

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

Sistema di accumulo in una rete di distribuzione chiusa



Relatore:

Prof. Gianfranco Chicco

Candidato:

Francesco Addante

Correlatore:

Ing. Andrea Mazza

16 Ottobre 2017

Indice

<i>Introduzione</i>	3
<i>1. Capitolo 1: MERCATO ELETTRICO</i>	5
<i>1.1. Articolazione del mercato elettrico</i>	7
1.1.1. <i>Mercato a Pronti – MPE</i>	8
1.1.1.1. <i>Mercato del Giorno Prima – MGP</i>	8
1.1.1.2. <i>Mercato Infragiornaliero – MI</i>	10
1.1.1.3. <i>Mercato dei Prodotti Giornalieri – MPEG</i>	10
1.1.1.4. <i>Mercato dei Servizi di Dispacciamento – MSD</i>	12
1.1.2. <i>Mercato a Termine – MTE</i>	12
1.1.3. <i>Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull’IDEX -CDE</i>	13
1.1.4. <i>Piattaforma dei Conti Energia a Termine – PCE</i>	13
<i>2. Capitolo 2: CODICE DI RETE</i>	14
2.1. <i>Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento</i>	15
2.2. <i>Risorse per il Dispacciamento</i>	17
2.2.1. <i>Risorse per la riserva primaria</i>	17
2.2.2. <i>Risorse per la riserva secondaria</i>	17
2.2.3. <i>Risorse per la riserva terziaria</i>	18
2.2.4. <i>Risorse per il bilanciamento</i>	19
2.2.5. <i>Servizio di interrompibilità del carico</i>	20
2.2.6. <i>Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione</i>	20
2.2.7. <i>Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione</i>	20
2.2.8. <i>Rifiuto del carico</i>	20
2.2.9. <i>Partecipazione all’rialimentazione del sistema elettrico</i>	20
2.2.10. <i>Disponibilità all’utilizzo del telescatto</i>	21
2.3. <i>Progetto pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico</i>	22
2.3.1. <i>Qualificazione a MSD: Unità virtuali abilitate di consumo</i>	23
2.3.2. <i>Profilo di Potenza UVAC</i>	25
2.3.3. <i>Prestazione e remunerazione</i>	27

3. Capitolo 3: RETE ELETTRICA P.I.CHI.....	29
3.1. Stato rete elettrica parco industriale P.I.Chi.....	30
3.1.1. Impianti di produzione all'interno del Pichi.....	31
3.1.2. Schema unifilare cabina primaria P.I.Chi.-Terna.....	35
3.1.3. Modellizzazione rete elettrica P.I.Chi.....	38
3.1.4. Load Flow Rete elettrica.....	41
3.1.4.1. Tensioni nodali.....	42
3.1.4.2. Correnti nei rami.....	44
3.1.4.3. Sovraccaricabilità linee.....	45
3.1.4.4. Perdite nelle linee.....	46
3.1.4.5. Scambio di potenza punto di connessione AT.....	48
4. Capitolo 4: SISTEMA DI ACCUMULO NELLA RETE ELETTRICA DEL P.I.CHI.....	49
4.1. Necessità sistemi di accumulo nelle reti elettriche.....	49
4.1.1. Tipologie sistemi di accumulo.....	51
4.2. Inserimento sistema di accumulo elettrochimico nella rete elettrica del P.I.Chi.....	56
4.2.1. Caratteristiche del sistema di accumulo.....	56
4.2.2. Ottimizzazione funzione ricavo da vendita di energia in rete – Ant Colony Optimization (ACO).....	57
4.2.3. Risultati.....	61
4.2.3.1. Scenario 1: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 40 MWh al mese.....	62
4.2.3.2. Scenario 2: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 80 MWh al mese.....	65
4.2.3.3. Scenario 3: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 120 MWh al mese.....	68
Conclusioni.....	71
Bibliografia.....	72
Appendice.....	74

Introduzione

La storia recente dell'ingegneria elettrica ha visto una vera e propria rivoluzione nella gestione dell'energia.

Lo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia ha cambiato radicalmente i rapporti fra gli attori del settore elettrico, non più basato sulla distinzione fra produttore e consumatore, ma sempre più orientato verso una "generazione distribuita". Questo ha dato vita ad un nuovo soggetto nei mercati elettrici definito "prosumer", nome che sottolinea il duplice ruolo da esso ricoperto nelle vesti di produttore e consumatore.

Tutto ciò è stato possibile sia grazie allo sviluppo crescente di tecnologie quali il fotovoltaico e l'eolico, per citare quelle che maggiormente sono state impiegate negli ultimi anni, ma anche grazie a forme di ingente incentivazione statali le quali, con l'obiettivo di promuovere una transizione dalle fonti di energia fossile a fonti di energia a minor impatto ambientale, hanno innescato un processo di penetrazione massiccia di queste tecnologie, sia in impianti ad uso domestico che in impianti di taglia più rilevante. Ciò che contraddistingue queste fonti di energia rispetto a quelle tradizionali è indubbiamente il minor impatto sull'ambiente derivante dai processi di produzione di energia ma anche la minore prevedibilità dei profili di produzione, poiché in molti casi dipendenti dalle condizioni climatiche che, per quanto parzialmente prevedibili, hanno un margine di aleatorietà che non permette di prevedere a sufficienza i flussi di energia che verranno iniettati nelle reti.

Risulta dunque evidente la necessità di riuscire a riacquisire un maggior controllo dell'energia transitante nelle reti di distribuzione e trasmissione, sia in termini di direzionalità di flussi non più unidirezionali dal produttore al consumatore, sia in termini di protezione delle reti elettriche.

Da questa esigenza è maturato un interesse sempre crescente verso le tecnologie di accumulo dell'energia elettrica, molto utili al fine di poter gestire nel tempo le variazioni dei flussi transitanti in rete. Per questo motivo i gestori delle reti di distribuzione e trasmissione hanno iniziato a impiegare queste nuove risorse, come in Italia stanno già facendo Terna ed Enel, sperimentando diverse tecnologie e constatandone l'effettivo beneficio.

Come le nuove tecnologie di produzione di energia hanno vissuto una fase di forte penetrazione nelle reti elettriche, anche il mondo dei sistemi di accumulo si avvia verso una fase di "accumulo distribuito", come dimostrato dalle prime forme di incentivazione avviate in alcuni paesi europei. Anche in Italia le autorità competenti hanno indirizzato i gestori della rete nazionale verso un coinvolgimento di sistemi di accumulo nella gestione del sistema elettrico, incentivando mediante servizi remunerati l'ingresso al suo interno.

In questo contesto si colloca la Delibera 300/2017/R/eel dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico la quale promuove il coinvolgimento di nuovi soggetti in forma aggregata, tra cui i sistemi di accumulo, nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento. A questa delibera è seguito la pubblicazione da parte di Terna del progetto pilota che inizia a definire questa nuova tendenza di maggior coinvolgimento di soggetti nuovi nel mercato elettrico.

Nonostante questo progetto si rivolga inizialmente a unità di consumo virtuali aggregate (UVAC), definisce importanti criteri per la valutazione economica circa la partecipazione, in futuro, al mercato dei servizi di dispacciamento anche di unità virtuali di produzione e sistemi di accumulo, come suggerito espressamente dalla delibera dell'Aeegsi. Partendo da questi criteri, il lavoro di tesi svolto immagina uno scenario di partecipazione di un sistema di accumulo inserito in una rete di distribuzione chiusa come quella del parco industriale di Chivasso P.I.Chi., analizzandone i ricavi derivanti dai criteri di remunerazione definiti nel progetto pilota.

La tesi, svolta all'interno dell'azienda Ferplant S.r.l. di Chivasso, si articola in quattro sezioni: la prima nel quale si analizza la composizione del mercato elettrico, una seconda parte in cui si tratta nello specifico il Capitolo 4 del Codice di rete di Terna e si definiscono i punti chiave del progetto pilota, una terza parte nella quale si considera lo stato attuale della rete elettrica del parco industriale mediante lo studio di load flow con Matlab ed infine una quarta parte nella quale si analizzano gli effetti dell'inserimento di un sistema di accumulo nella rete elettrica del parco industriale mediante un processo di ottimizzazione implementato in Matlab.

CAPITOLO 1

Il Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico nasce in Italia a seguito dell'approvazione del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, detto anche decreto Bersani.

Questo decreto ha introdotto la liberalizzazione del settore elettrico italiano, nell'ambito del recepimento delle Direttive Comunitarie circa la creazione di un mercato interno dell'energia al fine di promuoverne la competizione e l'efficienza.

Il responsabile della gestione del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas Naturale e dei Mercati per l'Ambiente è il GME (Gestore dei Mercati Energetici S.p.a.). A suo volta il GME è interamente partecipato dal GSE (Gestore dei Servizi Energetici S.p.a.), a sua volta interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Il Mercato Elettrico è il luogo dove vengono definiti i programmi di immissione e di prelievo, nel quale prezzo e quantità dell'energia scambiata all'ingrosso vengono negoziati secondo l'incontro fra domanda e offerta all'interno della Borsa Elettrica, oppure al di fuori della piattaforma di borsa secondo la modalità di contratti bilaterali OTC (Over the Counter).

Tutte le tappe successive alla approvazione del D.lgs. n.79/99 hanno contribuito a dar forma alla nuova organizzazione del sistema elettrico italiano, così come lo conosciamo noi oggi:

- Legge n. 481 del 14 novembre 1995: istituisce l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) le cui funzioni sono quelle di regolazione e controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.
- Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996: recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE);
- Decreto legislativo n. 79/99 del 16 marzo 1999 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica": in particolare l'art. 5 del D.lgs. affida al Gestore dei Mercati Energetici la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico da effettuarsi secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori;
- Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003, (che abroga la precedente Direttiva 96/92/CE) recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi (abrogata dalla Direttiva 2009/72/CE);
- Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, ed in particolare l'articolo 1, commi 2 e 4, concernenti rispettivamente il servizio di tutela e il servizio di salvaguardia;
- Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE.

