973	0.981	0.970
105	0.989	0.984	0.984	0.986	0.978	1.001	1.023	1.006	0.987	0.971	0.980	0.966
106	0.989	0.983	0.983	0.986	0.977	1.005	1.031	1.011	0.989	0.969	0.979	0.962
107	0.989	0.982	0.983	0.986	0.976	1.008	1.037	1.014	0.989	0.966	0.978	0.959
108	0.990	0.981	0.982	0.987	0.975	1.011	1.044	1.019	0.990	0.964	0.978	0.955
109	0.988	0.980	0.981	0.985	0.975	1.013	1.049	1.023	0.990	0.962	0.975	0.954
110	0.986	0.978	0.979	0.983	0.975	1.016	1.055	1.027	0.991	0.960	0.973	0.951
111	0.984	0.977	0.977	0.982	0.974	1.018	1.058	1.029	0.990	0.959	0.971	0.950
112	0.983	0.976	0.976	0.981	0.975	1.020	1.062	1.033	0.991	0.958	0.969	0.948
113	0.983	0.976	0.975	0.981	0.975	1.022	1.066	1.036	0.991	0.957	0.968	0.947
114	0.983	0.976	0.975	0.981	0.975	1.022	1.072	1.045	0.994	0.955	0.968	0.947
115	0.991	0.981	0.983	0.988	0.975	1.013	1.047	1.021	0.991	0.964	0.979	0.955
116	0.992	0.982	0.984	0.990	0.975	1.015	1.050	1.022	0.993	0.964	0.980	0.955
117	0.995	0.983	0.987	0.993	0.975	1.016	1.052	1.022	0.994	0.964	0.983	0.954
118	1.004	0.986	0.994	1.002	0.976	1.021	1.058	1.024	1.000	0.967	0.992	0.955
119	0.991	0.980	0.983	0.989	0.976	1.018	1.056	1.027	0.994	0.963	0.978	0.953
120	0.990	0.979	0.982	0.989	0.978	1.024	1.064	1.034	0.996	0.963	0.977	0.952
121	0.990	0.979	0.982	0.990	0.980	1.029	1.071	1.040	0.999	0.964	0.977	0.952
12	0.990	0.992	0.990	0.987	0.985	0.986	0.991	0.988	0.985	0.984	0.986	0.986
201	0.989	0.991	0.988	0.984	0.983	0.984	0.990	0.986	0.983	0.982	0.984	0.984
202	0.987	0.989	0.986	0.982	0.981	0.982	0.989	0.985	0.981	0.980	0.982	0.982
203	0.985	0.988	0.984	0.989	0.979	0.980	0.988	0.983	0.978	0.980	0.980	0.980
204	0.984	0.987	0.983	0.978	0.977	0.978	0.986	0.981	0.976	0.976	0.978	0.978
205	0.983	0.987	0.982	0.977	0.976	0.976	0.984	0.980	0.975	0.975	0.977	0.976
206	0.983	0.986	0.981	0.977	0.976	0.977	0.984	0.980	0.975	0.974	0.977	0.976
207	0.983	0.986	0.981	0.977	0.976	0.977	0.984	0.980	0.975	0.975	0.977	0.976
208	0.983	0.986	0.982	0.976	0.976	0.977	0.986	0.981	0.975	0.974	0.976	0.976
209	0.980	0.984	0.979	0.973	0.972	0.973	0.984	0.978	0.971	0.970	0.972	0.973
210	0.976	0.982	0.975	0.968	0.968	0.969	0.982	0.976	0.966	0.965	0.967	0.968
211	0.975	0.981	0.974	0.966	0.965	0.966	0.980	0.973	0.963	0.962	0.965	0.967
212	0.974	0.981	0.973	0.964	0.963	0.963	0.978	0.971	0.960	0.960	0.963	0.965
213	0.973	0.980	0.972	0.963	0.961	0.961	0.977	0.969	0.958	0.958	0.962	0.964
214	0.973	0.980	0.972	0.962	0.961	0.960	0.976	0.968	0.958	0.958	0.961	0.963
215	0.973	0.980	0.971	0.961	0.960	0.959	0.975	0.968	0.957	0.957	0.961	0.963
216	0.972	0.980	0.971	0.961	0.959	0.958	0.975	0.967	0.956	0.956	0.960	0.962
217	0.975	0.981	0.974	0.966	0.966	0.968	0.982	0.975	0.966	0.965	0.966	0.967
218	0.974	0.980	0.973	0.965	0.966	0.968	0.983	0.976	0.964	0.962	0.964	0.965
219	0.970	0.977	0.968	0.959	0.959	0.960	0.977	0.969	0.956	0.955	0.958	0.960
220	0.969	0.976	0.967	0.958	0.957	0.958	0.976	0.967	0.955	0.953	0.957	0.959
221	0.965	0.973	0.963	0.952	0.951	0.950	0.969	0.960	0.947	0.947	0.951	0.954
222	0.962	0.971	0.960	0.949	0.948	0.947	0.966	0.957	0.944	0.944	0.949	0.951
223	0.960	0.968	0.959	0.946	0.945	0.944	0.964	0.955	0.942	0.941	0.946	0.949

► Figura 5.7: Andamento tensioni e correnti NOopt – OLTC OFF



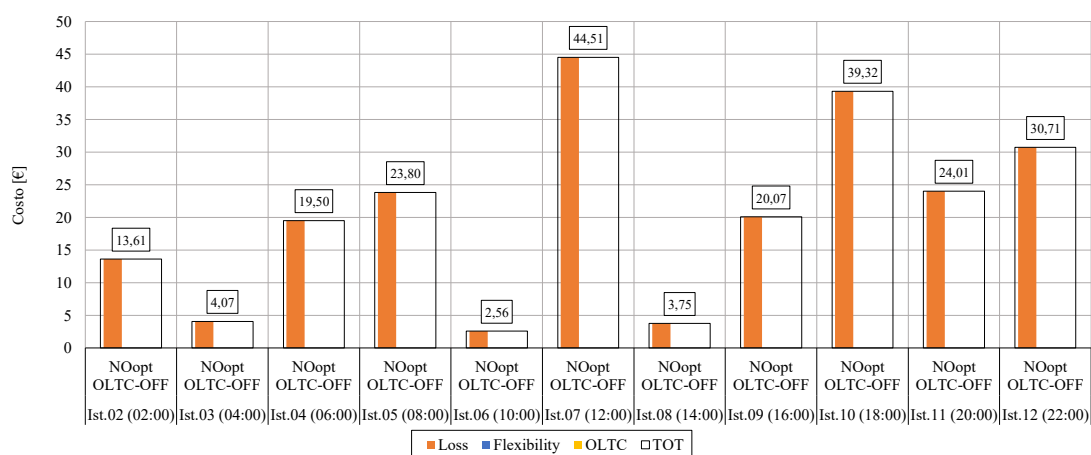
► Figura 5.8: Andamento tensione minima e massima NOopt – OLTC OFF

Le tensioni aumentano notevolmente nella parte centrale della giornata, dove la generazione da parte del fotovoltaico è più intensa, tant'è che la sovratensione maggiore (+7,2%) si verifica sul nodo 114 tra le ore 12:00 e 14:00, dove è presente un impianto PV-US di grossa taglia. In generale il feeder A è più soggetto a

sovratensioni a causa delle grade quantità di generazione distribuita. Viceversa, il feeder B è più soggetto a sotto tensioni, in particolare nei nodi periferici a causa della sua natura tipicamente passiva; le tensioni minime (-5,9%) si verificano nei nodi più periferici del feeder B nei momenti di massimo carico, ma anche nel feeder A nelle ore notturne, quando il contributo della fonte solare è assente.

Anche le correnti in linea aumentano notevolmente nelle ore centrali della giornata, in particolare nel feeder A, dove la gran quantità di generazione distribuita tende a far invertire i flussi di potenza rispetto alla configurazione monte – valle. Le congestioni più intense (+34,9%) si registrano tra le ore 12:00 e 14:00 nella linea 107-108. Il feeder B, invece, è molto meno soggetto a congestioni, sia per la natura degli utenti connessi sia per le linee di sezione più sostenuta che lo compongono; l'unica criticità in corrente nel feeder B si verifica tra le ore 18:00 e le 20:00 nelle linee più a monte a causa della grande richiesta di carico a fronte di una quasi nulla generazione distribuita, ad ogni modo di valore molto ridotto (+0,7%).

I costi sostenuti dal DSO in questo caso sono esclusivamente associati alle perdite. Il costo totale del dispacciamento è 225,92 €. L'istante più costoso da dispacciare è il 7 (12:00 – 14:00) con 44,51 €, questo deriva dal fatto che è l'istante con le correnti più elevate.



► Figura 5.9: Costi NOopt – OLTC OFF

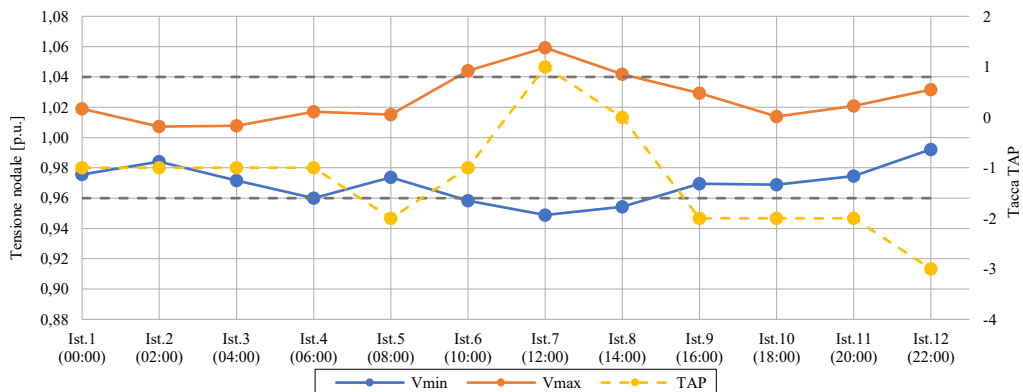


### 5.3.2 NOopt – OLTC ON

Abilitando l'OLTC si andranno a limitare le problematiche di tensione. Ci si aspetta che si riescano a risolvere le situazioni in cui le tensioni sfiorano la banda ammessa in un unico verso, quindi se sono presenti solo sotto tensioni o sovratensioni.

	Ist.01 (02:00)	Ist.02 (04:00)	Ist.03 (06:00)	Ist.04 (08:00)	Ist.05 (10:00)	Ist.06 (12:00)	Ist.07 (14:00)	Ist.08 (16:00)	Ist.09 (18:00)	Ist.10 (20:00)	Ist.11 (22:00)	Ist.12 (24:00)
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.006	1.007	1.004	1.001	1.015	1.000	0.977	0.988	1.015	1.014	1.016	1.032
11	1.006	1.007	1.004	1.001	1.015	1.000	0.977	0.988	1.015	1.014	1.016	1.032
101	1.005	1.006	1.003	1.001	1.013	1.003	0.982	0.991	1.015	1.011	1.015	1.027
102	1.005	1.005	1.002	1.000	1.012	1.004	0.986	0.993	1.014	1.008	1.013	1.024
103	1.004	1.003	1.001	1.000	1.010	1.007	0.993	0.996	1.010	1.012	1.020	1.030
104	1.004	1.001	0.999	1.000	1.009	1.011	1.002	1.002	1.016	1.022	1.010	1.015
105	1.004	1.000	0.998	1.000	1.008	1.015	1.009	1.006	1.017	1.000	1.009	1.011
106	1.004	0.999	0.998	1.001	1.007	1.020	1.017	1.011	1.018	0.998	1.009	1.007
107	1.004	0.997	0.997	1.001	1.006	1.022	1.023	1.014	1.019	0.995	1.008	1.004
108	0.997	0.997	1.001	1.005	1.026	1.031	1.019	1.020	0.993	1.007	1.010	1.011
109	1.003	0.995	0.995	0.999	1.005	1.028	1.036	1.023	1.019	0.991	1.004	0.999
110	1.001	0.994	0.993	0.998	1.005	1.031	1.031	1.027	1.020	0.989	1.002	0.996
111	1.000	0.992	0.991	0.996	1.004	1.033	1.045	1.029	1.020	0.987	1.000	0.994
112	0.998	0.991	0.990	0.995	1.004	1.035	1.049	1.033	1.020	0.986	0.998	0.993
113	0.998	0.991	0.989	0.995	1.005	1.037	1.056	1.021	1.016	0.986	0.998	0.992
114	0.998	0.991	0.989	0.996	1.007	1.042	1.072	1.023	1.023	0.987	0.998	0.992
115	1.006	0.997	0.997	1.003	1.005	1.028	1.034	1.021	1.021	0.993	1.008	1.000
116	1.007	0.997	0.998	1.004	1.005	1.030	1.037	1.022	1.022	0.993	1.009	0.999
117	1.011	0.998	1.001	1.008	1.005	1.031	1.039	1.022	1.023	0.993	1.012	0.999
118	1.019	1.001	1.008	1.017	1.006	1.036	1.045	1.024	1.029	0.996	1.021	1.000
119	1.006	0.996	0.997	1.004	1.006	1.033	1.043	1.027	1.023	0.992	1.008	0.998
120	1.005	0.996	0.996	1.003	1.007	1.038	1.049	1.024	1.025	0.992	1.006	0.997
121	1.005	0.995	0.990	1.005	1.010	1.044	1.058	1.040	1.028	0.993	1.006	0.997
122	1.000	1.007	1.004	1.001	1.015	1.000	0.977	0.988	1.015	1.014	1.016	1.032
201	1.004	1.006	1.002	0.999	1.013	0.998	0.976	0.986	1.012	1.011	1.014	1.029
202	1.002	1.005	1.001	0.997	1.011	0.997	0.974	0.985	1.010	1.009	1.012	1.027
203	1.001	1.004	0.999	0.995	1.009	0.995	0.973	0.983	1.008	1.007	1.010	1.025
204	1.000	1.003	0.997	0.993	1.007	0.992	0.971	0.981	1.006	1.005	1.008	1.023
205	0.999	1.002	0.996	0.992	1.006	0.991	0.970	0.980	1.005	1.004	1.006	1.022
206	0.998	1.002	0.996	0.992	1.006	0.991	0.969	0.980	1.005	1.004	1.006	1.022
207	0.998	1.002	0.996	0.992	1.006	0.991	0.970	0.980	1.005	1.004	1.006	1.022
208	0.998	1.002	0.996	0.992	1.006	0.991	0.970	0.980	1.005	1.004	1.006	1.022
209	0.995	1.000	0.993	0.987	1.002	0.988	0.970	0.978	1.000	0.998	1.002	1.018
210	0.992	0.997	0.989	0.982	0.997	0.983	0.968	0.976	0.995	0.993	0.997	1.014
211	0.991	0.997	0.988	0.980	0.994	0.980	0.966	0.973	0.992	0.991	0.994	1.012
212	0.990	0.986	0.987	0.978	0.992	0.978	0.964	0.971	0.989	0.989	0.993	1.010
213	0.989	0.986	0.986	0.977	0.991	0.975	0.962	0.969	0.987	0.987	0.991	1.009
214	0.989	0.986	0.986	0.976	0.990	0.974	0.962	0.968	0.986	0.986	0.991	1.009
215	0.988	0.986	0.985	0.975	0.989	0.973	0.961	0.968	0.985	0.985	0.990	1.008
216	0.988	0.986	0.985	0.975	0.988	0.972	0.960	0.967	0.984	0.984	0.989	1.007
217	0.991	0.986	0.988	0.981	0.986	0.983	0.968	0.975	0.993	0.991	0.995	1.012
218	0.990	0.985	0.987	0.980	0.995	0.982	0.969	0.976	0.993	0.990	0.993	1.011
219	0.985	0.982	0.982	0.973	0.988	0.974	0.963	0.969	0.985	0.983	0.987	1.005
220	0.985	0.982	0.981	0.972	0.986	0.973	0.961	0.967	0.983	0.982	0.986	1.004
221	0.980	0.989	0.977	0.966	0.979	0.964	0.955	0.960	0.975	0.975	0.980	0.999
222	0.978	0.986	0.974	0.963	0.976	0.961	0.952	0.957	0.972	0.972	0.977	0.996
223	0.976	0.984	0.972	0.960	0.974	0.958	0.949	0.954	0.969	0.969	0.975	0.994

► Figura 5.10: Andamento tensioni e correnti NOopt – OLTC ON



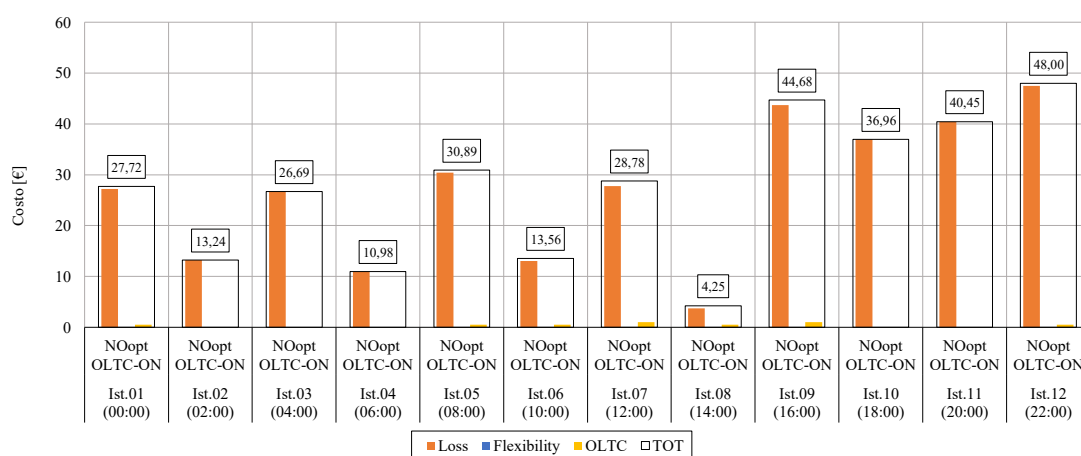
► Figura 5.11: Andamento tensione minima e massima NOopt – OLTC ON

Con l'OLTC si riescono a contenere numerose criticità in tensione, in particolare si risolvono tutte le sotto tensioni degli istinti 3, 4, 5, 9, 10, 11 e 12; negli istanti 6 e 7 invece, le tensioni massime vengono limitate (muovendo il TAP verso l'alto) a discapito delle tensioni minime; ciò accade perché l'algoritmo di ottimizzazione del TAP tende a minimizzare lo scostamento complessivo con la fascia ammessa (vedi capitolo 3.4).

Riguardo alle congestioni, queste vengono leggermente aggravate dalla movimentazione del TAP perché abbassando le tensioni a parità di potenza trasmessa le correnti aumentano.

Il costo complessivo del dispacciamento diventa 326,20 €, di cui 321,70 € derivano dalle perdite e 4,50 € dalla movimentazione del TAP. Le perdite, quindi, aumentano rispetto al caso precedente, ciò ha senso in quanto le tensioni mediamente si abbassano quindi è necessaria più corrente a parità di potenza trasmessa.

In generale l'OLTC è uno strumento efficace per la regolazione delle tensioni, anche in relazione al basso costo di utilizzo. Il problema è che agisce in modo indistinto su tutta la rete, quindi per risolvere una certa criticità può essere costretto a causarne altre meno gravi, oppure può proprio non essere in grado di risolvere il problema. Per sua natura deve essere affiancato da sistemi che agiscono in modo più localizzato.



► Figura 5.12: Costi NOopt – OLTC ON

## 5.4 Simulazioni di ottimizzazione

Le simulazioni che seguono consistono nel calcolare gli optimal power flow in certi istanti temporali nella rete, al fine di ottimizzare il dispacciamento delle risorse flessibili e movimentare la tacca del TAP per risolvere le eventuali criticità che si vengono a creare.

Lo studio riguarda due macro-analisi, una eseguita senza considerare vincoli sull'ampacity delle linee, quindi eliminando il vincolo (3) dalla (3.2), ciò ha portato ad analizzare le due opzioni di ottimizzazione (optE e optM) atte solo alla risoluzione

di criticità in tensione. Questa caratterizzazione è stata utile per verificare che il meccanismo dell'ordine di merito funzionasse correttamente avendo un unico ordinamento in cui partecipano tutti gli utenti flessibili. La seconda analisi riguarda il funzionamento complessivo del sistema, in cui lo strumento implementato risolve contestualmente criticità in tensione e congestioni in linea testando anche i diversi algoritmi di combinazione (vedi capitolo 3.6.3).

Tabella 5.6: Simulazioni di ottimizzazione

	Ottimizzazione tecnico – economica	Ottimizzazione del mercato
Risoluzione tensioni	<b>V – optE</b>	<b>V – optM</b>
Risoluzione tensioni e congestioni	<b>VI – optE</b>	<u>M.1</u> <u>M.2</u> <b>VI – optM</b> <u>M.3</u> <u>M.4</u>

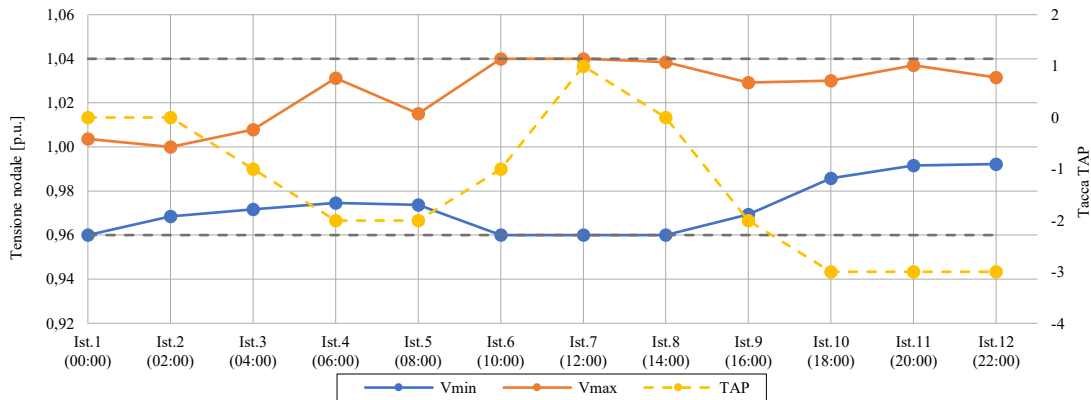
In questo *case study* tutti gli utenti della rete sono stati abilitati a fornire servizi di flessibilità. Questa scelta è stata fatta al fine di poter studiare al meglio la procedura di abilitazione non escludendo alcun utente; nonché per fornire al sistema una elevata quantità di risorse flessibili, per capire come queste possano intervenire per la risoluzione delle criticità senza essere limitati dalla scarsità di risorse.

#### 5.4.1 Risoluzione tensioni tramite ott. tecnico-economica | V – optE

Gli utenti sono svincolati da regole di abilitazione, quindi sono tutti contemporaneamente abilitati; è il DSO che sceglie da quale utente attingere a seconda della criticità che da risolvere basandosi sull'efficacia tecnico-economica dell'utente. Abilitando gli utenti a fornire servizi di flessibilità ci si aspetta che le criticità in tensione che restavano presenti negli istanti 6, 7 e 8, si risolvano sfruttando la flessibilità degli utenti e permettendo al sistema di regolare puntualmente la tensione.

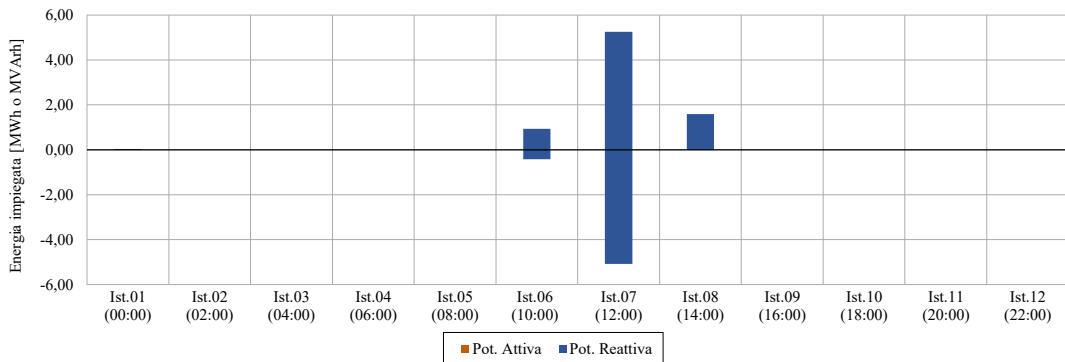
	Ist.01 (00:00)	Ist.02 (02:00)	Ist.03 (04:00)	Ist.04 (06:00)	Ist.05 (08:00)	Ist.06 (10:00)	Ist.07 (12:00)	Ist.08 (14:00)	Ist.09 (16:00)	Ist.10 (18:00)	Ist.11 (20:00)	Ist.12 (22:00)
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	0.990	0.992	1.004	1.016	1.015	1.000	0.972	0.988	1.015	1.030	1.033	1.032
11	0.990	0.992	1.004	1.016	1.015	1.000	0.972	0.988	1.015	1.030	1.033	1.032
101	0.990	0.990	1.003	1.016	1.013	1.002	0.976	0.990	1.015	1.027	1.031	1.027
102	0.989	0.989	1.002	1.015	1.012	1.003	0.978	0.992	1.014	1.025	1.030	1.024
103	0.989	0.988	1.001	1.015	1.010	1.005	0.983	0.995	1.015	1.022	1.028	1.020
104	0.989	0.986	0.999	1.015	1.009	1.009	0.989	1.000	1.016	1.019	1.027	1.015
105	0.989	0.984	0.998	1.015	1.008	1.013	0.995	1.004	1.017	1.026	1.011	1.011
106	0.989	0.983	0.998	1.016	1.007	1.017	1.001	1.009	1.018	1.014	1.025	1.007
107	0.989	0.982	0.997	1.015	1.006	1.019	1.007	1.012	1.019	1.012	1.024	1.004
108	0.989	0.981	0.997	1.016	1.005	1.023	1.013	1.016	1.020	1.010	1.023	1.001
109	0.988	0.980	0.995	1.014	1.005	1.025	1.018	1.020	1.019	1.007	1.021	0.999
110	0.986	0.978	0.993	1.012	1.005	1.028	1.023	1.024	1.020	1.006	1.019	0.996
111	0.984	0.977	0.991	1.011	1.004	1.029	1.026	1.026	1.019	1.004	1.016	0.994
112	0.983	0.976	0.990	1.010	1.004	1.031	1.030	1.030	1.020	1.003	1.015	0.993
113	0.983	0.976	0.989	1.010	1.005	1.033	1.034	1.033	1.021	1.003	1.014	0.992
114	0.983	0.976	0.989	1.011	1.007	1.038	1.040	1.038	1.023	1.004	1.014	0.992
115	0.991	0.981	0.997	1.017	1.005	1.024	1.016	1.018	1.021	1.009	1.024	1.000
116	0.992	0.982	0.998	1.019	1.005	1.026	1.019	1.020	1.022	1.009	1.025	0.999
117	0.995	0.983	1.001	1.022	1.005	1.027	1.021	1.020	1.023	1.010	1.028	0.999
118	1.004	0.986	1.008	1.031	1.006	1.032	1.027	1.022	1.029	1.013	1.037	1.000
119	0.991	0.980	0.997	1.018	1.006	1.029	1.025	1.024	1.023	1.009	1.024	0.998
120	0.990	0.979	0.996	1.018	1.007	1.034	1.032	1.030	1.025	1.008	1.023	0.997
121	0.990	0.979	0.996	1.019	1.010	1.040	1.037	1.038	1.029	1.009	1.033	0.997
12	0.990	0.992	1.004	1.016	1.015	1.000	0.972	0.988	1.015	1.030	1.033	1.032
101	0.988	0.991	1.002	1.014	1.013	0.998	0.971	0.986	1.012	1.028	1.030	1.029
202	0.987	0.989	1.001	1.012	1.011	0.996	0.970	0.985	1.010	1.026	1.028	1.027
203	0.985	0.988	0.999	1.010	1.009	0.994	0.970	0.984	1.008	1.023	1.026	1.025
204	0.984	0.987	0.997	1.008	1.007	0.992	0.967	0.981	1.006	1.021	1.024	1.023
205	0.983	0.987	0.996	1.007	1.006	0.990	0.966	0.980	1.004	1.020	1.023	1.022
206	0.983	0.986	0.996	1.007	1.006	0.990	0.966	0.980	1.004	1.020	1.023	1.022
207	0.983	0.986	0.996	1.007	1.006	0.991	0.966	0.980	1.005	1.020	1.023	1.022
208	0.983	0.986	0.996	1.006	1.005	0.991	0.969	0.981	1.004	1.019	1.022	1.022
209	0.983	0.984	0.993	1.002	1.002	0.987	0.968	0.979	1.000	1.015	1.018	1.018
210	0.976	0.982	0.989	0.997	0.997	0.983	0.967	0.976	0.995	1.010	1.013	1.014
211	0.975	0.981	0.988	0.995	0.994	0.979	0.965	0.974	0.992	1.007	1.011	1.012
212	0.973	0.980	0.986	0.992	0.991	0.975	0.962	0.970	0.987	1.004	1.008	1.009
213	0.973	0.980	0.986	0.991	0.990	0.974	0.961	0.969	0.986	1.003	1.007	1.009
214	0.974	0.981	0.987	0.993	0.992	0.977	0.963	0.972	0.989	1.005	1.009	1.010
215	0.972	0.980	0.985	0.990	0.988	0.971	0.960	0.967	0.984	1.001	1.006	1.007
216	0.973	0.980	0.986	0.991	0.990	0.974	0.961	0.969	0.986	1.003	1.007	1.009
217	0.974	0.981	0.987	0.993	0.992	0.977	0.963	0.972	0.989	1.005	1.009	1.010
218	0.974	0.980	0.987	0.994	0.993	0.978	0.964	0.975	0.985	1.000	1.004	1.005
219	0.975	0.981	0.988	0.996	0.996	0.982	0.969	0.976	0.993	1.008	1.011	1.012
220	0.965	0.973	0.977	0.980	0.979	0.965	0.964	0.975	0.992	0.997	0.999	0.999
221	0.970	0.977	0.982	0.988	0.988	0.975	0.968	0.971	0.985	1.000	1.004	1.005
222	0.969	0.976	0.981	0.987	0.986	0.973	0.968	0.970	0.983	0.998	1.003	1.004
223	0.962	0.971	0.974	0.976	0.963	0.962	0.962	0.962	0.972	0.989	0.994	0.996
223	0.960	0.968	0.972	0.975	0.974	0.960	0.960	0.960	0.969	0.986	0.992	0.994