Gli attori principali del sistema elettrico sono:

- *Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE)*: traccia le linee programmatiche ed operative al fine di garantire sicurezza al sistema elettrico italiano;
- *Autorità per l'energia ed il gas (AEEG)*: regola e controlla che vengano rispettati i principi concorrenziali nei settori della energia elettrica e del gas;
- *Terna S.p.a.*: fulcro del sistema elettrico, mediante il dispacciamento garantisce il bilancio dei flussi di energia e la sicurezza della rete in termini di qualità e continuità;
- *GSE*: promuove lo sviluppo e la diffusione di fonti di energia rinnovabili mediante l'erogazione dei meccanismi di incentivazione;
- *GME*: organizza il Mercato dell'energia secondo principi di neutralità, trasparenza e obiettività.

La complessità del sistema elettrico richiede che, parallelamente alla attività di compravendita della energia nelle opportune piattaforme, le attività di dispacciamento siano sottoposte a rigidi vincoli tecnici:

- Bilanciamento fra energia totale immessa ed energia totale prelevata, al netto delle perdite di trasporto;
- Rispetto dei limiti di transito di energia sulle linee preposte alla trasmissione dei flussi di energia;
- Mantenimento dei valori di frequenza ed energia all'interno di un range di valori stringenti.

1.1 Articolazione del mercato elettrico

Il Mercato Elettrico, nella definizione dei prezzi e delle quantità di energia scambiati, segue geograficamente la suddivisione del sistema elettrico in “zone” di rete di trasmissione, articolandosi in zone di mercato, ognuna delle quali caratterizzata da un prezzo zonale dell’energia.

Per ciascuna di queste porzioni di rete sono definiti dei limiti di transito sulla base del bilancio di energia generata e consumata. La gestione di eventuali congestioni risulta più semplice suddividendo in zone geografiche nazionali la rete, ciascuna delle quali viene individuata considerando i limiti di transito più rilevanti della rete nazionale.

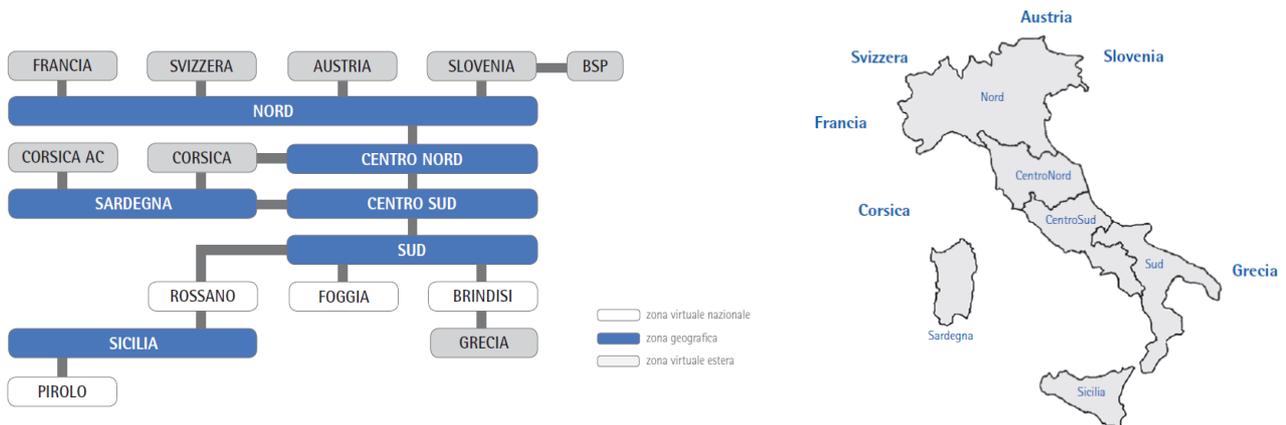


Figura 1. Suddivisione zone mercato elettrico [4]

La geografia di questa disposizione territoriale può essere riassunta in:

- 6 zone geografiche (Centro – Nord, Nord, Centro – Sud, Sud, Sicilia, Sardegna);
- 8 zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Corsica, Corsica AC, Grecia);
- 4 zone virtuali nazionali rappresentanti poli di sole unità di produzione.

Il Mercato Elettrico è organizzato e gestito dal GME mediante programmazione di immissione e prelievi in diverse categorie:

- *Mercato Elettrico a Pronti (MPE);*
- *Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro fisico dell’energia (MTE);*
- *Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull’IDEX (Italian Derivatives Energy Exchange), un segmento della Borsa Italiana preposto allo scambio di derivati regolamentati sul’energia;*
- *Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).*

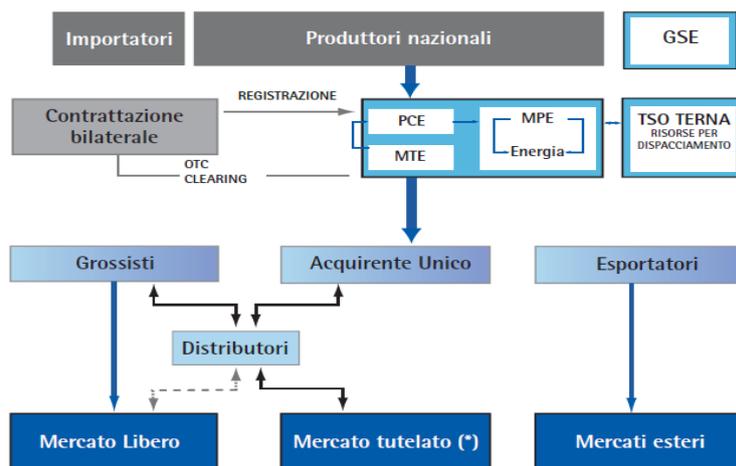


Figura 2. Articolazione mercato elettrico [4]

1.1.1 Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

Il Mercato Elettrico a Pronti si divide nel Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).

L'attività di questi mercati si esplicita in sessioni di mercato all'interno del quale vengono avanzate offerte, durante le cosiddette "sedute". Al termine di ogni sessione vengono resi noti gli esiti del mercato.

1.1.1.1 Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima è il mercato che ospita la maggior parte delle transazioni relative allo scambio di energia sulla rete elettrica nazionale.

All'interno di questo mercato vengono presentate offerte a comprare e a vendere relative a programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo. A questo mercato possono accedere tutti gli operatori che abbiano la qualifica di "operatore del mercato elettrico" e la controparte centrale per le operazioni svolte è assunta dal GME.

Organizzato secondo le modalità di asta implicita, la seduta del MGP si apre alle 8:00 del nono giorno precedente la vera consegna fisica e si chiude alle 9:15 del giorno precedente alla consegna. Gli esiti provvisori vengono pubblicati dal GME e comunicati individualmente agli operatori entro le ore 10:45 del giorno di chiusura della seduta.

Durante ogni seduta vengono presentate offerte nelle quali vengono indicate quantità e prezzo al quale gli operatori sono disposti ad acquistare o vendere. Ogni offerta deve rispettare vincoli di immissione e prelievo del punto al quale questa si riferisce e impone all'operatore stesso di adempiere all'impegno in termini di immissione e prelievo nelle seguenti modalità:

- l'offerta di vendita rappresenta la quantità di energia che l'operatore si impegna a vendere ed immettere, in rete in un dato periodo rilevante, ad un prezzo non inferiore a quello indicato nell'offerta;
- l'offerta di acquisto esprime la volontà di acquistare una quantità di energia non superiore alla quantità indicata nell'offerta e ad un prezzo non superiore a quello indicato nell'offerta.

Ad una fase preliminare di informazione degli operatori circa il fabbisogno di energia previsto nelle varie zone di suddivisione del mercato e di aggiornamento del prezzo convenzionale di riferimento, segue, dunque, la seduta. Al termine della seduta l'algoritmo accetta le offerte che massimizzano il valore delle transazioni, e le riordina secondo questo schema di accettazione:

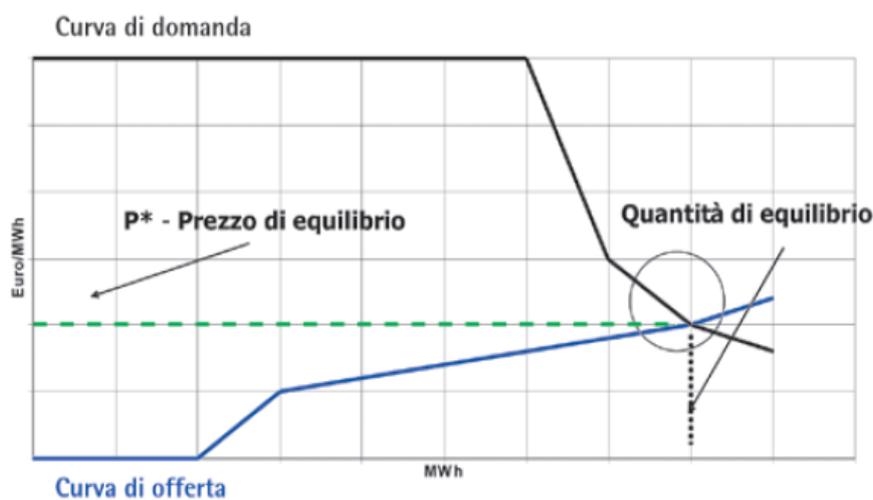


Figura 3. Punto di equilibrio mercato elettrico [4]

la curva di offerta si presenta come una curva aggregata in cui le offerte di vendita valide vengono ordinate per prezzo crescente; la curva di domanda è anch'essa una curva aggregata delle offerte di domanda accettate e ordinate per prezzo di acquisto decrescente.

Il punto di incontro di queste due curve aggregate fornirà prezzo e quantità di equilibrio del mercato. A seguito dell'individuazione di questo punto verranno accettate le sole offerte con prezzo di vendita inferiore al prezzo di equilibrio e le domande con prezzo di acquisto non inferiore al prezzo di equilibrio. Il prezzo di equilibrio sarà, a meno di violazione di limiti di transito, il prezzo unico in tutte le zone di mercato.

Qualora risultassero violati vincoli di transito si verifica il fenomeno del market splitting, ovvero il mercato viene suddiviso in diverse zone di mercato, ciascuna delle quali caratterizzata da un proprio prezzo zonale P_z .

1.1.1.2. Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero nasce dall'esigenza di poter seguire le variazioni delle informazioni circa le quantità di energie consumate e dello stato degli impianti di produzione, apportando modifiche ai programmi precedentemente definiti nel Mercato del Giorno Prima. In base a queste variazioni gli operatori possono aggiornare le offerte di vendita e di acquisto con una negoziazione continua.

Il MI si compone di sette sessioni:

- MI1: si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15.00 dello stesso giorno;
- MI2: si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16.30 dello stesso giorno;
- MI3: si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 23.45 dello stesso giorno;
- MI4: si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 3.45 del giorno di consegna.
- MI5: si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 7.45 del giorno di consegna;
- MI6: si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11.15 del giorno di consegna;
- MI7: si apre alle ore 17.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 15.45 del giorno di consegna.

Le modalità di generazione dei prezzi è del tutto simile a quello del mercato del giorno prima, con la differenza che tutte le transazioni sono valorizzate al Pz e non al PUN. Questo comporta dei discostamenti rispetto alle offerte accettate al PUN ai punti di prelievo durante il MGP. Per questa ragione il GME applica un corrispettivo di non arbitraggio a tutte le offerte accettate e riferite a detti punti di prelievo:

- qualora la transazione di acquisto sul MI sia valorizzata ad un prezzo inferiore (superiore) al PUN del MGP l'operatore deve pagare (ricevere) un corrispettivo di non arbitraggio, differenza fra PUN e prezzo zonale per ogni MWh coinvolto nella transazione;
- qualora la transazione di vendita sul Mi sia valorizzata ad un prezzo superiore (inferiore) al PUN del MGP l'operatore deve pagare (ricevere) un corrispettivo di non arbitraggio, differenza fra PUN e prezzo zonale per ogni MWh coinvolto nella transazione.

1.1.1.3. Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)

Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) è la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia, in cui il GME agisce come controparte centrale.

All'interno del MPEG sono ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico, i quali partecipano con modalità continua alle negoziazioni della compravendita di energia. I prodotti negoziabili all'interno del MPEG sono caratterizzati da:

- *differenziale unitario di prezzo*: il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti;
- *prezzo unitario pieno*: il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di negoziazione è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

Per le due tipologie di prodotto i profili di consegna previsti sono:

- **Baseload**: si riferisce all'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna;
- **Peakload**: si riferisce all'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti fra il nono ed il ventesimo giorno appartenente al periodo di consegna.

Le sessioni del MPEG si svolgono nei giorni feriali, secondo le seguenti modalità:

- dalle ore 8.00 alle ore 17.00 di D-2. Nel caso in cui D-2 cada in un giorno festivo la sessione si svolgerà dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del giorno feriale immediatamente precedente;
- dalle ore 8.00 alle ore 9.00 di D-1, solo se tale giorno non corrisponde ad un giorno festivo. Ne consegue che, qualora il giorno D sia preceduto da un giorno festivo, la sessione di negoziazione per il prodotto con consegna in D si svolgerà esclusivamente dalle ore 8.00 alle ore 17.00 del primo giorno feriale antecedente il giorno D.

Giorno di riferimento	D-1				D															
	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MI3	MSD2	MB2	MI4	MSD3	MB3	MI5	MSD4	MB4	MI6	MSD5	MB5	MI7	MSD6	MB6
Informazioni preliminari	11.30	15.00	16.30	n.d.	n.d.	23.45*	n.d.	n.d.	3.45	n.d.	n.d.	7.45	n.d.	n.d.	11.15	n.d.	n.d.	15.45	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	12.55	12.55	12.55	°	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*	17.30*	°	22.30*
Chiusura seduta	12.00	15.00	16.30	17.30	°	23.45*	°	3.00	3.45	°	7.00	7.45	°	11.00	11.15	°	15.00	15.45	°	19.00
Esiti provvisori	12.42	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.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Esiti definitivi	12.55	15.30	17.00	21.45	#	0.15	2.15	#	4.15	6.15	#	8.15	10.15	#	11.45	14.15	#	16.15	18.15	#

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

* l'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sul MSD1

Disciplina del dispacciamento

Figura 4. Tempistiche delle attività sul MPE relative al giorno D [15]

1.1.1.4. Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento ha il compito di assicurare adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico nazionale. E' in questa parte di mercato che Terna S.p.a. si approvvigiona delle risorse indispensabili per l'esercizio corretto della rete, al fine di risolvere congestioni intrazonali, di costituire una adeguata riserva di energia e di bilanciare in tempo reale i flussi all'interno della rete stessa. Sul MSD è, dunque, Terna ad agire come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato.

Il MSD è organizzato in una fase di programmazione costituita dal MSD ex-ante e nel Mercato del Bilanciamento in tempo reale (MB) i quali si svolgono in più sessioni.

Il MSD ex -ante si svolge in un'unica seduta che si apre alle ore 12.55 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.30 dello stesso giorno. Gli esiti delle negoziazioni vengono resi noti durante sei sotto fasi di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5 e MSD6), in un intervallo temporale che va dalle 21:15 del giorno precedente il giorno di consegna alle 18:15 del giorno di consegna.

Il MB si svolge in cinque sessioni all'interno delle quali vengono selezionate offerte relative a gruppi di ore riferite allo stesso giorno in cui si svolge la seduta. Le offerte accettate da Terna su questo mercato sono finalizzate allo svolgimento della Regolazione Secondaria e al mantenimento del bilanciamento fra prelievi e immissione di energia sulla rete.

1.1.2. Il Mercato Elettrico a Termine (MTE)

Il Mercato elettrico a termine è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.

Le negoziazioni eseguite sul Mercato a Termine sono organizzate in sessioni continue dalle ore 9.00 alle 17.30 dei giorni di mercato (eccezion fatta per il penultimo giorno di mercato del mese nel quale l'orario di chiusura è anticipato alle ore 14) e sono aperte a tutti gli operatori ammessi al Mercato Elettrico. Le tipologie di contratto legate alle negoziazioni nell'MTE sono:

- **Baseload:** si riferisce all'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna;
- **Peakload:** si riferisce all'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti fra il nono ed il ventesimo giorno appartenente al periodo di consegna, esclusi sabato e domenica.

La lunghezza dei periodi di consegna per questi contratti è del mese, trimestre o anno.

Gli operatori che avanzano offerte su MTE indicano tipologia e periodo di contratto al quale si riferiscono le offerte, informazioni utilizzate dal GME per organizzare all'interno di un book tutte le offerte in ordine di prezzo decrescente per le offerte di acquisto e crescente per le offerte di vendita. Solo per i contratti aventi durata superiore al mese l'erogazione avviene secondo il meccanismo della cascata, ovvero le posizioni del contratto annuale vengono divise in posizioni equivalenti sui contratti con scadenza trimestrale e mensile; quelle del contratto trimestrale a loro volta vengono divise in equivalenti posizioni su contratti con scadenza mensile.

1.1.3. Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (CDE)

La piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'index nasce dalla collaborazione fra il GME con Borsa Italiana S.p.a., la quale gestisce il mercato dei derivati dell'energia (IDEX), in seguito alla pubblicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 Aprile 2009 e della Legge 2/09 che ha avviato il processo di riforma del mercato elettrico . Lo scopo della creazione di questa piattaforma è consentire agli operatori partecipanti ad entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica attraverso il mercato del GME, i contratti finanziari con sottostante elettrico conclusi sull'IDEX.

1.1.4. Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

La Piattaforma dei Conti Energia a Termine consente di poter stipulare contratti di compravendita al di fuori del Mercato Elettrico gestito dal GME, con programmi di immissione e prelievo e prezzo di valorizzazione dell'energia che sono liberamente concordati fra operatori. Dal 1° aprile 2007 la delibera 111/06 AEEG individua nel GME il soggetto responsabile della gestione del PCE. E' indispensabile che, nella salvaguardia della sicurezza nell'esercizio della rete, la conclusione di questi contratti sia soggetta alla verifica della compatibilità con i vincoli della rete stessa.

CAPITOLO 2

Codice di Rete

Il Codice di rete è un documento rilasciato da Terna “*in conformità a quanto previsto nel D.P.C.M. 11 maggio 2004 in materia di unificazione tra proprietà e gestione della rete e sulla base delle direttive dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04*”.

L’oggetto di questo Codice è la trasmissione, il dispacciamento, lo sviluppo e la sicurezza della rete, definendo le relazioni tra Terna e gli utenti della rete, a partire dal 1° novembre 2005. Verificato dal Ministero delle Attività Produttive e dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas (con delibere 79/05 e 49/06) viene continuamente aggiornato per rispondere all’esigenza di rinnovamento del Sistema Elettrico Nazionale.

Il Codice di Rete si snoda in quattordici capitoli i quali trattano tutte le tematiche legate alla gestione ed esercizio della rete nazionale. In particolare i singoli capitoli sono:

1. *Accesso alla rete di trasmissione nazionale*
2. *Sviluppo della rete;*
3. *Gestione, esercizio e manutenzione della rete;*
4. *Regole per il dispacciamento;*
5. *Attività di misura;*
6. *Servizio di aggregazione delle misure;*
7. *Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione;*
8. *Bilancio energia;*
9. *Statistiche;*
10. *Salvaguardia della sicurezza;*
11. *Qualità del servizio;*
12. *Raccolta e gestione delle informazioni;*
13. *Comitato di consultazione;*
14. *Disposizioni generali.*

Il documento si conclude con l’elenco degli allegati del Codice di Rete.