► Figura 5.13: Andamento tensioni e correnti V – optE



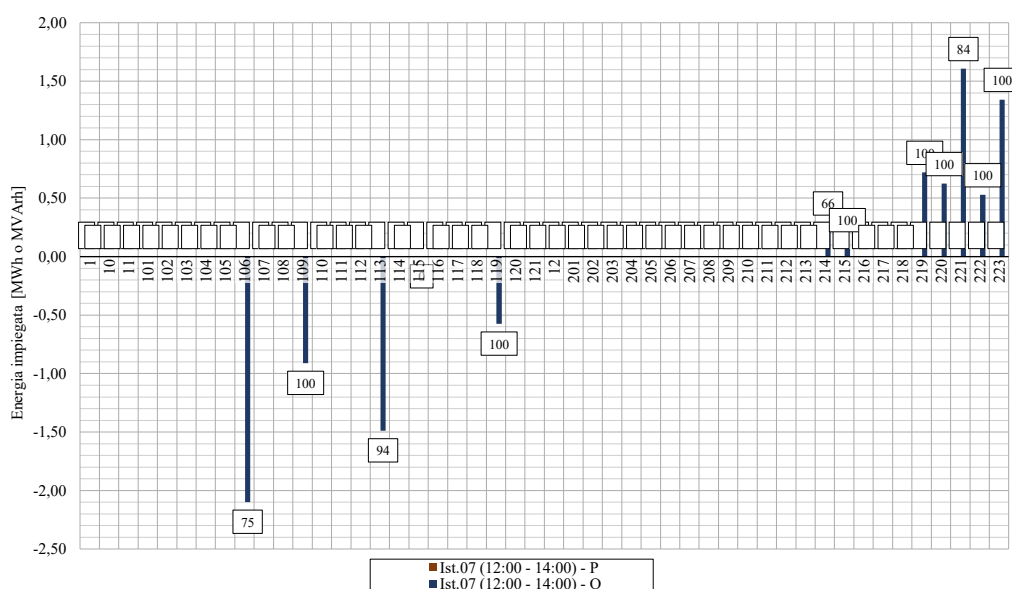
► Figura 5.14: Andamento tensione minima e massima V – optE

Le criticità vengono completamente risolte. Dalla ► Figura 5.15 si vede che vengono utilizzati esclusivamente servizi in potenza reattiva e l'istante in cui la flessibilità interviene maggiormente è il 7, dove le criticità in tensione sono più marcate.



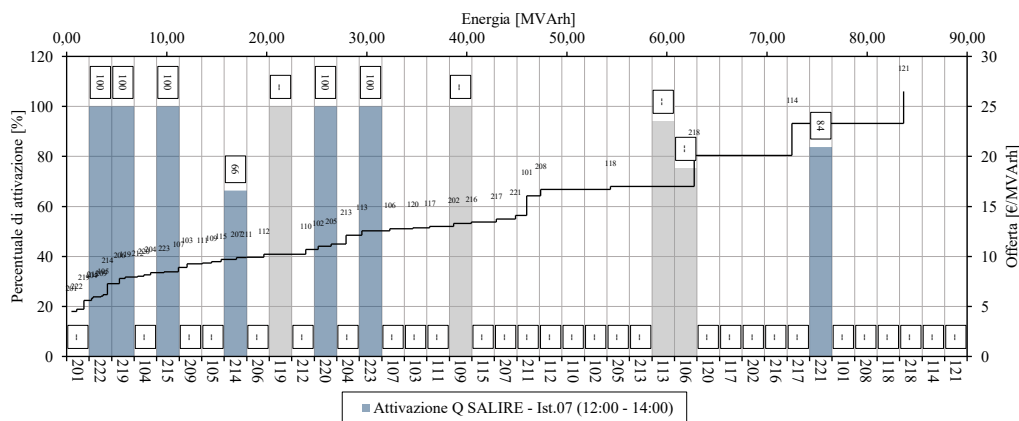
► Figura 5.15: Servizi attivati V – optE

Analizzando la quantità di energia messa a disposizione dagli utenti nell'istante 7 (► Figura 5.16) si vede che le sotto tensioni sul feeder B vengono risolte utilizzando servizi a salire, viceversa le sovratensioni sul feeder A vengono risolte sfruttando servizi a scendere, come ci si aspettava. Si può anche notare che vengono sfruttati i servizi tendenzialmente più prossimi alle criticità, questo perché si impiega meno energia regolante e il costo resta più contenuto. È comunque interessante notare come nei nodi 120 e 121, dove erano presenti sovratensioni, non sono stati attivati servizi, ma sono stati attivati sul nodo 119, ciò accade perché l'utente al nodo 119 offre la sua energia regolante ad un prezzo inferiore rispetto a 120 e 121 denotando un miglior rapporto efficacia-economicità.

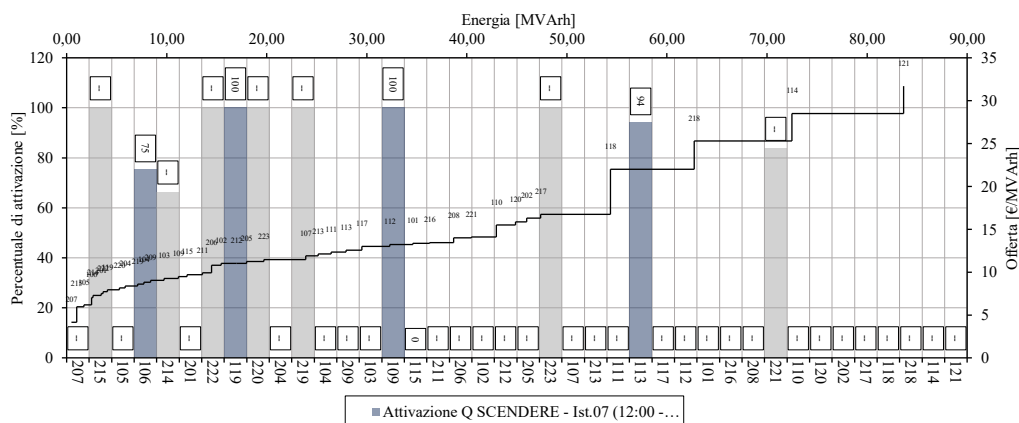


► Figura 5.16: Dettagli attivazione servizi V – optE

Ordinando gli utenti a seconda dell'offerta a salire e a scendere si nota che i servizi non seguono un ordine di attivazione legato al valore dell'offerta; per esempio gli utenti più economici (201 a salire e 207 a scendere) non vengono attivati, a discapito di nodi che offrono ad un prezzo molto più alto (113, 221, 106), questa logica è tipica di un'ottimizzazione tecnico-economica che sfrutta i nodi con il miglior rapporto efficacia-economicità.



► Figura 5.17: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire V – optE.



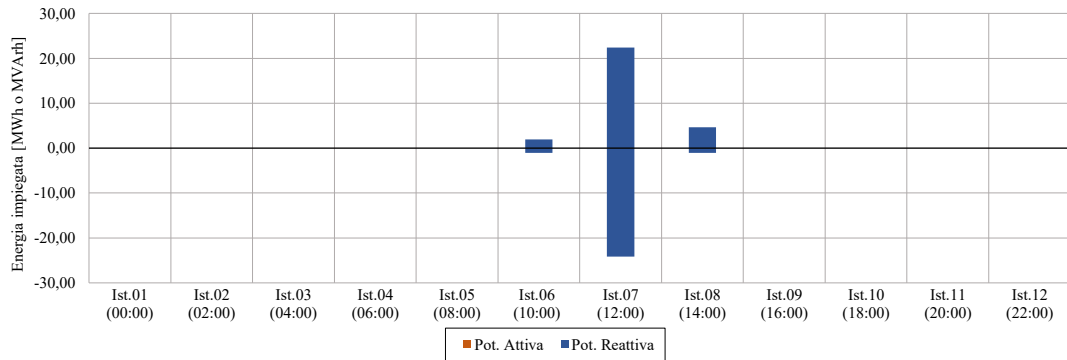
► Figura 5.18: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere V – optE.

Il costo complessivo sostenuto dal DSO è di 794,54 €, sono stati impiegati 116,11 € per remunerare i servizi flessibili e 4,50 € per la movimentazione del TAP.

#### 5.4.2 Risoluzione tensioni tramite ott. di mercato | V – optM

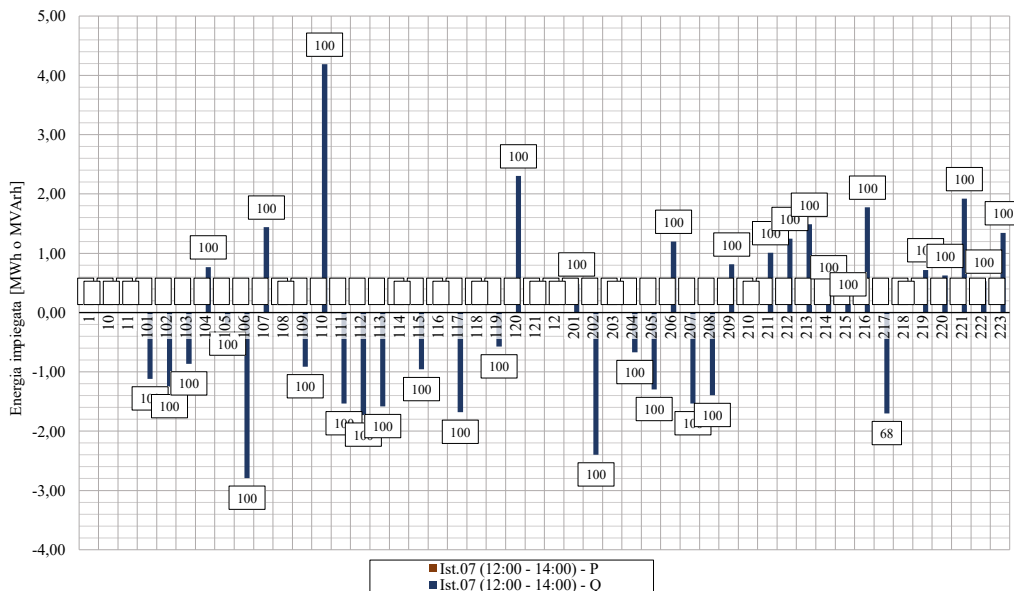
L’abilitazione degli utenti deve sottostare ai vincoli derivanti dall’ordine di merito, quindi viene abilitato un utente per volta a seconda della sua offerta e il DSO è obbligato a sfruttare l’intera quantità di energia fornita a seconda della necessità. Con una logica di ottimizzazione del mercato ci si aspetta un costo complessivo superiore e una maggior quantità di servizi impiegati.

Le criticità vengono completamente risolte. L’efficacia è simile a quella ottenuta con il codice optE sebbene il funzionamento sia molto diverso. Si nota però che la quantità di servizi impiegati è molto maggiore rispetto all’ottimizzazione economica e di conseguenza anche il numero di utenti chiamati a fornire servizi.



► Figura 5.19: Servizi attivati V – optM

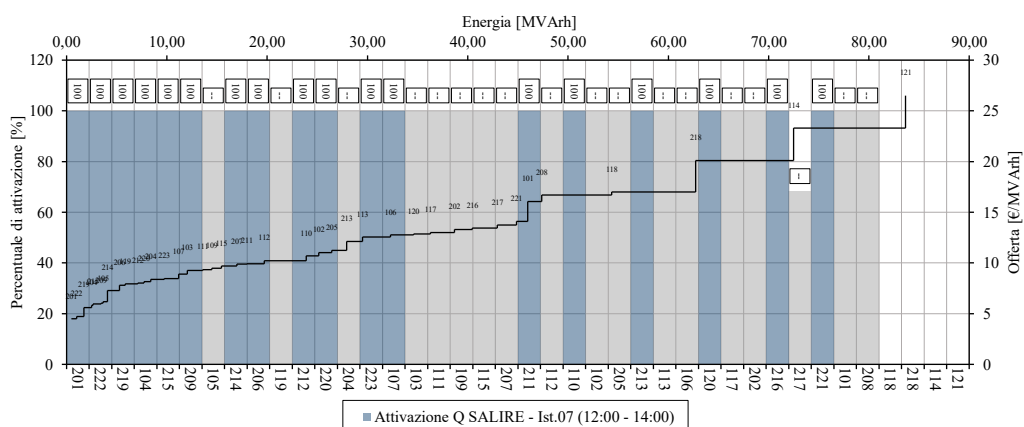
Nel feeder B vengono abilitati anche i nodi meno periferici e quindi meno interessati dai problemi di sotto tensione, questo accade perché hanno offerto il servizio ad un prezzo inferiore venendo abilitati anche se meno efficaci. Nel feeder A si notano dei comportamenti apparentemente anomali, in particolare alcuni nodi sono chiamati a fornire servizio a salire sebbene le problematiche siano di sovratensione; ciò accade perché gli interventi di regolazione non sono mirati ed ottimizzati tecnicamente, causando talvolta sotto tensioni in nodi che all'iterazione precedente non erano critici.