2.1. Capitolo 4: Regole per il dispacciamento

I soggetti ai quali si rivolge questo capitolo del codice sono:

- Utenti del Dispacciamento (UdD): definiti dall'articolo 4 della Delibera 111/06 dell'AEEG sono "tenuti a stipulare con il Gestore della rete un contratto per il servizio di dispacciamento sulla base del modello contrattuale predisposto dal Gestore della rete nel documento A.26 di cui all'Appendice A del presente capitolo e nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità";
- Gestore del Mercato Elettrico (GME);
- Gestore della rete elettrica (Terna S.p.a.).

Il capitolo 4 del Codice di Rete si apre con una sintesi degli ambiti disciplinati. (1)

All'interno del Codice di rete vengono definite le Unità di Produzione, le Unità Virtuali e le Unità di Consumo, le quali si suddividono in diverse sezioni

Unità di Produzione

L'Unità di Produzione è costituita da una o più sezioni, raggruppate come segue.

- a) Sezioni non alimentate da fonti rinnovabili
 1. UP definita da una singola sezione di un impianto di produzione;
 2. UP composta da un raggruppamento di più sezioni:
 - i. con potenza complessiva non superiore a 50 MVA e appartenenti ad un medesimo impianto di produzione, purchè la produzione sia riferibile ad un'unica fonte di energia, o un unico punto di immissione;
 - ii. funzionalmente collegate allo stesso ciclo produttivo, come approvato dal Gestore della Rete all'atto di iscrizione nel registro GAUDI (Gestione Anagrafica Unica degli Impianti).

- b) Sezioni alimentate da fonti rinnovabili e in cogenerazione
L'UP è costituita da:
 - i. Insieme delle sezioni riferibili ad uno stesso impianto produttivo:
 - Idroelettrico;
 - Da fonte primaria rinnovabile di altro tipo;
 - Di cogenerazione.
 - ii. Insieme delle sezioni di impianti idroelettrici, approvati dal Gestore di rete, appartenenti alla medesima asta idroelettrica a patto che spostando la produzione fra le diverse sezioni non si generino congestioni.

Si possono ulteriormente classificare le Unità di Produzione secondo la taglia delle medesime:

- Unità di Produzione rilevanti: UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione ad essa riconducibili non inferiore ai 10 MVA. Tutte le UP rilevanti devono dotarsi di dispositivi tali da poter integrare le unità nei sistemi di controllo del Gestore della Rete, come descritto nel Capitolo 1 sezione B;

- Unità di Produzione non rilevanti: UP con potenza complessiva inferiore ai 10 MVA o che, pur rispettando i criteri delle UP rilevanti, sono inserite in un contesto strutturale che ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori alla soglia posta per le UP rilevanti.

Unità Virtuali

Le Unità Virtuali si suddividono in:

- Unità virtuali di produzione: aggregati di UP non rilevanti, facenti parte dello stesso UdD, della stessa tipologia e ubicate nella stessa zona;
- Unità di importazione e le Unità di esportazione: caratterizzate dai punti di importazione e di esportazione, di cui alla delibera n. 111/06 dell'Aeeg.

Unità di Consumo

Tutte le unità di consumo sono non rilevanti ed il punto di dispacciamento per le UC non rilevanti è costituito dall'insieme dei punti di prelievo che rispondono ai requisiti nella delibera n.111/06 dell'Autorità.

Registrazione delle unità

Ciascuna Unità di Produzione di Consumo deve essere registrata in GAUDI. Le modalità operative di registrazione sono definite dal Gestore della Rete.

Registrazione unità di produzione:

Ciascuna Unità di Produzione deve essere registrata all'interno del Registro delle Unità di Produzione (RUP). (2)

Registrazione unità virtuali:

Come avviene per le Unità di Produzione, anche le Unità Virtuali devono essere registrate all'interno del Registro delle Unità di Produzione, a cura del Gestore della Rete. (3)

Registro delle Unità di Consumo:

Il Gestore della rete definisce una Unità di Consumo per ciascun Utente di Dispacciamento e per ciascuna zona per la quale il medesimo UdD risulti utente del trasporto, avvalendosi per tale attività dei dati forniti dalle imprese distributrici.

Ciascuna Unità di Consumo viene registrata nel Registro delle unità di Consumo (RUC) a cura del Gestore della rete.

Il Gestore della rete provvede a comunicare a ciascun UdD i codici identificativi delle UC ad esso associate.

Il RUC riporta inoltre la qualificazione per la partecipazione delle unità di consumo al Mercato del Giorno Prima e a ciascuna sessione del Mercato Infragiornaliero.

2.2. Risorse per il Dispacciamento

Il Gestore della rete utilizza le risorse per il servizio di dispacciamento al fine di trovare risoluzione alle congestioni dei programmi di immissione e di prelievo e di esercire in sicurezza la rete.

Ciascuna Unità di Produzione abilitata alla fornitura di risorse per il servizio di dispacciamento dovrà risultare disponibile ad accettare modifiche, in incremento o in diminuzione, ai propri programmi aggiornati cumulati.

Le condizioni affinché le UP siano abilitate alla erogazione del servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni in fase di programmazione le UP sono descritte dettagliatamente all'interno del Capitolo 4. (4)

2.2.1. Risorse per la riserva primaria

La riserva primaria di potenza viene utilizzata dal Gestore della Rete al fine di far fronte alle differenze istantanee tra immissione e prelievo totale del sistema elettrico interconnesso.

Gli attuatori di questa azione di riserva sono regolatori di velocità delle turbine, i quali intervengono in tutti i generatori connessi in parallelo alla rete europea in risposta alla variazione di frequenza conseguente allo squilibrio fra produzione totale e fabbisogno totale, ma senza evitare la presenza di scarti di frequenza.

E' necessario che la riserva primaria di potenza sia sempre disponibile e distribuita omogeneamente all'interno della rete elettrica affinché sia indipendente dalla distribuzione istantanea di produzione e assorbimento e dal punto di origine dello squilibrio.

La fornitura di riserva primaria di potenza è la disponibilità per il Gestore di una banda di potenza di energia elettrica prodotta, asservita ad un dispositivo automatico che sia capace di modulare la potenza erogata da una Unità di Produzione, sia in aumento che in diminuzione, in risposta ad una variazione di frequenza.

Le caratteristiche del servizio che le unità di produzione erogano nella regolazione primaria sono specificate all'interno del Codice di Rete. (5)

2.2.2. Risorse per la riserva secondaria

Gestore della rete utilizza la riserva secondaria di potenza per ovviare allo scarto fra richiesta e produzione di energia, riporta gli scambi di potenza ai valori programmati e ristabilisce i valori di frequenza in linea con quelli della frequenza europea.

La funzione di regolazione secondaria viene eseguita da un regolatore centrale collegato ad un sistema di controllo del Gestore della rete.

La fornitura del servizio per la riserva secondaria di potenza da parte delle Unità di Produzione consiste:

- a) “nella fase di programmazione o nella fase di gestione in tempo reale, nel rendere autonomamente disponibile la semibanda di riserva secondaria nei programmi aggiornati

cumulati dell'UP abilitata o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile;

- b) nella fase di gestione in tempo reale, nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica del medesimo gruppo di generazione sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal Gestore della rete.”

Le Unità di Produzione rilevanti abilitate al servizio di riserva secondaria devono soddisfare dei requisiti come riportato nel codice di rete. (6)

2.2.3. Risorse per la riserva terziaria

La riserva terziaria di potenza viene utilizzata dal Gestore della Rete per ricostituire i margini rispetto ai valori di potenza minima e massima delle Unità di Produzione in esito al Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

L'attivazione della ricostituzione di questi margini, mediante regolazione terziaria, è attuata mediante la trasmissione di ordini di dispacciamento in tempo reale e non attraverso un meccanismo di regolazione automatica, come avviene con la riserva primaria di potenza e la riserva secondaria di potenza.

La riserva terziaria di potenza prevede due modalità di attuazione:

- la riserva terziaria di potenza a salire: prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di aumentare l'immissione o di ridurre il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete;
- la riserva terziaria di potenza a scendere: prevede la disponibilità di margini in esito al MSD che permettano in tempo reale di ridurre l'immissione o di aumentare il prelievo di energia dall'UP abilitata, nelle tempistiche stabilite dal Gestore della rete.

La costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza a salire deve avvenire nella programmazione di:

- (a) UP abilitate connesse in parallelo con la rete ma che non erogano la massima potenza;
- (b) UP abilitate in grado di sincronizzarsi con la rete nei tempi definiti dal Gestore della rete, di seguito riportati.

La costituzione dei margini di riserva terziaria di potenza a scendere deve avvenire nella programmazione di:

- (a) UP abilitate in parallelo con la rete ma non eroganti la minima potenza;
- (b) UP abilitate in grado di azzerare le proprie immissioni in tempi contenuti.

In base alla differenza di tempo nella risposta alla domanda di erogazione del servizio da parte del Gestore della Rete, la riserva di potenza a salire (scendere) si può suddividere in due tipi:

(a) *Riserva Pronta*: incremento (decremento) di produzione immesso (prelevato) in rete entro 15 minuti dalla richiesta del Gestore della rete con lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa ENTSO-E;

(b) *Riserva di Sostituzione*: incremento (decremento) di produzione immesso (prelevato) in rete entro 120 minuti dalla richiesta del Gestore della rete sostenuto senza limitazioni di durata con lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta 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.

Le Unità di Produzione rilevanti abilitate al servizio di riserva terziaria devono soddisfare dei requisiti come riportato nel codice di rete. (7)

2.2.4. Risorse per il Bilanciamento

Le risorse per il bilanciamento vengono utilizzate dal Gestore della Rete in tempo reale per svolgere importanti funzioni sulla rete elettrica quali:

- “(a) il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica;
- (b) la risoluzione di congestioni di rete;
- (c) il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza.

Per il servizio di bilanciamento il Gestore della rete:

- (a) attiva le risorse approvvigionate per la riserva terziaria di potenza;
- (b) accetta in tempo reale le offerte delle UP abilitate al bilanciamento presentate sul MSD.”

La partecipazione degli Utenti del Dispacciamento alle risorse per il bilanciamento si traduce nella capacità di modulare l'immissione o il prelievo di energia rispetto alla programmazione dei propri profili di potenza.

In base alle caratteristiche del servizio di bilanciamento, esso si articola in:

(a) bilanciamento in aumento: consiste nell'incremento dell'immissione o nella riduzione del prelievo rispetto alla programmazione dei propri profili di potenza;

(b) bilanciamento in diminuzione: consiste nella riduzione dell'immissione o nell'incremento del prelievo rispetto alla programmazione dei propri profili di potenza.

Le Unità di Produzione rilevanti abilitate al servizio di bilanciamento devono soddisfare dei requisiti come riportato nel codice di rete. (8)

2.2.5. Servizio di interrompibilità del carico

Il servizio di interrompibilità del carico è uno strumento mediante il quale il Gestore della Rete garantisce sicurezza al Sistema Elettrico Nazionale nonostante le risorse in generazione sul MSD dal quale si è approvvigionato non siano sufficienti all'alimentazione di tutti i carichi connessi.

Questo servizio è reso disponibile da parte di alcuni clienti finali i quali si rendono disponibili ad interrompere il proprio carico, secondo le modalità definite dal Codice. (8)

2.2.6. Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

La riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione si suddivide in due tipi differenti di servizio, a seconda dei soggetti che forniscono il suddetto servizio:

(a) riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di gruppo: consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di un gruppo di generazione ad un dispositivo di regolazione che automaticamente modula la produzione di potenza reattiva del gruppo in base allo scostamento della tensione del gruppo stesso da un valore di riferimento; (9)

(b) riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale: consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo di regolazione che automaticamente modula la produzione di potenza reattiva dei gruppi sulla base dello scostamento della tensione sulle sbarre AT della centrale. (10)

2.2.7. Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

La riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione consiste nell'asservimento della generazione di potenza reattiva di gruppi di generazione appartenenti ad una centrale ad un dispositivo di regolazione centralizzato che automaticamente modula la produzione di potenza reattiva dei gruppi sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti, detti nodi pilota, dal Gestore della Rete.

2.2.8. Rifiuto del carico

La fornitura del servizio di rifiuto del carico implica per un gruppo di generazione permanere in una condizione di funzionamento stabile indipendentemente dalla disconnessione del gruppo di generazione stesso dalla rete e alimentando i propri servizi ausiliari.

Gli Utenti del Dispacciamento, limitatamente alle UP termoelettriche nella propria titolarità comprendenti gruppi di generazione di potenza maggiore di 100 MW, devono fornire obbligatoriamente il servizio con opportuni impianti e personale addestrato.

2.2.9. Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del SEN è strettamente connessa all'esecuzione del Piano di riaccensione (PdR), coordinato dal Gestore della rete, al quale i gruppi di generazione idonei

disponibili devono partecipare secondo le prescrizioni del documento A.10 “Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale” di cui all’Appendice A del Capitolo 4 del Codice di Rete. (11)

2.2.10. Disponibilità all’utilizzo del telescatto

La disponibilità al telescatto consiste nella possibilità di essere disconnessi automaticamente dalla rete, al verificarsi di eventi predefiniti, mediante un dispositivo connesso alla Unità di Produzione controllato dal Gestore della Rete.

Gli Utenti del Dispacciamento delle Unità di produzione adeguate al servizio di telescatto devono comunicare al Gestore della rete:

(a) l’idoneità al servizio delle medesime UP;

(b) dell’indisponibilità al telescatto, con indicazione della durata della indisponibilità prevista, e della motivazione, tra quelle di cui all’allegato A.60 “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti vevoli ai fini del Mercato elettrico” di cui all’Appendice A del presente capitolo.

2.3 Progetto pilota Terna ai sensi della delibera 300/2017/r/eel dell'autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

“L’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico ha adottato la delibera 300/2017/R/eel recante “Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code europeo”.”.

Si apre con questa premessa il documento nel quale, considerata la Delibera 300/2017/R/eel dell’Aeegsi del 5 maggio 2017, Terna avvia una consultazione con gli operatori della rete elettrica nazionale con un progetto pilota, il quale si pone come finalità l’estensione alla partecipazione, in forma aggregata ai soggetti che finora ne erano esclusi, della domanda al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) “ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria e il bilanciamento”.

La delibera stabilisce che il progetto pilota debba riguardare:

- la partecipazione a MSD delle UP non abilitate;
- l’utilizzo di sistemi di accumulo in abbinamento a UP rilevanti abilitate alla partecipazione a MSD con lo scopo di migliorare ed incrementare la fornitura di risorse di dispacciamento nel rispetto delle prescrizioni del Codice di rete;
- le modalità di aggregazione delle UP e delle UC, secondo criteri di aggregazione territoriale coerenti con il modello implementato nell’algoritmo per la selezione delle offerte sul MSD, al fine di non violare in nessun caso i vincoli di rete.

La delibera prevede che possono essere costituiti aggregati, chiamati Unità Virtuali Abilitate (UVA), in particolare:

- unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), nelle quali sono presenti sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi sistemi di accumulo;
 - unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate da sole unità di consumo;
 - unità virtuali abilitate miste (UVAM), nelle quali sono presenti sia unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia unità di consumo;
 - unità virtuali abilitate nodali (UVAN), caratterizzate da unità di produzione rilevanti oggetto di abilitazione volontaria e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), e unità di consumo, connesse allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale;
- le modalità per la remunerazione dei servizi ancillari attualmente non remunerati.

Il progetto pilota presenta due punti principali da attuare contemporaneamente:

“a) qualificazione degli impianti di consumo alla partecipazione a MSD;

b) approvvigionamento a termine, limitatamente al periodo giugno-settembre 2017, di un quantitativo di risorse rese disponibili da impianti di consumo che siano stati qualificati per la partecipazione a MSD”.

La delibera 300/2017/R/eel prevede che Terna presenti un report delle attività riguardanti il progetto pilota secondo le seguenti modalità:

- entro data 30 giugno 2017 proponga all’Autorità un progetto pilota per estendere la partecipazione a MSD della domanda;
- entro data 31 luglio 2017 proponga all’Autorità un progetto pilota che includa nel MSD le unità di produzione attualmente non abilitate inclusi i sistemi di accumulo;
- invii all’Autorità, ogni trimestre, una relazione che presenti l’elenco dei progetti pilota proposti dagli operatori durante il trimestre, accompagnato da valutazioni circa la fattibilità di ciascun progetto;
- presenti all’Autorità, ogni trimestre e durante tutta la durata dei progetti pilota, una relazione recante i risultati ottenuti all’interno del progetto.

2.3.1 Qualificazione a MSD: Unità virtuali abilitate di consumo

Perno fondamentale del progetto pilota avviato da Terna riguarda la costituzione di Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC):

“Ai fini dell’approvvigionamento di risorse di dispacciamento per il tramite di impianti di consumo, la capacità di modulazione di tali carichi dovrà essere associata ad una Unità Virtuale Abilitata di Consumo (UVAC)”.

Per ogni UVAC si potrà tener conto di uno o più impianti di consumo, connessi in alta, media o bassa tensione, a patto che:

- a) gli impianti di consumo all’interno della stessa UVAC siano ubicati nel medesimo spazio di aggregazione, riferito o alla stessa provincia o dall’unione di diverse province la quale verrà in seguito ufficializzata da Terna ma, facenti parte della stessa zona di mercato;
- b) gli impianti di consumo all’interno della stessa UVAC siano equipaggiati di Unità Periferica di Distacco Carichi (nel seguito: UPDC) capace di rilevare e inviare i valori misurati riferiti al consumo totale del carico secondo quanto riportato nell’Allegato A.40 del Codice di Rete di Terna.

A valle della definizione della UVAC, il titolare della stessa dovrà comunicare a Terna:

- i punti di consumo (prelievo) associati alla UVAC;
- Potenza Massima di Controllo: potenza massima in prelievo, modulabile in riduzione, che il soggetto rende disponibile quale risorsa del dispacciamento.

I requisiti per l’ammissione dell’UVAC al Mercato del Servizio di Dispacciamento, come riportato nel documento di Terna, sono i seguenti:

- Gli impianti associati alle UVAC dovranno soddisfare i punti riguardanti la comunicazione a Terna dei punti di consumo e della Potenza Massima di Controllo;

- La Potenza Massima di Controllo dovrà essere pari almeno alla quantità minima di 10 MW; nel qual caso l'UVAC sia costituita da un aggregato di più impianti, questo requisito dovrà essere soddisfatto dall'agregato;
- ciascuna UVAC dovrà poter incrementare la propria immissione entro 15 minuti dall'ordine di Terna per una quantità pari almeno alla Potenza massima di controllo e mantenere questa riduzione per un intervallo di tempo di almeno quattro (4) ore consecutive.

Le UVAC saranno abilitate alla fornitura dei seguenti servizi previsti dalle Regole di Dispacciamento:

- riserva terziaria di potenza a salire, nella tipologia “riserva di sostituzione”;
- bilanciamento.

Non potranno essere abilitate alla fornitura delle altre risorse per il dispacciamento considerate nelle Regole per il Dispacciamento.