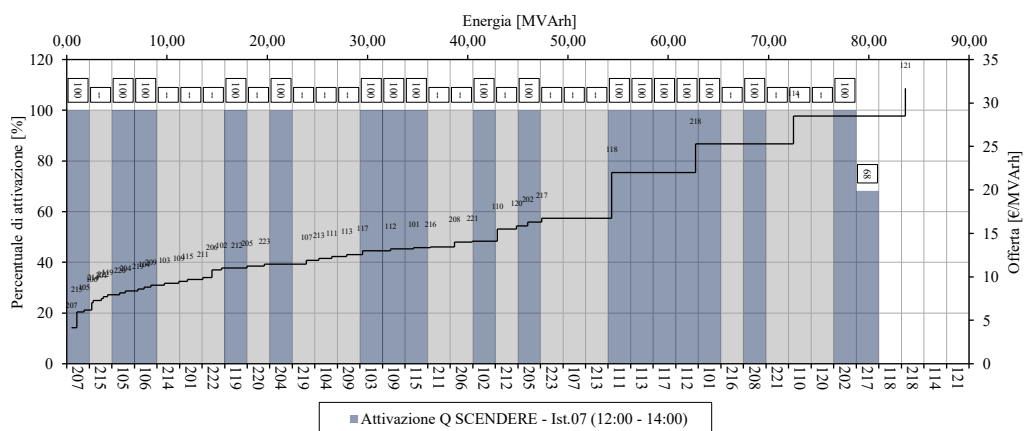
► Figura 5.20: Dettagli attivazione servizi V – optM

I servizi vengono attivati a seconda dell'ordine di merito definito dai prezzi di offerta. Tutti gli utenti che offrono servizi ad un prezzo inferiore al marginale vengono attivati al 100%, l'unico utente non attivato al 100% è quello marginale, in

questo caso collegato al nodo 217, che offre servizio a scendere al 68% della sua capacità massima. L'obiettivo dell'ottimizzazione del mercato è proprio che tutti i servizi offerti ad un prezzo inferiore di quello marginale vengano completamente utilizzati; dai grafici che seguono (► Figura 5.21 e ► Figura 5.22) si nota che ciò è verificato, in particolare l'utente al 217 è il marginale del mercato a scendere, allo stesso modo l'utente al nodo 221 è il marginale del mercato a salire. L'aspetto curioso è che l'utente al 221, sebbene sia marginale, è attivato al 100%, ciò accade perché all'attivazione di 221 il sistema non riesce a risolvere l'OPF, quindi deve continuare ad iterare e blocca la fornitura al limite massimo non sapendo come evolverà successivamente la rete. Quando viene abilitato l'utente al nodo 217, invece, il sistema trova un punto di equilibrio definendo questo nodo come il marginale dell'intero dispacciamento.



► Figura 5.21: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire V – optM



► Figura 5.22: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere V – optE



Il costo complessivo sostenuto dal DSO è di 1200,94 €, sono stati impiegati 553,96 € per remunerare i servizi flessibili.

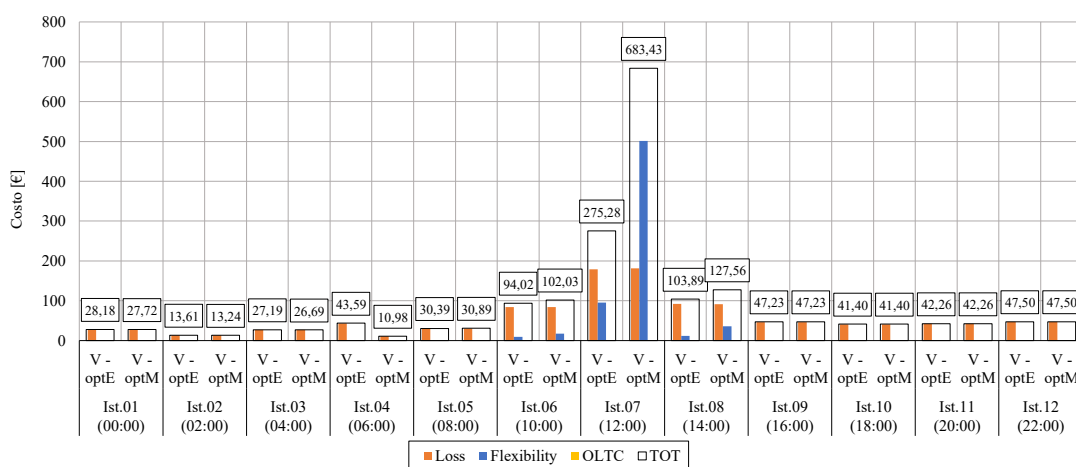
### 5.4.3 Comparazione V

Entrambe le logiche applicate al mercato dei servizi di dispacciamento portano a convergenza tutti gli istanti analizzati rispettando i vincoli di rete.

Tabella 5.7: Comparazione optE e optM per la risoluzione di criticità in tensione

Dati relativi al dispacciamento complessivo (12 istanti - 24 ore)		optE	optM	optE/optM	
<b>Costo Totale</b>	[€]	794,54	1200,94	+51,2%	
Costo flessibilità	[€]	116,11	553,96	+377,1%	
Costo perdite	[€]	673,93	642,48	-4,7%	
Costo OLTC	[€]	4,50	4,50	+0%	
<b>Servizi P</b>	UP	0	0	-	-
	DOWN	-	-	-	-
<b>Servizi Q</b>	UP	13,303	55,290	+315,7%	+270,8%
	DOWN	7,816	28,983		
		5,487	26,306	+379,3%	

I risultati ottenuti confermano che le quantità di servizi attivati nell'ottimizzazione di mercato sono superiori (+315,7%) come anche i costi ad essi associati (+377,1%). Il costo complessivo aumenta del 51,2%.



► Figura 5.23: Comparazione costi V – optE e V – optM

Da ciò si evince che da un punto di vista della quantità di servizi utilizzati è che un approccio di mercato non è ottimale, ma da un punto di viste economico il risultato non si discosta troppo da una ottimizzazione puramente tecnico-economica.

Un altro punto su cui soffermarsi è che la potenza reattiva svolge un ruolo fondamentale sulla risoluzione delle criticità in tensione, anche a fronte del basso costo a cui viene offerta.

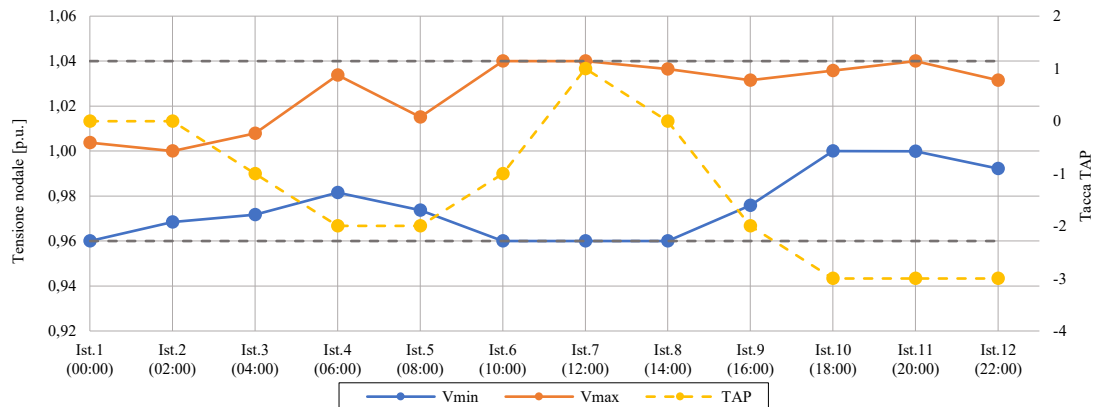
### 5.4.4 Risoluzione criticità tramite ott. tecnico-economica | VI – optE

Da qui in avanti si vanno ad analizzare situazioni in cui sono presenti sia criticità in tensione che in corrente. Ci si aspetta che i costi sostenuti dal DSO aumentino, considerando che le congestioni in linea si risolvono prevalentemente sfruttando servizi in potenza attiva, i quali vengono offerti ad un prezzo molto più alto rispetto a quelli in potenza reattiva.

L'ottimizzazione tecnico-economica sarà, probabilmente la più efficiente sia in termini di quantità di servizi, che in termini di costo complessivo, come è successo per la regolazione delle sole criticità in tensione.

	Ist.01 (00:00)	Ist.02 (02:00)	Ist.03 (04:00)	Ist.04 (06:00)	Ist.05 (08:00)	Ist.06 (10:00)	Ist.07 (12:00)	Ist.08 (14:00)	Ist.09 (16:00)	Ist.10 (18:00)	Ist.11 (20:00)	Ist.12 (22:00)
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	0.990	0.992	1.004	1.019	1.015	1.000	0.977	0.988	1.017	1.036	1.036	1.032
11	0.990	0.992	1.004	1.019	1.015	1.000	0.977	0.988	1.017	1.036	1.036	1.032
101	0.990	0.990	1.003	1.018	1.013	1.002	0.981	0.990	1.017	1.033	1.034	1.027
102	0.989	0.989	1.002	1.018	1.012	1.003	0.984	0.992	1.017	1.030	1.033	1.024
103	0.989	0.988	1.001	1.017	1.010	1.005	0.988	0.995	1.017	1.028	1.031	1.020
104	0.989	0.986	0.999	1.017	1.009	1.009	0.994	0.999	1.018	1.025	1.030	1.015
105	0.989	0.984	0.998	1.018	1.008	1.013	1.000	1.003	1.019	1.022	1.029	1.011
106	0.989	0.983	0.998	1.018	1.007	1.017	1.005	1.007	1.020	1.020	1.028	1.007
107	0.989	0.982	0.997	1.018	1.006	1.019	1.010	1.010	1.021	1.018	1.027	1.004
108	0.989	0.981	0.997	1.018	1.005	1.023	1.016	1.014	1.022	1.015	1.026	1.001
109	0.988	0.980	0.995	1.017	1.005	1.025	1.020	1.018	1.022	1.013	1.024	0.999
110	0.986	0.978	0.993	1.015	1.005	1.028	1.025	1.022	1.022	1.011	1.022	0.996
111	0.984	0.977	0.991	1.013	1.004	1.029	1.027	1.025	1.022	1.010	1.019	0.994
112	0.983	0.976	0.990	1.012	1.004	1.031	1.031	1.028	1.022	1.009	1.018	0.993
113	0.983	0.976	0.989	1.012	1.005	1.033	1.034	1.031	1.023	1.009	1.017	0.992
114	0.983	0.976	0.989	1.013	1.007	1.038	1.040	1.037	1.026	1.009	1.017	0.992
115	0.991	0.981	0.997	1.020	1.005	1.024	1.018	1.016	1.023	1.015	1.027	1.000
116	0.992	0.982	0.998	1.021	1.005	1.026	1.020	1.017	1.024	1.015	1.028	0.999
117	0.995	0.983	1.001	1.025	1.005	1.027	1.022	1.017	1.026	1.015	1.031	0.999
118	1.004	0.986	1.008	1.034	1.006	1.032	1.028	1.019	1.031	1.018	1.040	1.000
119	0.991	0.980	0.997	1.021	1.006	1.029	1.024	1.021	1.025	1.014	1.027	0.998
120	0.990	0.979	0.996	1.021	1.007	1.034	1.030	1.027	1.028	1.014	1.026	0.997
121	0.990	0.979	0.996	1.022	1.010	1.040	1.036	1.033	1.031	1.015	1.026	0.997
122	0.990	0.992	1.004	1.019	1.015	1.000	0.977	0.988	1.017	1.036	1.036	1.032
201	0.988	0.991	1.002	1.017	1.013	0.998	0.976	0.986	1.015	1.034	1.034	1.029
202	0.987	0.989	1.001	1.015	1.011	0.996	0.975	0.985	1.013	1.032	1.032	1.027
203	0.985	0.988	0.999	1.013	1.009	0.994	0.974	0.984	1.011	1.030	1.030	1.025
204	0.984	0.987	0.997	1.011	1.007	0.992	0.972	0.981	1.008	1.028	1.028	1.023
205	0.983	0.987	0.996	1.010	1.006	0.990	0.971	0.980	1.007	1.027	1.027	1.022
206	0.983	0.986	0.996	1.010	1.006	0.990	0.970	0.980	1.007	1.027	1.026	1.022
207	0.983	0.986	0.996	1.010	1.006	0.991	0.970	0.980	1.007	1.027	1.026	1.022
208	0.983	0.986	0.996	1.010	1.005	0.991	0.973	0.982	1.007	1.027	1.026	1.022
209	0.980	0.984	0.993	1.006	1.002	0.987	0.972	0.979	1.003	1.024	1.023	1.018
210	0.976	0.982	0.989	1.002	0.997	0.983	0.971	0.976	0.998	1.019	1.018	1.014
211	0.975	0.981	0.988	0.999	0.994	0.979	0.968	0.974	0.995	1.017	1.016	1.012
212	0.974	0.981	0.987	0.998	0.992	0.977	0.967	0.972	0.993	1.016	1.015	1.010
213	0.973	0.980	0.986	0.996	0.991	0.975	0.965	0.970	0.991	1.014	1.013	1.009
214	0.973	0.980	0.986	0.996	0.990	0.974	0.964	0.969	0.990	1.014	1.013	1.009
215	0.973	0.980	0.985	0.995	0.989	0.973	0.964	0.968	0.989	1.013	1.012	1.008
216	0.972	0.980	0.985	0.994	0.988	0.971	0.963	0.967	0.988	1.012	1.011	1.007
217	0.975	0.981	0.988	1.000	0.996	0.982	0.972	0.977	0.997	1.018	1.017	1.012
218	0.974	0.980	0.987	0.999	0.995	0.982	0.973	0.977	0.997	1.017	1.016	1.011
219	0.970	0.977	0.982	0.994	0.988	0.975	0.970	0.972	0.990	1.012	1.011	1.005
220	0.969	0.976	0.981	0.993	0.986	0.973	0.969	0.970	0.988	1.011	1.010	1.004
221	0.965	0.973	0.977	0.987	0.979	0.965	0.964	0.964	0.981	1.005	1.004	0.999
222	0.962	0.971	0.974	0.984	0.976	0.963	0.962	0.962	0.979	1.003	1.002	0.996
223	0.960	0.968	0.972	0.981	0.974	0.960	0.960	0.960	0.976	1.000	1.000	0.994

► Figura 5.24: Andamento tensioni e correnti VI – optE

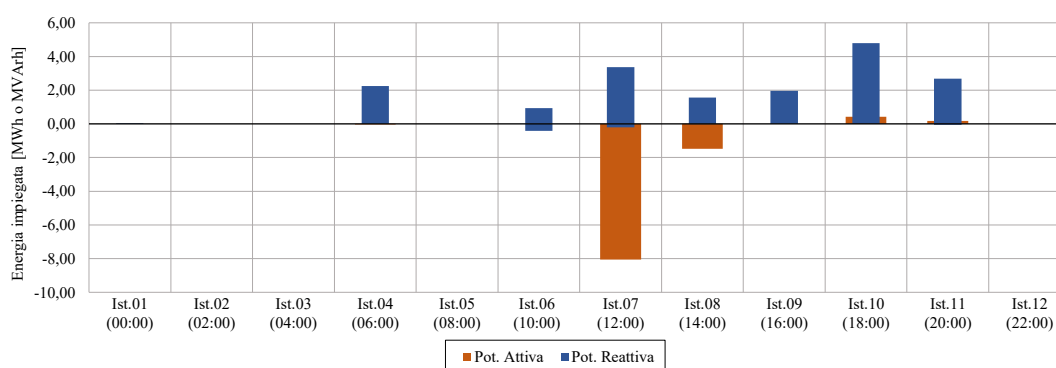


► Figura 5.25: Andamento tensione minima e massima VI – optE

Il sistema è in grado di risolvere tutte le criticità proposte, le uniche eccezione sembrano essere delle congestioni sulle linee 120-121 e 113-114, analizzando il dato

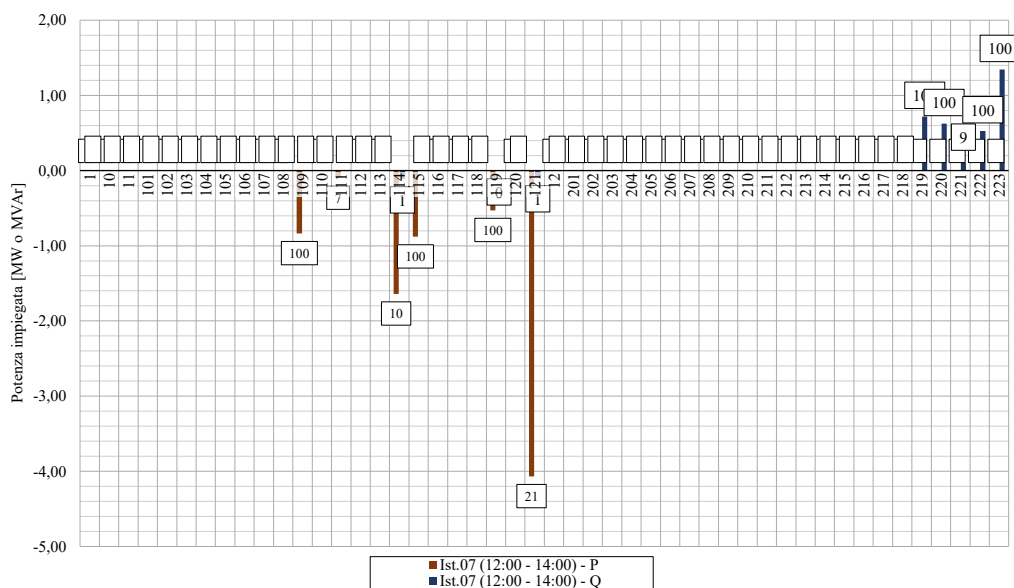
però si vede che la congestione massima è nell'ordine di 0,0000043%, pertanto associabile alla tolleranza sulla convergenza.