Per ciascuna UVAC i titolari assimilano gli obblighi previsti per gli UdD titolari di Unità di Produzione abilitate alla fornitura nelle Regole per il Dispacciamento. (12)

2.3.2 Profilo di Potenza UVAC

Il profilo di modulazione della potenza assorbita a scendere, da ora in poi definito come incremento della propria immissione, richiesto ad una UVAC in tempo reale mediante un ordine di dispacciamento è definito come di seguito riportato:

- successivamente all'emissione dell'ordine di Terna, nell'intervallo temporale uguale alla somma del Tempo di Risposta e del Tempo di Avviamento, l'UVAC dovrà avere un profilo di potenza immessa pari a zero;
- durante l'intervallo temporale costituito dai contributi del Tempo di Risposta e del Tempo di Avviamento, l'UVAC dovrà aumentare a gradino il proprio profilo di potenza immessa assestandosi al valore di Potenza Minima dell'UVAC;
- in seguito, l'UVAC aumenta in modo lineare la potenza immessa secondo un proprio Gradiente a Salire, fino al raggiungimento della Potenza Massima dell'UVAC;
- successivamente all'emissione di un ordine di dispacciamento, l'UVAC decrementa linearmente la propria immissione con una velocità pari al proprio Gradiente a Scendere, fino al raggiungimento della Potenza Minima dell'UVAC;
- infine, l'UVAC si assesta su un valore di Potenza Minima per un intervallo temporale definito Tempo di Arresto, prima di riportarsi su un profilo in diminuzione della potenza immessa che la riconduce a valori di potenza precedenti l'ordine emesso da Terna.

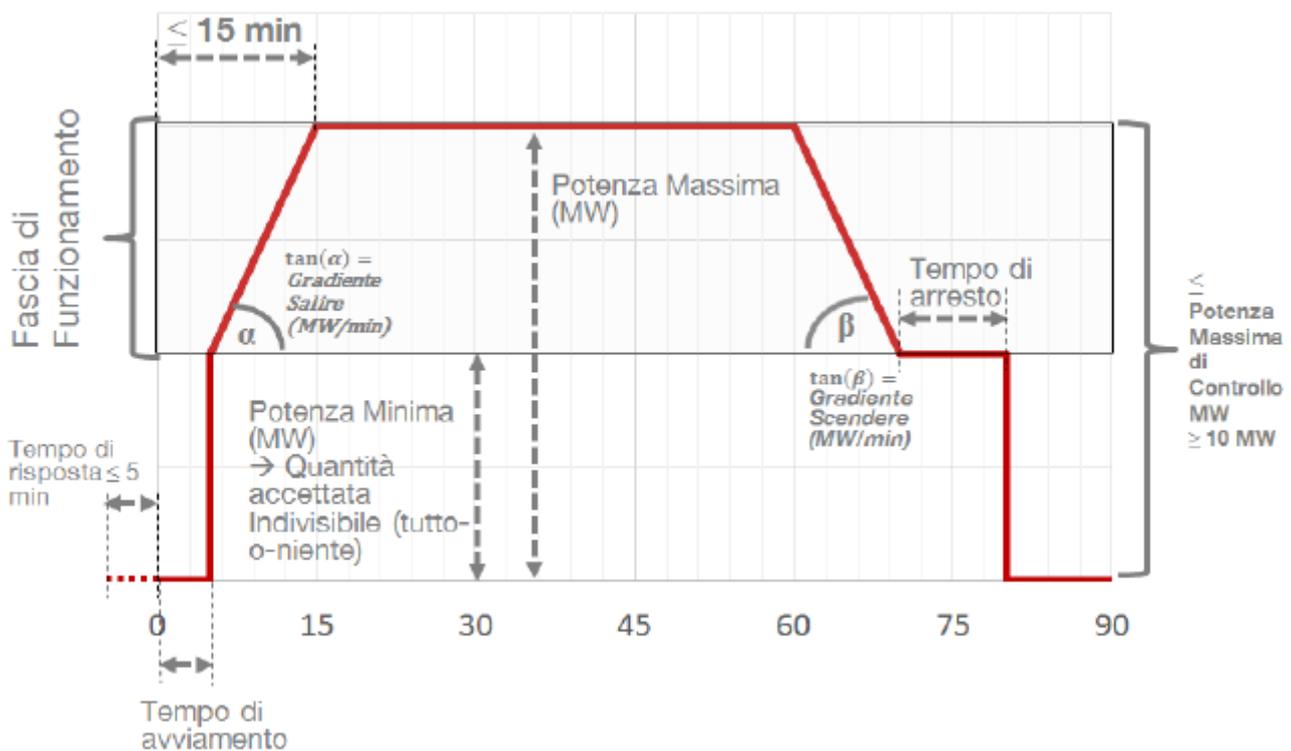


Figura 5. Profilo di potenza richiesto alle UVAC [2]

All'interno del documento di Terna viene posto agli operatori un quesito circa il profilo di potenza da fornire durante l'erogazione del servizio. In alternativa al profilo precedentemente descritto con modulazione della emissione di potenza, mediante opportuni gradienti, viene proposto agli operatori un altro profilo di immissione di tipo "tutto-o-niente", come illustrato nella seguente figura:

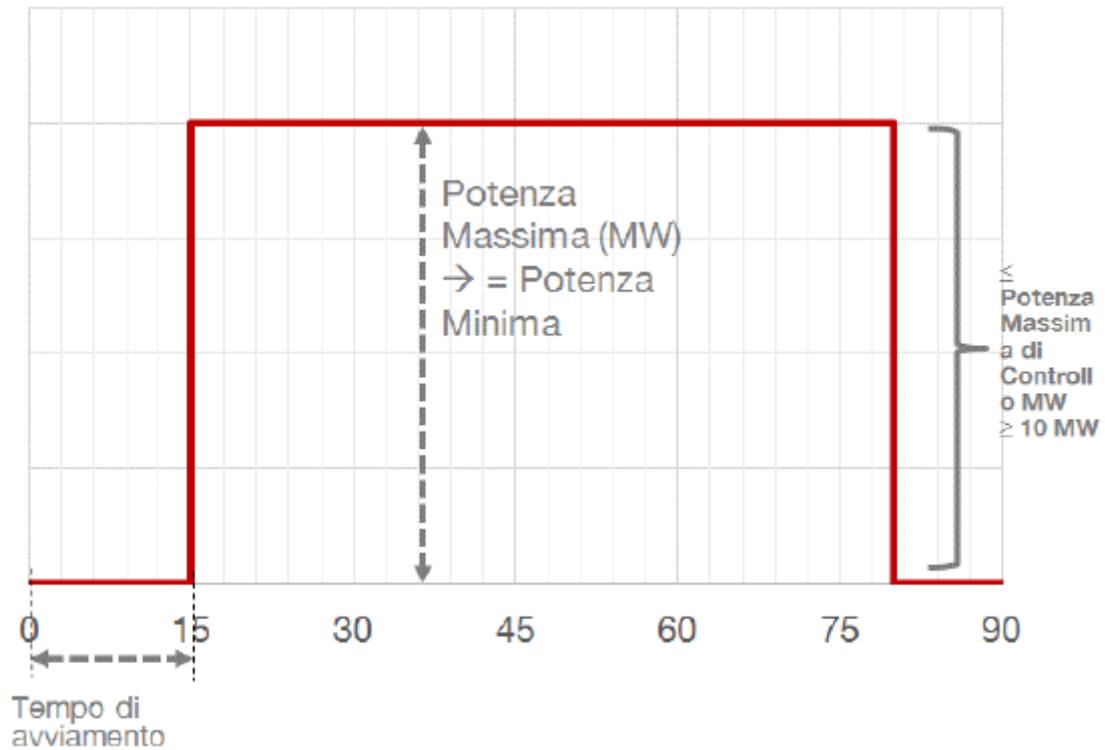


Figura 6. Profilo di potenza alternativo richiesto alle UVAC [2]

2.3.3 Prestazione e remunerazione

La verifica da parte di Terna della prestazione avviene per ciascun quarto d'ora del periodo al quale si riferisce la fornitura del servizio di dispacciamento.

Il successo della prestazione sarà verificato se, trascorsi i 15 minuti dall'invio dell'ordine da parte di Terna, per ogni quarto d'ora Q verrà verificata la condizione:

$$P_i \leq P_0 - P_d$$

dove:

- P_i : la potenza totale assorbita dalla UVAC misurata ogni 4 secondi ed integrata nel quarto d'ora Q;
- P_0 : è la potenza totale emessa dalla UVAC misurata ogni 4 secondi e integrata nell'ultimo quarto d'ora precedente l'invio dell'ordine di dispacciamento;
- P_d : è la potenza per la quale è stata richiesta da parte di Terna la riduzione di consumo ossia la quantità oggetto dell'ordine di dispacciamento;

Inoltre è contemplata una banda di tolleranza del 5% sull'incremento della potenza totale assorbita dalla UVAC (P_i) riferita al valore di potenza per la quale Terna ha richiesto la riduzione del carico. La misura fa riferimento al valor medio della potenza assorbita nel periodo considerato, ossia nel quarto d'ora, calcolato come media integrale dell'energia assorbita nello stesso intervallo temporale.

La definizione dell'approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento da parte dei titolari delle UVAC avviene secondo partecipazione ad una procedura d'asta, sulla base di un fabbisogno energetico stabilito da Terna per il quadrimestre giugno-settembre 2017.

Il fabbisogno di risorse stabilito da Terna verrà definito mediante due tipologie di allocazione:

1. attraverso due aste mensili che si riferiranno alla fornitura del servizio per l'intero mese oppure
2. per una parte mediante un profilo di potenza costante riferito all'intero quadrimestre e per il restante mediante aste mensili riferite ognuna al mese cui si riferiscono le aste.

L'approvvigionamento a termine dei servizi di dispacciamento si articola nei seguenti punti (13):

a) partecipazione al servizio riservata agli impianti di consumo siti nelle zone di mercato NORD e CENTRO-NORD;

b) offerta del servizio per almeno il 70% dei giorni di ogni mese;

c) offerta del servizio per almeno quattro ore consecutive, in una fascia oraria compresa fra le 14.00 e le 20.00;

d) remunerazione composta da un corrispettivo fisso ed uno variabile:

- Fisso: si propone di fissare un valore compreso tra 25.000 €/MW/anno e 30.000 €/MW/anno;
- Variabile: si propone di fissare un valore compreso tra 300 €/MWh e 400 €/MWh

Il corrispettivo fisso assegnato in esito alla procedura di allocazione verrà valorizzato, fermo restando il rispetto dell'impegno di offerta per almeno il 70% dei giorni di ogni mese, su base giornaliera come riportato nel documento. (14)

CAPITOLO 3

Rete elettrica P.I.Chi.

Il consorzio P.I.CHI. (Parco Industriale Chivasso) sorge a Chivasso, comune situato nella Città Metropolitana di Torino, in Piemonte.

Il consorzio, nasce sulle ceneri dello stabilimento Lancia di Chivasso che dal 1963 al 1993, con i suoi 1.120.000 mq di estensione, ha rappresentato il polo fondamentale della produzione di questo marchio storico, insieme agli stabilimenti di Borgo San Paolo a Torino, di Verrone in provincia di Biella e Bolzano.

Nel 1994 il Gruppo Fiat cede lo stabilimento Lancia di Chivasso alla Carrozzeria Maggiore, la quale continuò la produzione di vetture fino al 2003 continuandovi a costruire modelli Fiat, quali la Fiat Barchetta, la Fiat Panda Van, la Lancia Delta HF integrale 16V Evoluzione e la Lancia K Coupé. La riorganizzazione ad opera del Consorzio P.I.Chi. parte dal 2003, ospitando diverse aziende riconducibili all'indotto automotive, tra cui un'officina Abarth.



Figura 7. Parco industriale P.I.Chi. [24]

Il Consorzio vanta al suo interno un parco industriale solido e in evoluzione con la presenza di diversi impianti di produzione che contribuiscono significativamente a fornire energia utilizzata in tutto il complesso industriale, per alimentare fabbriche ed uffici. La connessione dei vari impianti su una linea MT a 6 kV confluisce in una stazione di trasformazione MT/AT, collegata direttamente alla linea AT di Terna a 132 kV.

3.1. Stato rete elettrica parco industriale P.I.Chi.

La rete elettrica del P.I.Chi. rappresenta uno snodo importante della rete nazionale, sia in termini di estensione che di valori di potenza prodotta e consumata. L'eredità del complesso industriale Fiat consiste in una solida e ben dimensionata rete elettrica, la quale, oltre a fornire energia a tutti i clienti del Consorzio, permette di poter espandere significativamente in futuro la potenza installata al suo interno.

Dal punto di vista delle grandezze, all'interno del parco industriale abbiamo:

- Tensione della rete elettrica: 6 kV;
- Collegamento con la rete elettrica nazionale gestita da Terna mediante una cabina di trasformazione AT/MT 6kV/132 kV;

La trasformazione della tensione da 132 kV a 6 kV è affidata a due trasformatori:

- Tensione: 132/15-6 kV;
 - Potenza: 20/25 MVA;
-
- Potenza elettrica generata:
 - Fotovoltaico: 2,3 MW;
 - Biomasse liquide: 17 MW;
 - Potenza elettrica carichi: 9 MW.

3.1.2 Impianti di produzione all'interno del P.I.CHI.

All'interno del Consorzio P.I.Chi. sono presenti tre impianti di produzione:

- una centrale a Biomasse liquide;
- due impianti fotovoltaici.

Impianto a Biomasse liquide "Biogen"

La centrale a biomasse Biogen, è alimentata ad olio vegetale ed è composta da un motore Wartsila 18V46 da 17 MWe con una turbina a ciclo organico Turboden da 1 MWe.

L'impianto fornisce alle aziende del parco industriale di Chivasso sia energia elettrica sia energia termica per riscaldamento e usi industriali, grazie ad un sistema integrato di cogenerazione, offrendo alle aziende operanti o che si insedieranno in futuro notevoli vantaggi in termini economici per l'approvvigionamento energetico. Inoltre il controllo delle emissioni è garantito da un sistema di abbattimento delle emissioni basato sulla tecnologia SCR ad urea.

Progettato in 6 mesi e realizzato in 12 mesi, le caratteristiche di questo impianto sono:



Figura 8. Impianto Biogen [16]

- Tipo di impianto: Centrale a Biomasse liquide (Olio Vegetale);
- Fase del progetto: in esercizio;
- Potenza totale (kWp): 18 MWe;
- Anno di entrata in funzione: 2013;
- Regione: Piemonte.

Si riporta la produzione oraria della centrale a biomasse Biogen a regime:

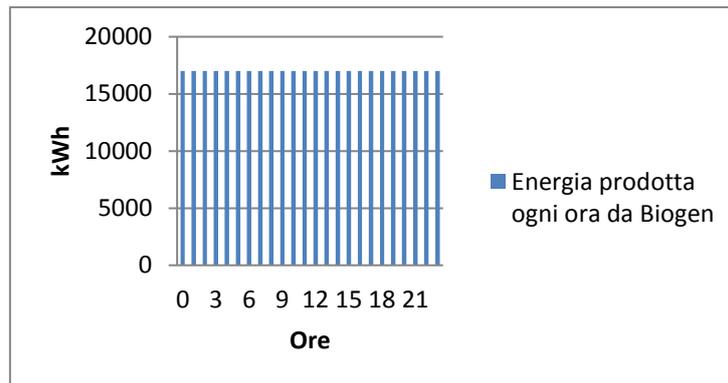


Figura 9. Produzione oraria Biogen

Impianto fotovoltaico Eliosgen

L'impianto fotovoltaico Eliosgen sorge nel parcheggio dei dipendenti del Consorzio P.I.Chi, in un'area di 30.000 mq. Attualmente è uno dei più grandi parcheggi fotovoltaici realizzati in Italia, capace di ospitare oltre 1000 macchine al coperto. Realizzato con una struttura modulare, questo sistema fotovoltaico a pensiline ha una potenza di 1.5 MWe, suddivisi in due sottocampi fotovoltaici da 0.5 MW e 1 MW indipendenti, in modo da massimizzarne il rendimento.

Tipo di impianto: Impianto solare fotovoltaico;



Figura 10. Impianto Eliosgen [16]

- Fase del progetto: in esercizio;
- Potenza totale (kWp): 1,5 MW su pensilina;

- Anno di entrata in funzione: 2010;
- Regione: Piemonte.

Realizzato nel tempo record di meno di 3 mesi, le tecnologie adottate in questo impianto prevedono

- Pannelli solari Aide Solar;
- Inverter Bacon 8000 series.

Si riporta in seguito il grafico relativo all'energia immessa e prelevata dall'impianto fotovoltaico annualmente:

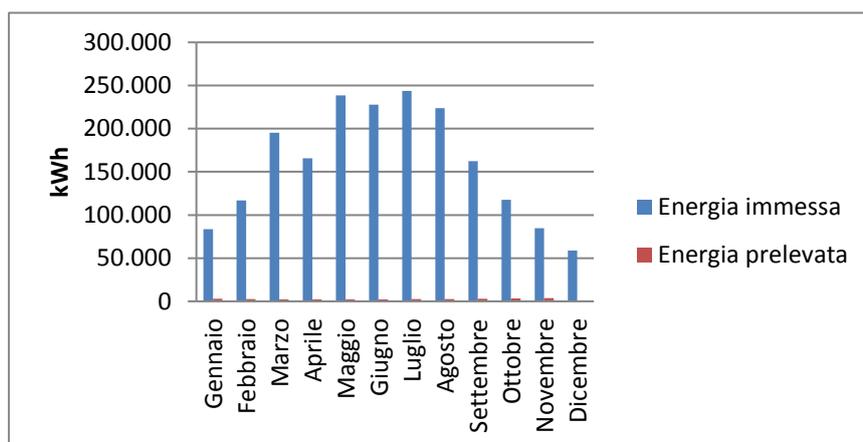


Figura 11. Produzione mensile Eliosgen

Impianto fotovoltaico "Soag group"

Questo impianto fotovoltaico sorge su un fabbricato industriale all'interno del P.I.Chi. successivamente ad un progetto di bonifica amianto. Progettato in 3 mesi e realizzato in 5 mesi.

- Tipo di impianto: Impianto solare fotovoltaico;
- Fase del progetto: in esercizio;
- Potenza totale: 770 kWp su pensilina;
- Budget: € 2.080.000;
- Regione: Piemonte.