L'aspetto più interessante da analizzare è come si comportano i servizi di flessibilità. Congestioni di lieve entità si sono risolte impiegando quasi esclusivamente servizi in potenza reattiva (vedi istanti 4 e 11), mentre altre di natura più importante (presenti all'istante 7, 8 e 10) vengono risolte con il contributo di servizi attivi. La quota di potenza reattiva impiegata è diminuita perché l'intervento di servizi attivi per risolvere le congestioni porta benefici anche in termini di tensione.



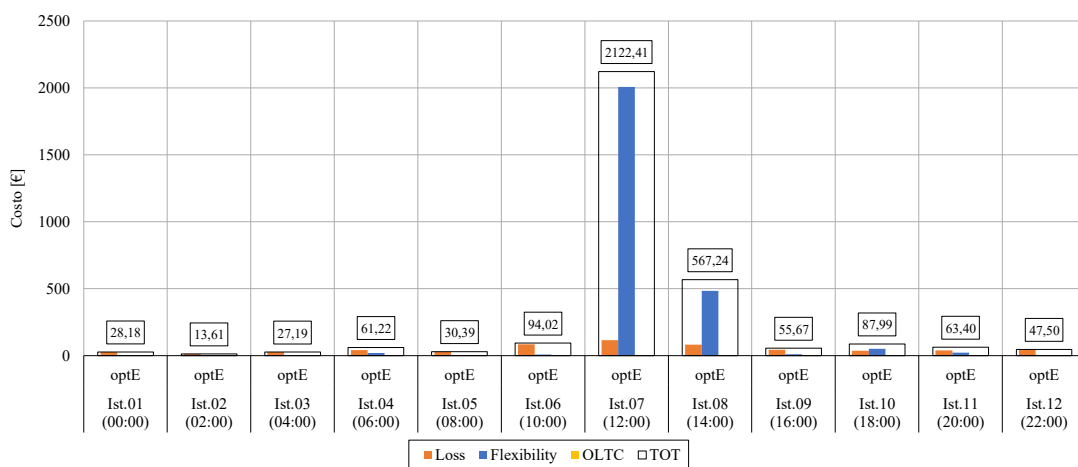
► Figura 5.26: Servizi attivati VI – optE

L'istante più interessante da analizzare resta il 7 (► Figura 5.27), nel quale ci sono sia le congestioni che le criticità in tensione più importanti. La potenza attiva viene utilizzata solo nel servizio a scendere, però viene fornita sia da utenti generatori che utilizzatori quindi, a livello di operatività, sfruttata in modo opposto; entrando nel dettaglio ciò che il sistema va a ridurre è il transito di potenza (da valle a monte) nelle linee iniziali del feeder A, questo lo fa riducendo la generazione e, contestualmente aumentando l'assorbimento dei carichi al fine di scaricare le linee di collegamento. La potenza reattiva invece, resta centrale nella risoluzione delle congestioni, in particolare nel feeder B dove resta l'opzione più economica non essendoci congestioni.



► Figura 5.27: Dettagli attivazione servizi VI – optE

La gestione delle congestioni fa aumentare notevolmente il costo complessivo, che raggiunge i 3198,82 €, derivanti da 2602,97 € per l'acquisto della flessibilità, 4,50 € per la movimentazione del TAP e 591,34 € delle perdite.



► Figura 5.28: Costi VI – optE

### 5.4.5 Risoluzione criticità tramite ott. di mercato | VI – optM

Vengono fatte 4 simulazioni diverse utilizzando gli algoritmi descritti al capitolo 3.6.3 . In queste analisi risulterà più complesso dare un senso all'ordine di attivazione dei servizi in quanto, oltre al mercato per la risoluzione delle tensioni, si creano anche  $n_c$  mercati pari al numero di congestioni indipendenti, andando a falsare la visualizzazione utilizzate in precedenza.

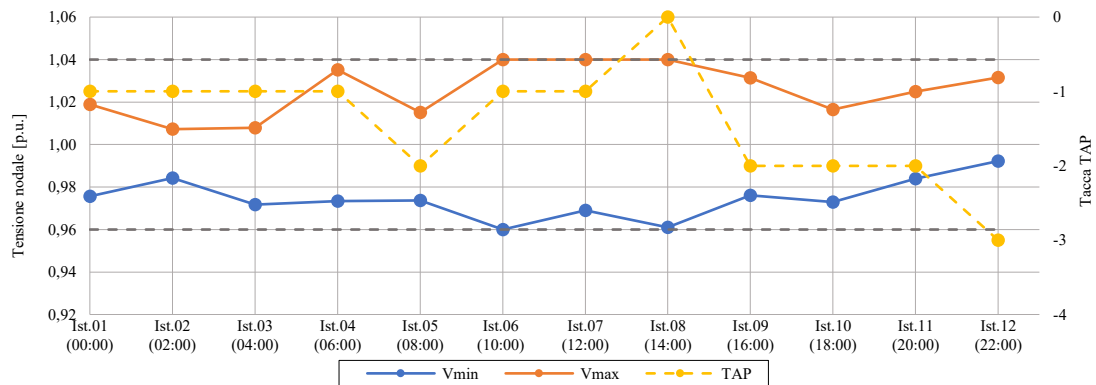
In generale ci si aspetta un notevole incremento dei costi rispetto al caso di ottimizzazione tecnico-economica e non si escludono situazioni in cui non si riesca a disacciare il sistema risolvendo tutte le criticità, questo a causa delle possibili incongruenze tra i servizi abilitati.

#### VI – optM.1

L'algoritmo optM.1 ha una struttura a matricosa nella quale il segmento di mercato per la risoluzione delle criticità è contenuto all'interno di quello per la regolazione delle tensioni. La particolarità di questa struttura è che il processo di ottimizzazione del TAP viene eseguito ad ogni iterazione del mercato di regolazione delle tensioni. Questo può creare situazioni di conflitto come spiegato al capitolo 3.6.1 , ma in alcune situazioni favorisce una convergenza fornendo risultati più economici.

	Isl.01 (00-00)	Isl.02 (02-00)	Isl.03 (06-00)	Isl.04 (10-00)	Isl.05 (14-00)	Isl.06 (18-00)	Isl.07 (22-00)	Isl.08 (26-00)	Isl.09 (30-00)	Isl.10 (34-00)	Isl.11 (38-00)	Isl.12 (42-00)
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10	1.006	1.007	1.004	1.011	1.015	1.020	1.025	1.030	1.035	1.040	1.045	1.050
101	1.006	1.007	1.004	1.011	1.015	1.020	1.025	1.030	1.035	1.040	1.045	1.050
111	1.005	1.006	1.003	1.012	1.013	1.012	1.011	1.010	1.009	1.008	1.007	1.006
102	1.005	1.005	1.002	1.012	1.012	1.013	1.012	1.011	1.011	1.010	1.009	1.008
103	1.004	1.003	1.001	1.013	1.010	1.005	1.005	1.002	1.017	1.008	1.016	1.020
104	1.004	1.001	0.999	1.014	1.009	1.009	1.006	1.018	1.005	1.015	1.015	1.015
105	1.004	1.000	0.998	1.015	1.008	1.013	1.012	1.009	1.019	1.003	1.014	1.011
106	1.004	0.999	0.998	1.017	1.007	1.016	1.015	1.012	1.020	1.000	1.013	1.007
107	1.004	0.997	0.997	1.017	1.006	1.019	1.018	1.015	1.021	0.998	1.012	1.004
108	1.005	0.997	0.997	1.019	1.005	1.022	1.022	1.018	1.022	0.996	1.011	1.001
109	1.003	0.995	0.995	1.017	1.005	1.024	1.025	1.021	1.022	0.994	1.009	0.999
110	1.001	0.994	0.993	1.015	1.005	1.028	1.029	1.026	1.022	0.992	1.006	0.996
111	1.000	0.992	0.991	1.014	1.004	1.029	1.030	1.028	1.022	0.990	1.004	0.994
112	0.998	0.991	0.990	1.013	1.004	1.031	1.033	1.031	1.022	0.988	1.002	0.993
113	0.998	0.991	0.989	1.013	1.005	1.033	1.035	1.034	1.023	0.989	1.002	0.992
114	0.998	0.991	0.989	1.014	1.007	1.038	1.040	1.040	1.028	0.990	1.002	0.992
115	1.006	0.997	0.997	1.021	1.005	1.024	1.023	1.018	1.023	0.995	1.012	1.000
116	1.007	0.997	0.998	1.022	1.005	1.026	1.023	1.019	1.024	0.995	1.013	0.999
117	1.011	0.998	1.001	1.026	1.005	1.027	1.025	1.019	1.026	0.996	1.016	0.999
118	1.019	1.001	1.008	1.035	1.006	1.032	1.031	1.021	1.031	0.999	1.025	1.000
119	1.006	0.996	0.997	1.022	1.006	1.029	1.024	1.020	1.025	0.995	1.012	0.998
120	1.005	0.995	0.996	1.022	1.007	1.034	1.028	1.021	1.028	0.994	1.010	0.997
121	1.005	0.995	0.996	1.023	1.010	1.040	1.029	1.023	1.031	0.996	1.010	0.997
12	1.006	1.007	1.004	1.011	1.015	1.020	1.025	1.030	1.035	1.040	1.045	1.050
201	1.004	1.006	1.002	1.009	1.013	1.008	0.998	0.995	1.015	1.014	1.018	1.020
202	1.002	1.003	1.001	1.007	1.011	0.996	0.996	0.993	1.013	1.012	1.017	1.027
203	1.001	1.004	0.999	1.005	1.009	0.994	0.995	0.992	1.011	1.010	1.015	1.025
204	1.000	1.003	0.997	1.003	1.007	0.992	0.991	0.989	1.009	1.009	1.013	1.023
205	0.999	1.002	0.996	1.002	1.006	0.991	0.988	0.986	1.007	1.009	1.012	1.022
206	0.998	1.002	0.996	1.002	1.006	0.991	0.987	0.986	1.007	1.009	1.012	1.022
207	0.998	1.002	0.996	1.002	1.006	0.991	0.986	0.987	1.007	1.010	1.013	1.022
208	0.998	1.002	0.996	1.002	1.005	0.991	0.993	0.989	1.007	1.006	1.011	1.022
209	0.995	1.000	0.993	0.998	1.002	0.988	0.991	0.986	1.003	1.001	1.008	1.018
210	0.992	0.997	0.989	0.994	0.997	0.983	0.989	0.983	0.999	0.996	1.003	1.014
211	0.991	0.997	0.988	0.991	0.994	0.980	0.987	0.981	0.996	0.994	1.001	1.012
212	0.990	0.996	0.987	0.992	0.992	0.978	0.985	0.983	0.993	0.993	1.000	1.010
213	0.989	0.996	0.986	0.988	0.991	0.975	0.983	0.977	0.991	0.991	0.998	1.009
214	0.989	0.996	0.986	0.988	0.990	0.974	0.983	0.976	0.990	0.991	0.998	1.009
215	0.988	0.996	0.985	0.987	0.989	0.973	0.982	0.975	0.989	0.990	0.997	1.008
216	0.988	0.996	0.985	0.986	0.988	0.972	0.981	0.974	0.988	0.990	0.996	1.007
217	0.991	0.996	0.988	0.992	0.986	0.983	0.989	0.983	0.998	0.993	1.002	1.012
218	0.990	0.995	0.987	0.991	0.995	0.983	0.990	0.984	0.997	0.990	1.000	1.011
219	0.985	0.992	0.982	0.986	0.988	0.976	0.983	0.976	0.990	0.984	0.996	1.005
220	0.985	0.992	0.981	0.985	0.986	0.974	0.982	0.975	0.989	0.983	0.994	1.004
221	0.980	0.989	0.977	0.979	0.979	0.966	0.975	0.967	0.981	0.976	0.989	0.999
222	0.978	0.986	0.974	0.976	0.976	0.963	0.972	0.964	0.979	0.974	0.986	0.996
223	0.976	0.984	0.972	0.973	0.974	0.960	0.969	0.961	0.976	0.973	0.984	0.994

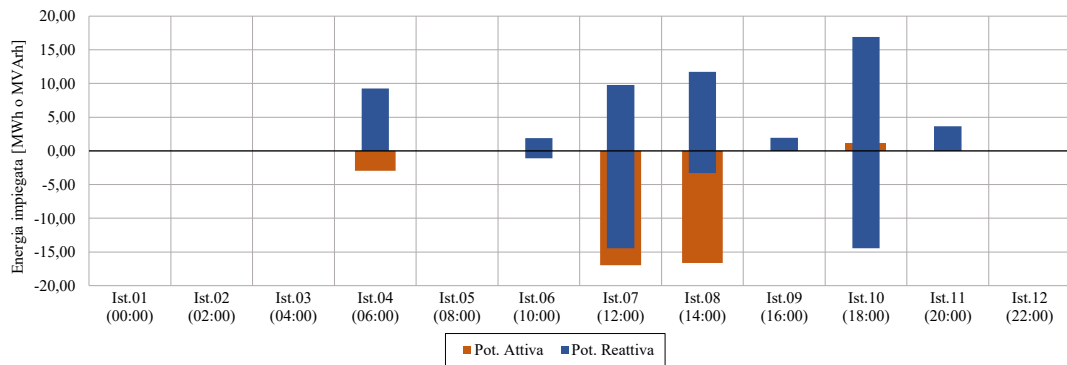
► Figura 5.29: Andamento tensioni e correnti VI – optM.1



► Figura 5.30: Andamento tensione minima e massima VI – optM.1

Il sistema riesce a risolvere tutte le criticità della rete. Come anticipato il TAP si muove in modo diverso rispetto ai casi precedenti; a causa di ciò i servizi attivati sono diversi nel funzionamento rispetto a quelli visti in precedenza rendendo impossibile un confronto diretto con NOopt – OLTC ON (capitolo 5.3.2).

La quantità di servizi impiegati è maggiore rispetto al caso VI – optE sebbene, come si vede in ► Figura 5.32, gli utenti fornitori sono meno in numero.

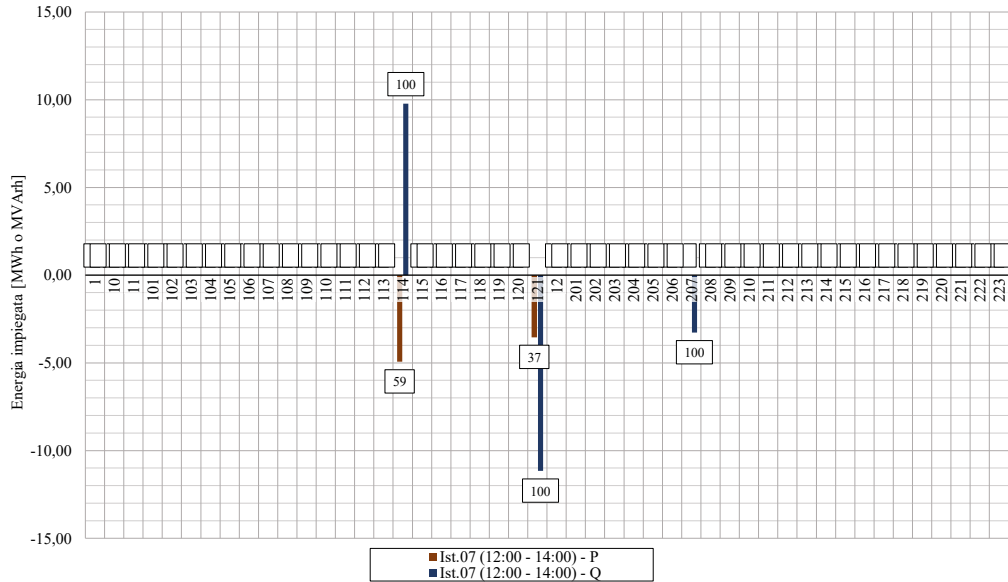


► Figura 5.31: Servizi attivati VI – optM.1

Nell’istante 7, preso sempre come benchmark di riferimento, il TAP è in posizione -1 quindi le tensioni massime sono state alzate per permettere il pesante intervento di risoluzione delle congestioni da parte di 121 e 114 (tramite un servizio a scendere) senza causare abbassamenti critici di tensione.

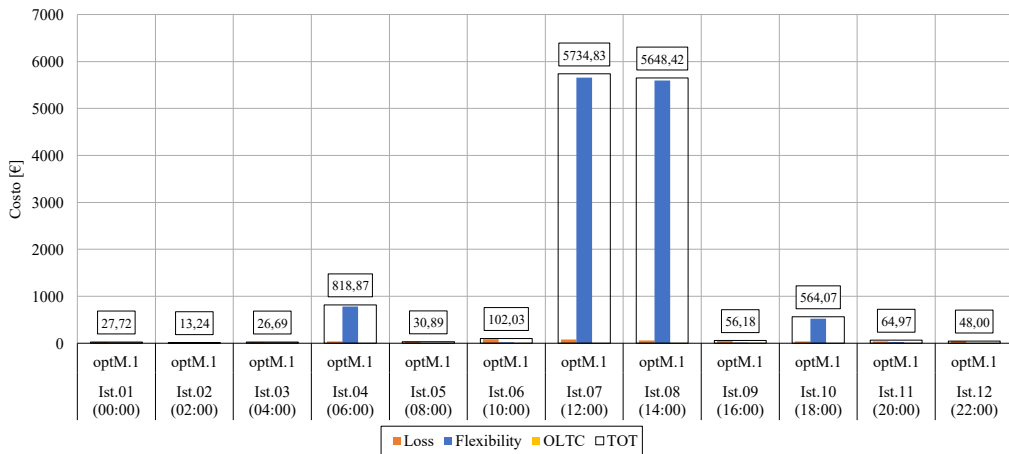
L’utente al nodo 207, essendo il primo nell’ordine di merito a scendere, si attiva per risolvere l’ultima sotto tensione presente sul feeder B. Inoltre, si creano due mercati paralleli per risolvere la congestione 113-114 e 120-121, dove gli utenti ai nodi 114 e

121 sono rispettivamente marginali. L'ordine di merito fa sì che si attivi per primo il servizio in potenza reattiva poi quello in attiva che diventa il servizio marginale.



► Figura 5.32: Dettagli attivazione servizi VI – optM.1

I costi aumentano, in particolare quelli legati ai servizi di flessibilità, perché non protende intervenire miratamente sulle criticità è necessario sovra fornire energia regolante.



► Figura 5.33: Costi VI – optM.1

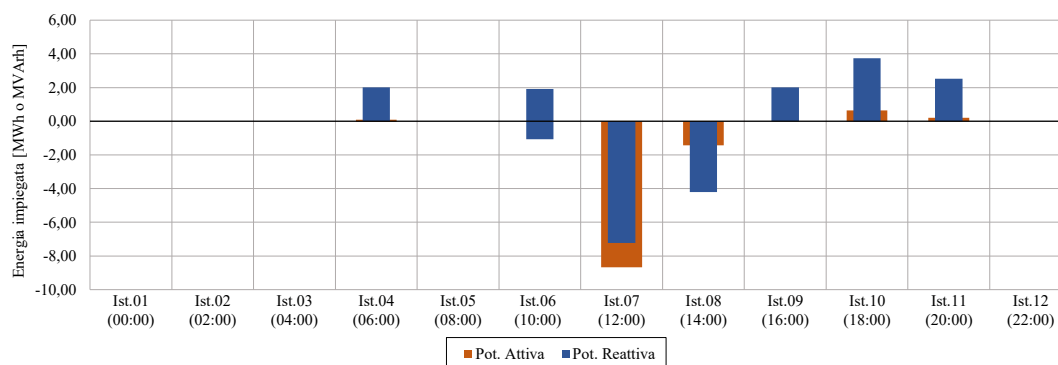
### VI – optM.2

Funziona in modo analogo al precedente (optM.1). La differenza è sull'abilitazione dei servizi per la risoluzione delle congestioni, nello specifico vengono abilitati contemporaneamente i servizi attivi e reattivi in base al prezzo di offerta dei servizi



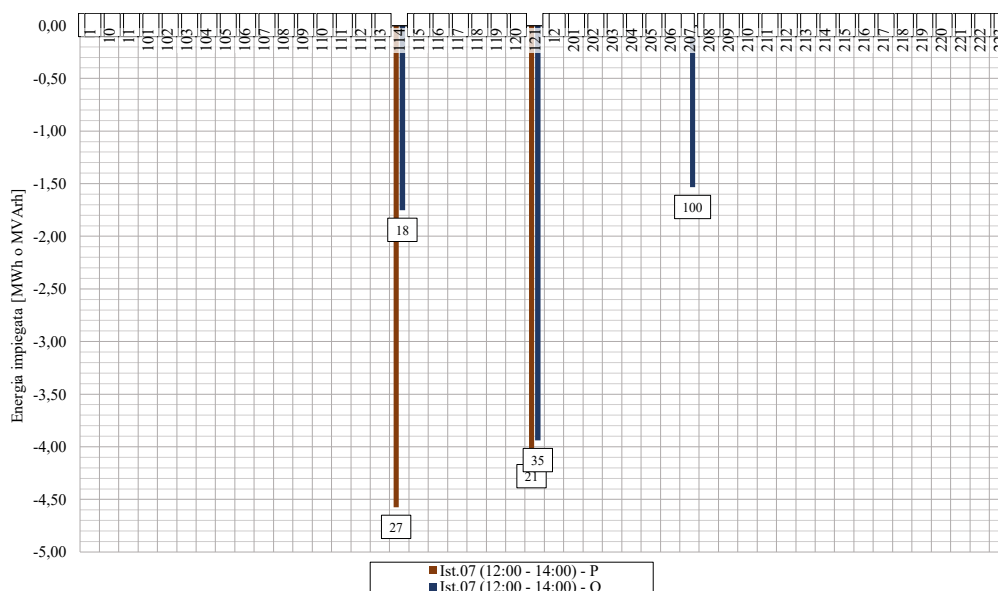
attivi. Questo sistema dovrebbe ridurre il numero di utenti che partecipano al mercato semplificandone la gestione e riducendo il rischio di situazione anomale che portano ad un utilizzo inefficiente della flessibilità.

Il sistema riesce a dispacciare tutti gli istanti sfruttando meno servizi di flessibilità e abilitando meno utenti.



► Figura 5.34: Servizi attivati VI – optM.2

All'istante 7 il funzionamento è simile a quello dell'ottimizzazione precedente (optM.1) con la differenza che i servizi attivi e reattivi (per uno stesso utente) vengono dispacciati contemporaneamente, ciò causa una miglior strategia risolutiva dato che il sistema ha più gradi di libertà nel trovare una soluzione al minor costo.

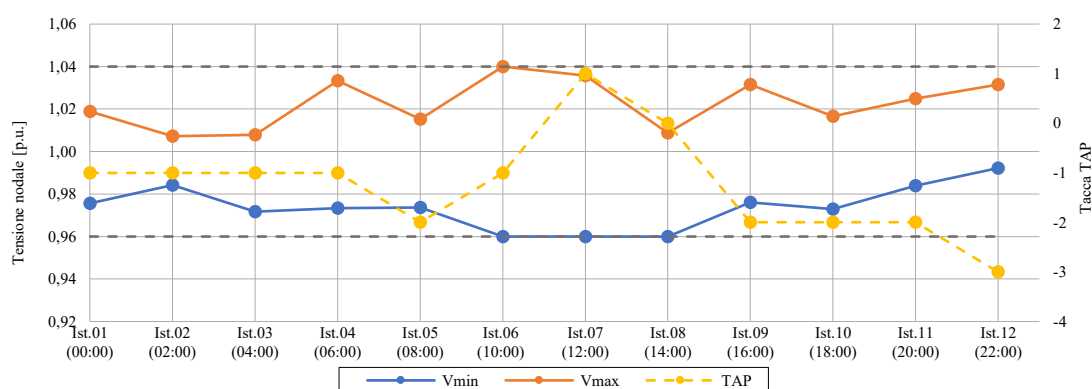


► Figura 5.35: Dettagli attivazione servizi VI – optM.2

Naturale conseguenza di un minor numero di servizi impiegati è un minor costo per il loro reperimento (3469,33 €) e quindi un minor costo complessivo (4064,42 €).

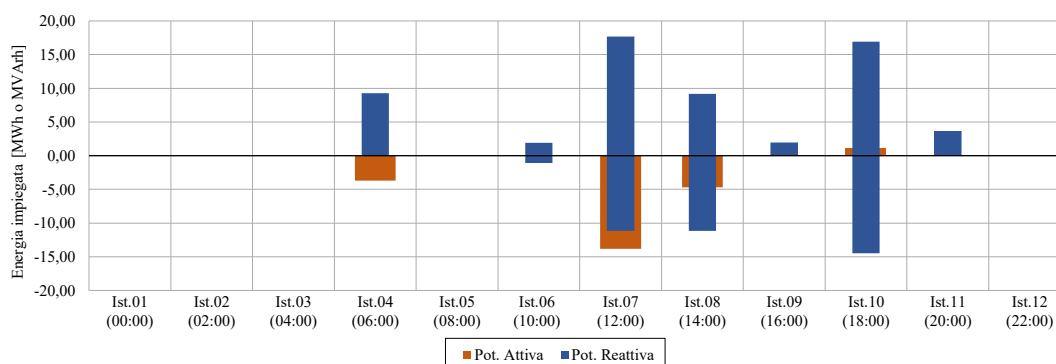
### VI – optM.3

La logica in questione risolve per prima le congestioni, fornendo al risolutore delle tensioni una situazione già libera da criticità in corrente. L’algoritmo di risoluzione delle congestioni prevede un metodo di attivazione uguale a quello del caso optM.1, dove potenza attiva e reattiva vanno a comparire separatamente nell’ordine di merito.



► Figura 5.36: Andamento tensione minima e massima VI – optM.3

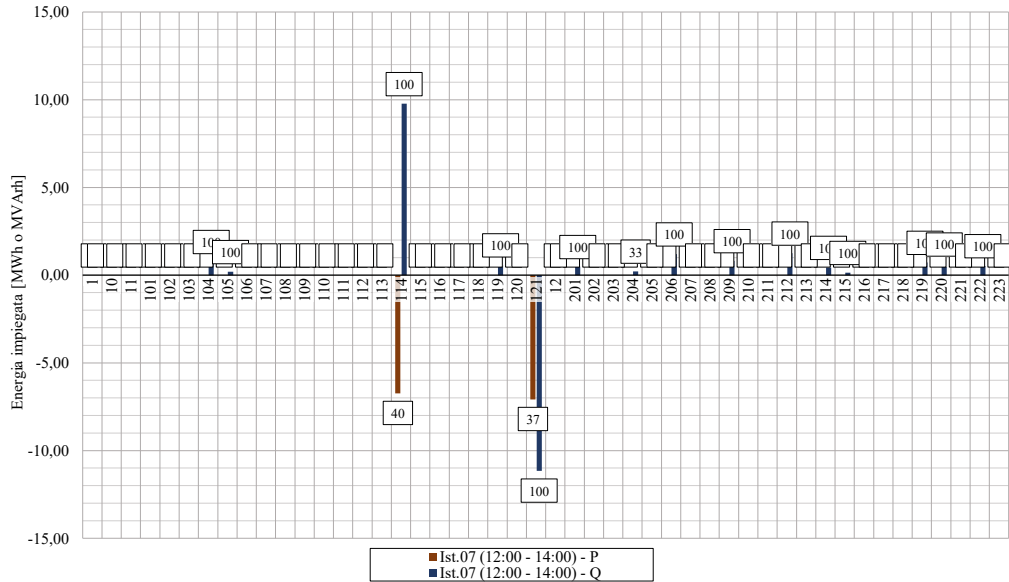
Il sistema riesce a risolvere tutti gli istanti sfruttando, in particolare, una gran quantità di servizi reattivi rispetto ai casi precedenti.



► Figura 5.37: Servizi attivati VI – optM.3

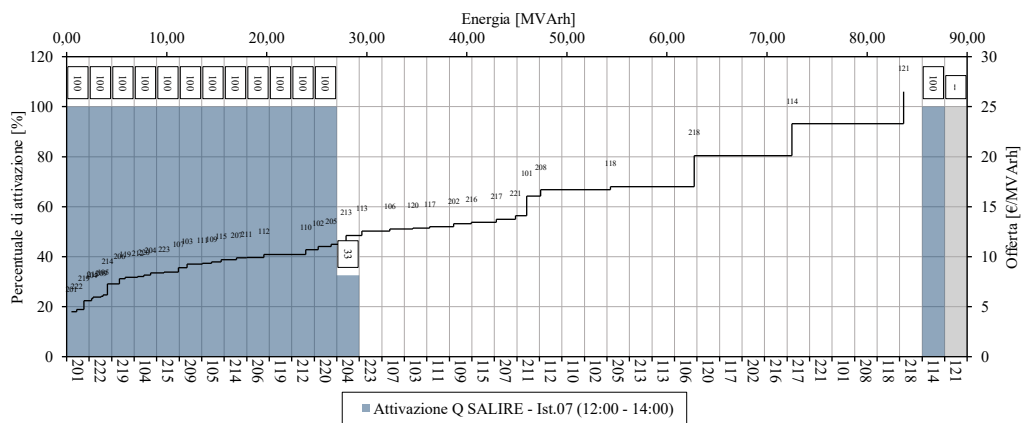
Nell’istante 7 il funzionamento è simile a quello del caso optM.1, la principale differenza è la posizione del TAP, che in questo caso è alla tacca +1. Ciò è dovuto dal fatto che in questo algoritmo l’ottimizzazione del TAP è a monte di tutti i mercati di flessibilità pertanto centra le tensioni senza valutare la quantità di servizi a

disposizione. Questo funzionamento porta a numerose sotto tensioni sul feeder B che vengono risolte esclusivamente da servizi reattivi.

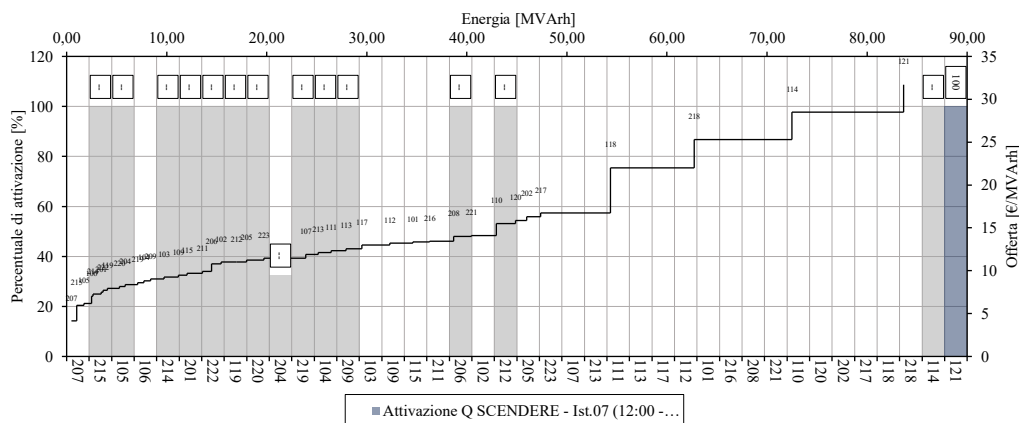


► Figura 5.38: Dettagli attivazione servizi VI – optM.3

L’ordine di attivazione rispecchia la logica di ottimizzazione. Il segmento di risoluzione delle tensioni abilita gli utenti 114 e 121, risolvendo le cogestioni in modo molto simile al caso optM.1; dopodiché si passa al segmento di risoluzione delle tensioni che opera secondo l’ordine merito (vedi ► Figura 5.39 e ► Figura 5.40).



► Figura 5.39: Attivazione servizi ordinati per prezzo a salire VI – optM.3



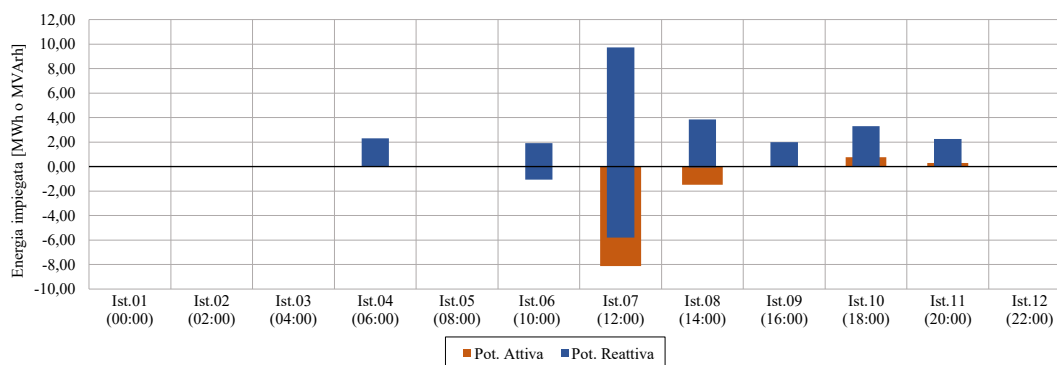
► Figura 5.40: Attivazione servizi ordinati per prezzo a scendere VI – optM.3

I costi di questo dispacciamento risultano elevati rispetto al caso optE a causa del gran numero di utenti chiamati ad intervenire (8813,35 €)

#### VI – optM.4

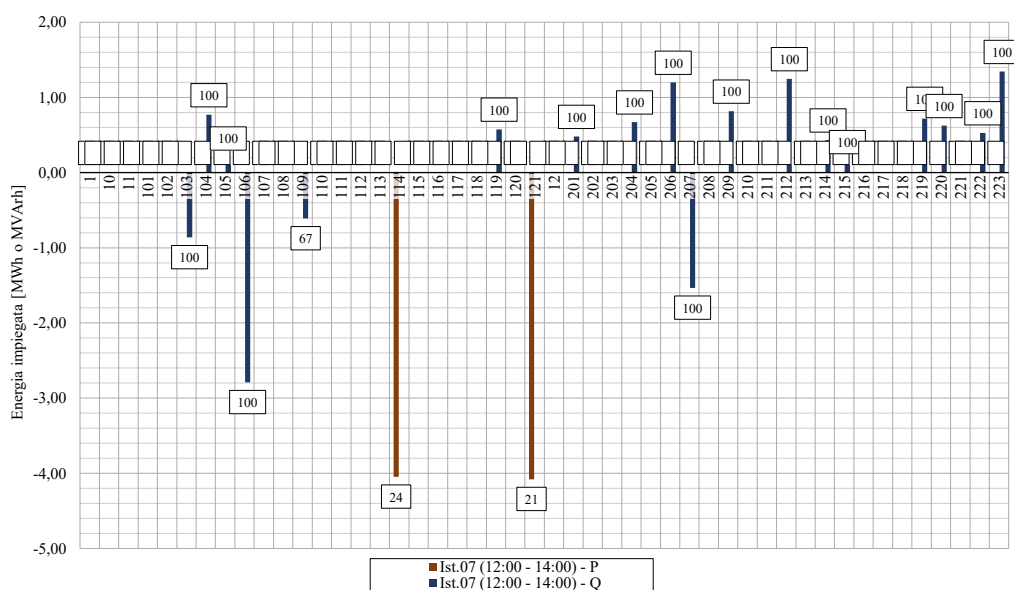
L'ultimo algoritmo analizzato è uguale al precedente (optM.3) nella logica di funzionamento, con la differenza che gli utenti abilitati nel segmento per la risoluzione delle congestioni vengono dispacciati secondo un ordine di merito formato dalle sole offerte in potenza attiva, come il caso optM.2.

Il sistema riesce a risolvere tutti gli istanti sfruttando una quantità di servizi poco superiore a quella del caso optE.



► Figura 5.41: Servizi attivati VI – optM.4

Nell'istante 7 le congestioni vengono risolte esclusivamente da servizi in potenza attiva per evitare peggioramenti di tensione causati dalla fornitura di potenza reattiva. Le problematiche in tensione vengono risolte sfruttando esclusivamente potenza reattiva dispacciata secondo l'ordine di merito del segmento delle tensioni.



► Figura 5.42: Dettagli attivazione servizi VI – optM.4

Il costo per questo dispacciamento è il più basso tra le ottimizzazioni di mercato (3792,19 €) di cui 3196,94 € per l’approvvigionamento dei servizi di flessibilità.

### 5.4.6 Comparazione VI

L’aspetto principale che si evidenzia dall’analisi è che il mercato del dispacciamento ottimizzato a favore di una logica competitiva, sebbene meno efficiente, riesce a risolvere in modo efficace ogni istante, compensando tutte le criticità che insorgono nel sistema e rispettando i vincoli di rete. Nelle Tabella 5.8 vengono riportati i costi e le quantità di servizi utilizzati nelle ottimizzazioni di mercato comparate con l’ottimizzazione economica.

Tabella 5.8: Comparazione optE e optM per la risoluzione di criticità in tensione e in corrente

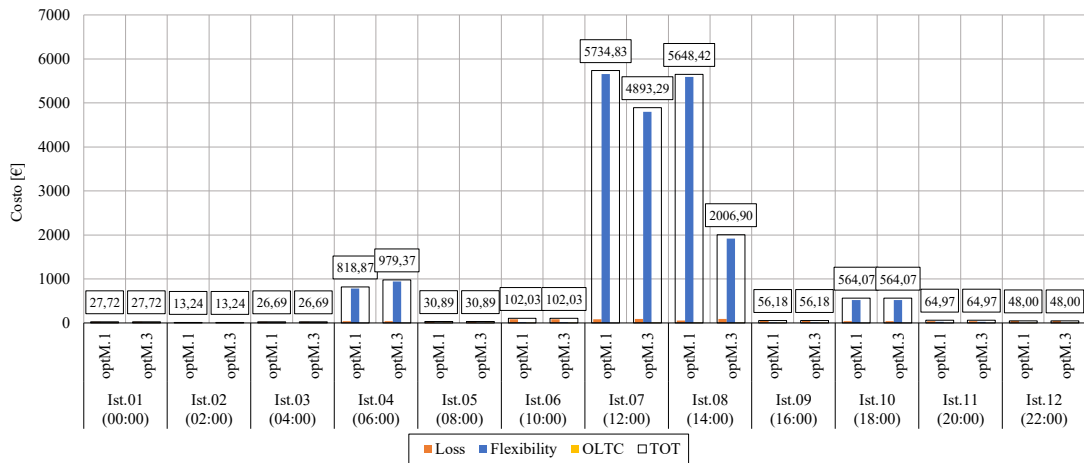
Dati relativi al dispacciamento complessivo (12 istanti – 24 ore)		optE	optM.1	optM.2	
<b>Costo Totale</b>	[€]	3198,82	13135,92	4064,42	
Costo flessibilità	[€]	2602,97	12597,20	3469,33	
Costo perdite	[€]	591,34	535,22	592,59	
Costo OLTC	[€]	4,5	3,5	2,5	
<b>Servizi P</b>	UP	10,171	0,599	37,574	1,035
	DOWN		9,572		36,540
	[MWh]			11,061	0,929
<b>Servizi Q</b>	UP	18,299	17,617	88,500	55,238
	DOWN		0,682		33,262
	[MVarh]			24,708	12,195
					12,513

Dati relativi al dispacciamento complessivo (12 istanti – 24 ore)		optE	optM.3	optM.4			
<b>Costo Totale</b>	[€]	3198,82	8813,35	3792,19			
Costo flessibilità	[€]	2602,97	8226,57	3196,94			
Costo perdite	[€]	591,34	582,27	590,74			
Costo OLTC	[€]	4,5	4,5	4,5			
<b>Servizi P</b>	UP	10,171	0,599	23,247	1,035	10,695	1,053
	DOWN		9,572		22,212		9,641
<b>Servizi Q</b>	UP	18,299	17,617	98,454	60,586	32,312	25,350
	DOWN		0,682		37,868		6,962

Come atteso, l'ottimizzazione migliore in termini di quantità di servizi attivati e in termini economici è l'ottimizzazione tecnico-economica (optE).

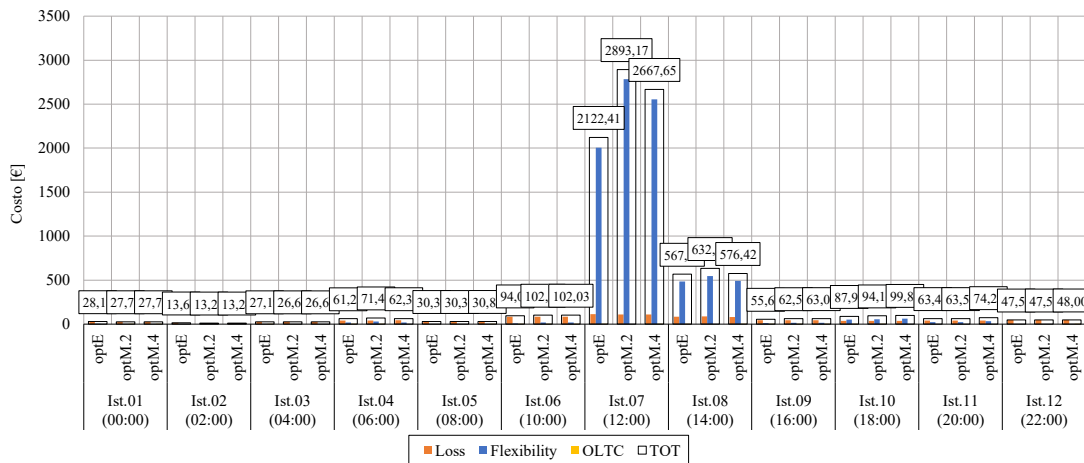
Le ottimizzazioni di mercato (optM) hanno portato a risultati molto diversi tra loro, sia in termini economici che in termini di quantità di servizi attivati. Una macro-distinzione tra gli algoritmi può essere fatta sulla base del funzionamento di base: si distingue una logica sinergica per la risoluzione delle diverse criticità (optM.1 e optM.2) e una logica che separa le criticità e le risolve in mercati indipendenti (optM.3 e optM.4). A questa prima distinzione si aggiunge una diversa logica di attivazione dei servizi per la risoluzione delle congestioni.

Uno degli aspetti principali che influiscono sul dispacciamento è l'integrazione del segmento di movimentazione dell'OLTC. In optM.1 e optM.2 il TAP si muove ad ogni iterazione, tarandosi in base alla quantità di potenza regolante messa a disposizione. Ciò, in alcune situazioni, può causare gravi inefficienze (vedi capitolo 3.6.1 e istante 8 in ► Figura 5.43) ma, allo stesso tempo, può favorire un dispacciamento più economico in altre (vedi istante 4 in ► Figura 5.43). In optM.3 e optM.4, invece, l'ottimizzatore del TAP sta a monte dei segmenti di risoluzione delle criticità, quindi fa una prima centratura delle tensioni per poi affidare al resto del sistema la risoluzione delle criticità; ciò si traduce in una logica più stabile ed affidabile.



► Figura 5.43: Comparazione costi optM.1 e optM.3

I risultati migliori in termini economici sono stati raggiunti con gli algoritmi optM.2 e optM.4, dove potenza attiva e reattiva vengono attivate simultaneamente per la risoluzione delle congestioni. Ciò fornisce un grado di libertà in più al sistema, che può tarare il prelievo di energia sia sulla potenza attiva che reattiva, senza comunque inficiare particolarmente l'apertura del mercato. L'algoritmo più performante rispetto a optE è optM.4, con un +15% sul costo complessivo, +4,90% sui servizi impiegati in potenza attiva e +43,37% su quelli in potenza reattiva.



► Figura 5.44: Comparazione costi optE, optM.2 e optM.4





# Conclusioni

Il lavoro si è concentrato sulla definizione delle regole per un mercato del dispacciamento locale con l'obiettivo di minimizzare i costi sostenuti dal DSO, prima in un'ottica di ottimizzazione tecnica e poi in un'ottica di ottimizzazione competitiva. Sono stati analizzati i servizi di regolazione e i relativi prezzi associati, definendo le curve di capability degli utenti e le regole di ingaggio del mercato. È stato infine trattato il problema delle aree di mercato associate alle congestioni. Dato che queste coinvolgono una porzione limitata di rete, è stato necessario prevedere due segmenti di mercato: uno atto a risolvere criticità in tensione dove tutti gli utenti possono partecipare andando a formare un ordine di merito complessivo e uno atto a risolvere criticità in corrente dove l'ordine di merito è composto solo dagli utenti a valle delle congestioni indipendenti. Nell'ottimizzazione di mercato, tali segmenti sono stati combinati in diversi modi per risolvere contestualmente problemi in tensione e congestioni in modo efficiente.

Quello che è emerso è che un'ottimizzazione tecnico-economica, sebbene più efficiente dal punto di vista tecnico e dei costi, limita l'apertura di mercato abilitando gli utenti più efficienti nel risolvere la specifica criticità (l'efficienza dell'utente è definita da un serie di fattori quali posizione topologica, quantità di potenza disponibile, prezzo di offerta, ecc.). È intuibile che ci sono utenti avvantaggiati rispetto ad altri che, in un funzionamento non ideale, possono esercitare un potere di mercato per manipolare il dispacciamento. L'alternativa proposta – in cui l'abilitazione dell'utente si basa esclusivamente sul prezzo dell'offerta –, sebbene più vincolata, riesce sempre a risolvere tutte le criticità che insorgono, favorendo un dispacciamento che ottimizza l'apertura di mercato, la competitività e riducendo la possibilità di esercitare potere di mercato. Riguardo la combinazione dei segmenti di mercato è risultato che la soluzione migliore è separare le due tipologie di criticità, trattando prima le congestioni e, in secondo luogo, regolando le tensioni nodali.

In conclusione, l'analisi svolta ha portato a verificare che anche un mercato di dispacciamento (locale) può basarsi sulle regole del mercato competitivo, garantendo gli stessi risultati in termini funzionali di un dispacciamento tecnico.

Un futuro sviluppo su questo tema potrebbe riguardare il miglioramento dell'integrazione tra OLTC in cabina primaria e i servizi offerti dagli utenti, valutando anche la possibilità di trattare il problema della tensione suddividendo la rete in aree di controllo indipendenti. Inoltre potrebbe essere interessante valutare il comportamento dell'ottimizzazione di mercato in reti più ampie e con meno risorse in termini di energia regolante.

# Bibliografia

- [1] «Climate strategies & targets». [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets_en) (consultato 14 marzo 2023).
- [2] «A European Green Deal», 14 luglio 2021. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (consultato 14 marzo 2023).
- [3] International Energy Agency, *Power systems in transition: Challenges and opportunities ahead for electricity security*. OECD, 2020. doi: 10.1787/4ad57c0e-en.
- [4] J. M. Schwidtal, M. Agostini, F. Bignucolo, M. Coppo, P. Garengo, e A. Lorenzoni, «Integration of Flexibility from Distributed Energy Resources: Mapping the Innovative Italian Pilot Project UVAM», marzo 2021. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/7/1910> (consultato 17 aprile 2023).
- [5] IEA, «Status of Power System Transformation 2019», mag. 2019.
- [6] P. Denholm e M. Hand, «Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity», *Energy Policy*, vol. 39, fasc. 3, pp. 1817–1830, mar. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- [7] M. A. Gonzalez-Salazar, T. Kirsten, e L. Prchlik, «Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 1497–1513, feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.278.
- [8] Arera, «Servizi di Flessibilità», mar. 2012.
- [9] TERNA, «Contesto ed evoluzione del Sistema Elettrico». TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA, 2019.
- [10] P. Tielens e D. Van Hertem, «The relevance of inertia in power systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 999–1009, mar. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [11] N. Voropai e C. Rehtanz, «Flexibility and Resiliency of Electric Power Systems: Analysis of Definitions and Content», *EPJ Web Conf.*, vol. 217, p. 01018, 2019, doi: 10.1051/epjconf/201921701018.
- [12] TERNA, «Rapporto Adeguatezza Italia 2022». TERNA S.P.A E GRUPPO TERNA.

- [13] J. Cochran *et al.*, «Flexibility in 21st Century Power Systems», NREL/TP-6A20-61721, 1130630, mag. 2014. doi: 10.2172/1130630.
- [14] M. A. Bucher, S. Delikaraoglou, K. Heussen, P. Pinson, e G. Andersson, «On quantification of flexibility in power systems», in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, giu. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2015.7232514.
- [15] J. Zhao, T. Zheng, e E. Litvinov, «A Unified Framework for Defining and Measuring Flexibility in Power System», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, fasc. 1, pp. 339–347, gen. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2390038.
- [16] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad, e H. Sæle, «Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 194, p. 107022, mag. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107022.
- [17] «Come funziona il sistema elettrico - Terna spa». <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico> (consultato 17 giugno 2023).
- [18] «Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE».
- [19] «ARERA - Disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79». <https://www.arera.it/it/docs/01/96-01.htm> (consultato 14 marzo 2023).
- [20] Arera, «Codice di Rete - Capitolo 4 Regole per il Dispacciamento». 2023.
- [21] A. Paolucci, *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica*. CLEUP EDITORE, 1998.
- [22] D. Kirschen e G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, 1<sup>a</sup> ed. Wiley, 2004. doi: 10.1002/0470020598.
- [23] A. Ulbig, T. S. Borsche, e G. Andersson, «Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation». arXiv, 22 dicembre 2014. Consultato: 16 marzo 2023. [Online]. Disponibile su: <http://arxiv.org/abs/1312.6435>
- [24] E. Bompard, A. Mazza, e L. Toma, «Classical grid control: Frequency and voltage stability», in *Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems*, Elsevier, 2021, pp. 31–65. doi: 10.1016/B978-0-12-818491-2.00003-1.
- [25] «Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf». Consultato: 16 marzo 2023. [Online]. Disponibile su: <http://powerunit-ju.com/wp->

content/uploads/2018/01/Power-System-Stability-and-Control-by-Prabha-Kundur.pdf

- [26] R. Benato e L. Fellin, *Impianti elettrici*. 2019.
- [27] «Norma CEI 11-60: Portata la limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV». 2002.
- [28] M. Guarnieri, *Elettrotecnica circuitale*. libreriauniversitaria.it, 2017.
- [29] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, S. Spelta, e M. Vezzola, «The Voltage Control on MV Distribution Networks with Aggregated DG Units (VPP)», in *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, set. 2006, pp. 187–192. doi: 10.1109/UPEC.2006.367741.
- [30] «Flessibilità, la chiave per un futuro sostenibile», *Enel X*. <https://www.enelx.com/it/it/storie/2021/01/flessibilita-nuove-tecnologie-settore-energetico> (consultato 23 aprile 2023).
- [31] F. Bignucolo, A. Lorenzoni, e J. M. Schwidtal, «End-users aggregation: a review of key elements for future applications», in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, set. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2019.8916520.
- [32] «Eskom - What is Load Shedding», 9 aprile 2008. [https://web.archive.org/web/20080409233818/http://www.eskom.co.za/live/content.php?Item\\_ID=5608](https://web.archive.org/web/20080409233818/http://www.eskom.co.za/live/content.php?Item_ID=5608) (consultato 24 aprile 2023).
- [33] P. Garavaso, F. Bignucolo, J. Vivian, G. Alessio, e M. De Carli, «Optimal Planning and Operation of a Residential Energy Community under Shared Electricity Incentives», *Energies*, vol. 14, fasc. 8, Art. fasc. 8, gen. 2021, doi: 10.3390/en14082045.
- [34] A. L. Liu, D. W. Miller, e G. Ledwich, «Community Centre Improvement to Reduce Air Conditioning Peak Demand», 2016.
- [35] M. Coppo, A. Lorenzoni, e L. Bano, *Principles of electricity markets economics*, 1° edizione. Società Editrice Esculapio, 2020.
- [36] «Demand response», *Wikipedia*. 17 aprile 2023. Consultato: 24 aprile 2023. [Online]. Disponibile su: [https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Demand\\_response&oldid=1150300591#Load\\_shedding](https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Demand_response&oldid=1150300591#Load_shedding)
- [37] «Stoccaggio dell'energia | e-distribuzione». <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/smart-grids/stoccaggio-dell-energia.html> (consultato 24 aprile 2023).

- [38] «GME - I mercati - Mercato elettrico - MGP, MI, MPEG, MSD». <https://www.mercatoelettrico.org/it/mercati/mercatoelettrico/mpe.aspx> (consultato 24 aprile 2023).
- [39] «DIRECTIVE (EU) 2019/ 944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 5 June 2019 - on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/ 27/ EU».
- [40] «Il progetto EDGE | E-Distribuzione». <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html> (consultato 26 aprile 2023).
- [41] «Relazione\_tecnica\_progetto\_edge\_Deliberazione\_352 2021.pdf». Consultato: 26 aprile 2023. [Online]. Disponibile su: [https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/04\\_progetti-e-innovazioni/edge/Relazione\\_tecnica\\_progetto\\_edge\\_Deliberazione\\_352%202021.pdf](https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/04_progetti-e-innovazioni/edge/Relazione_tecnica_progetto_edge_Deliberazione_352%202021.pdf)
- [42] T. Soares, R. J. Bessa, P. Pinson, e H. Morais, «Active Distribution Grid Management Based on Robust AC Optimal Power Flow», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, fasc. 6, pp. 6229–6241, nov. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2707065.
- [43] M. Usman e F. Capitanescu, «A Stochastic Multi-period AC Optimal Power Flow for Provision of Flexibility Services in Smart Grids», in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, giu. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9495045.
- [44] F. Capitanescu, «A relax and reduce sequential decomposition rolling horizon algorithm to value dynamic network reconfiguration in smart distribution grid», in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, set. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260094.
- [45] N. C. Koutsoukis, D. O. Siagkas, P. S. Georgilakis, e N. D. Hatziargyriou, «Online Reconfiguration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation», *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, fasc. 2, pp. 437–448, apr. 2017, doi: 10.1109/TASE.2016.2628091.
- [46] F. Bignucolo, R. Caldon, e V. Prandoni, «Radial MV networks voltage regulation with distribution management system coordinated controller», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, fasc. 4, pp. 634–645, apr. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.05.007.

- [47] M. Troncia, J. P. C. Ávila, F. Pilo, e T. G. S. Román, «Remuneration mechanisms for investment in reactive power flexibility», *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 27, p. 100507, set. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100507.
- [48] J. Zhong, «On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets».
- [49] H. Liu, A. Bose, e V. Venkatasubramanian, «A fast voltage security assessment method using adaptive bounding», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, fasc. 3, pp. 1137–1141, ago. 2000, doi: 10.1109/59.871745.
- [50] R. M. Henriques, J. A. Passos Filho, e G. N. Taranto, «Determining Voltage Control Areas in Large Scale Power Systems Based on Eigenanalysis of the QV Sensitivity Matrix», *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, fasc. 02, pp. 182–190, feb. 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9443059.
- [51] S. M. Mirbagheri, D. Falabretti, e M. Merlo, «Voltage Control in Active Distribution Grids: A Review and a New Set-Up Procedure for Local Control Laws», in *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, giu. 2018, pp. 1203–1208. doi: 10.1109/SPEEDAM.2018.8445387.
- [52] M.-C. Sousounis, E. (Nondas) Floros, F.-K. Paterakis, C. Dikaiakos, e I. Moraitis, «Voltage Control Market Integration: Technical and Regulatory Challenges for the Greek Electricity Market», *Energies*, vol. 16, fasc. 5, Art. fasc. 5, gen. 2023, doi: 10.3390/en16052306.
- [53] R. D. Zimmerman e C. E. Murillo-Sánchez, «MATPOWER - User's Manual». ottobre 2020. Consultato: 28 aprile 2023. [Online]. Disponibile su: <https://matpower.org/about/>
- [54] «Norma CEI 0-16». 2019.
- [55] «Incentivi biogas elettrico», *Consorzio Monviso Agroenergia*. <https://www.monvisoenergia.it/incentivi-biogas-elettrico/> (consultato 1 marzo 2023).
- [56] Politecnico di Milano, «Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili». Politecnico di Milano - Dipartimenti di Energia, luglio 2013.
- [57] D. Ray, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0», 2021.
- [58] «Levelised Cost of Electricity Calculator – Data Tools», *IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator> (consultato 29 dicembre 2022).





*Giunto alla fine di questo percorso vorrei ringraziare tutte le persone che hanno reso possibile tutto ciò, standomi accanto, guidandomi e supportandomi.*

*In primo luogo vorrei ringraziare il Prof. Fabio Bignucolo per avermi guidato durante il percorso di tesi e aver creduto in me più di quanto non l'abbia fatto io. Grazie anche a Luca, per l'aiuto e il tempo che mi hai dedicato.*

*Grazie ai miei amici per avermi fatto passare momenti indimenticabili. Grazie a "i ragazzi di Ramu" con cui passo i momenti più spensierati e felici. Un grazie speciale ai coinquilini di via Ognissanti, su tutti Cola e Pit con i quali ho condiviso gioie e dolori in questi anni universitari.*

*Grazie Anna, per supportarmi e sopportarmi. Grazie per credere in me e per esserci in ogni momento, in quelli più difficili e in quelli più belli (a anche per aver corretto gli errori grammaticali in questa tesi).*

*Grazie a tutta la mia famiglia. Agli zii e cugini. Ai nonni per essere guide ed esempi di vita. Ma il grazie più importante va ai miei genitori che hanno saputo guidarmi stando sempre un passo indietro, facendomi fare le mie scelte e supportandomi sempre. Grazie Ma, grazie Pa.*