Figura 12. Impianto Soag [16]

3.1.2. Schema unifilare cabina primaria Consorziato-Terna

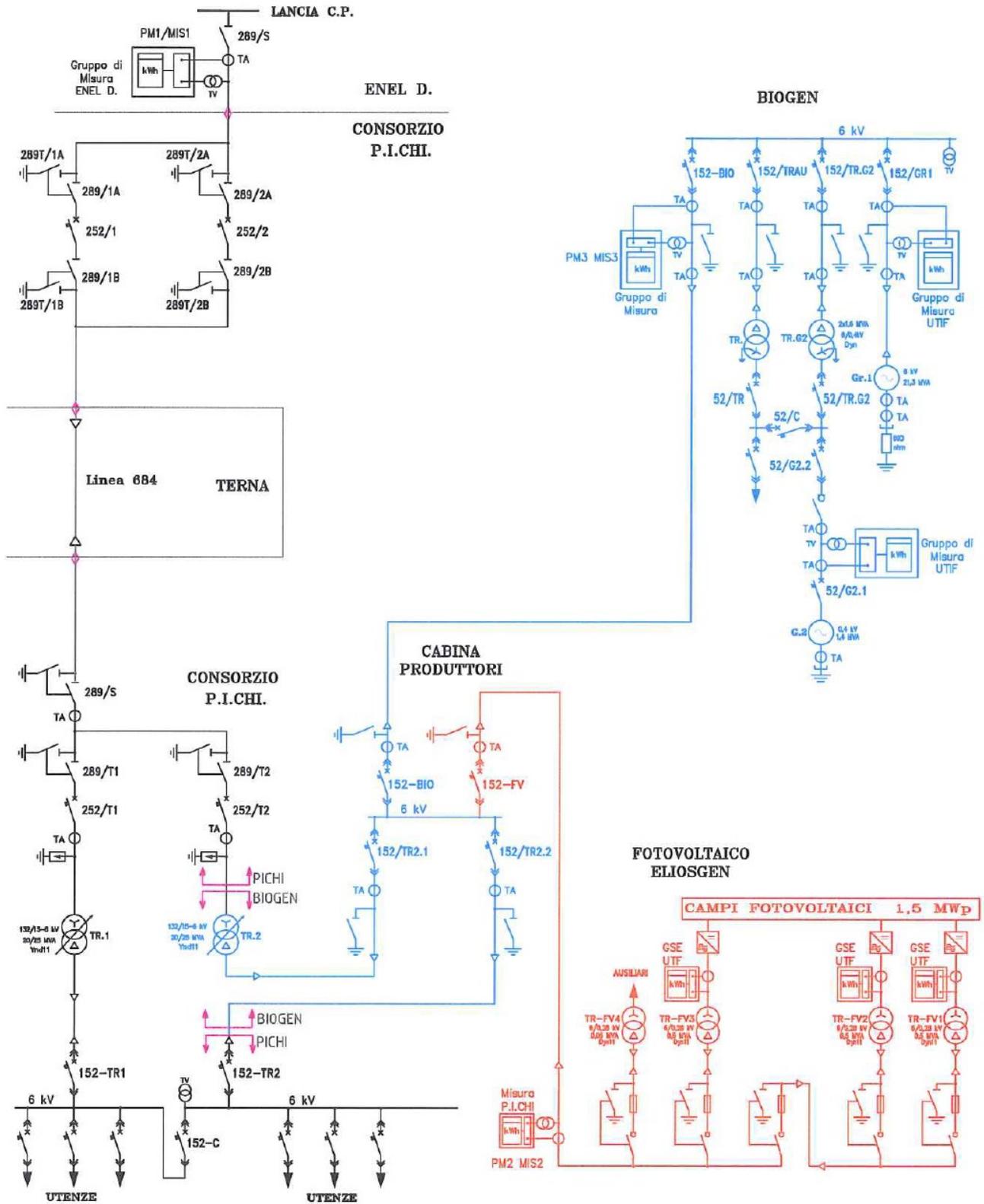


Figura 13. Schema unifilare cabina primaria

Il sistema di distribuzione all'interno del consorzio è di tipo ad anello come si può notare nella figura seguente; in particolare, in caso di guasto su un tratto dell'anello, l'apertura dei sezionatori agli estremi del tratto in avaria consente di isolarlo e di alimentare in ogni caso tutti i carichi.

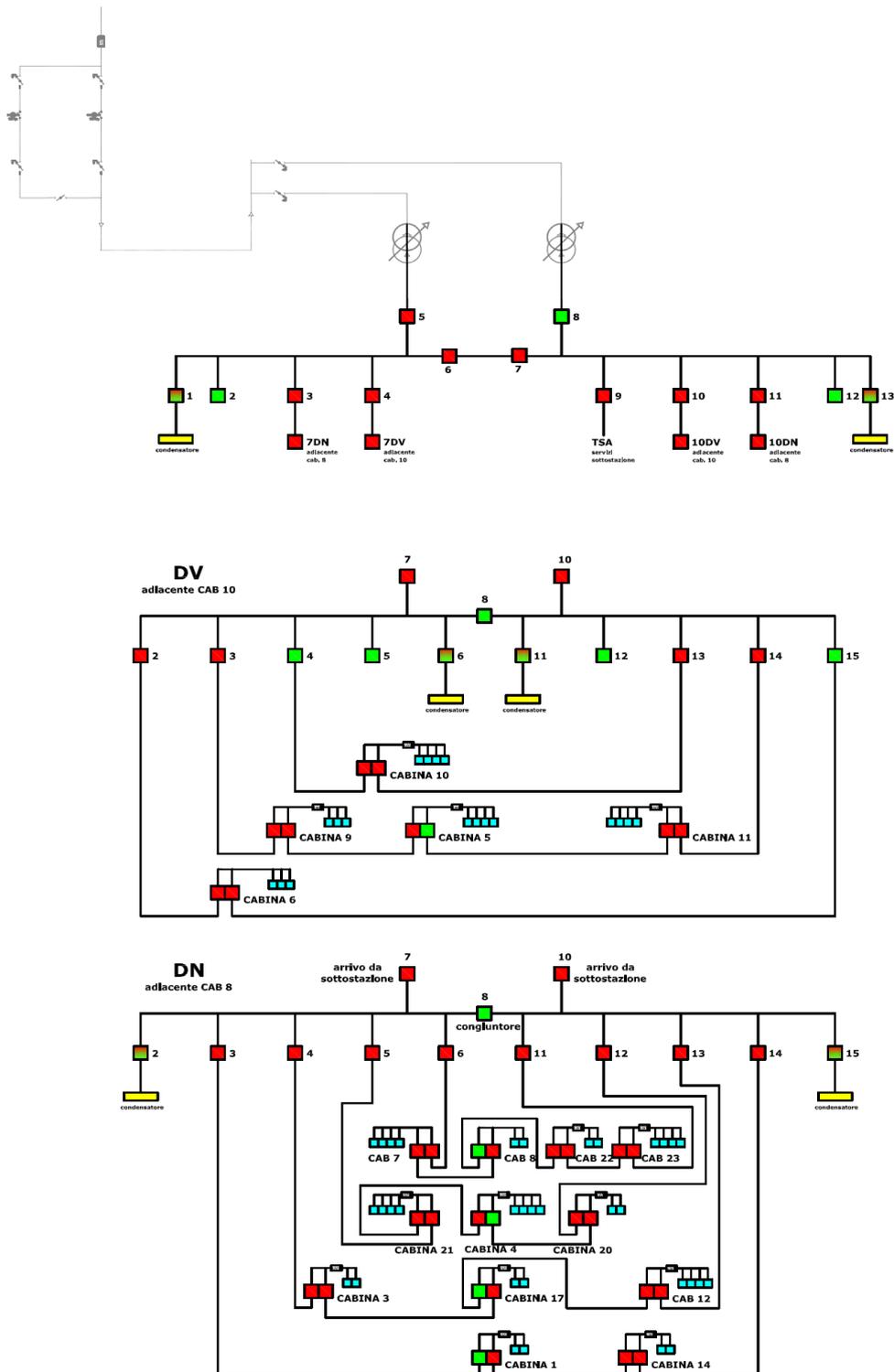


Figura 14. Configurazione ad anelli rete elettrica

Lo stato degli interruttori nella rete ad anello viene rappresentato, per semplicità di lettura, da una logica semaforica:

- Quadrato rosso: interruttore chiuso;
- Quadrato verde: interruttore aperto.

Dalle due precedenti figure possiamo individuare la corrispondenza fra gli interruttori denominati 5 ed 8 nello schema ad anello della rete e gli interruttori 152-TR1 e 152-TR2 nello schema unifilare. Si comprende come l'energia che viene prodotta dagli impianti di produzione Biogen ed Eliosgen venga venduta direttamente in rete, mentre gli utenti consumatori del consorzio si approvvigionino di energia dalla rete pubblica.

Sottostazione elettrica

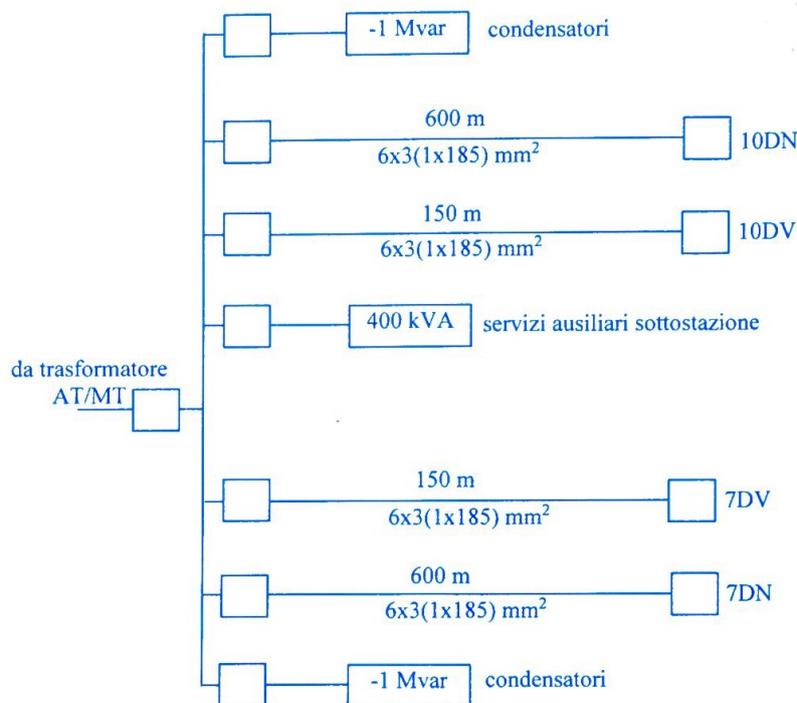


Figura 15. Sezioni cavi montanti

Dallo schema sopra riportato della sottostazione elettrica con relative sezioni dei cavi si evince come il dimensionamento delle linee che si dipartono dalla stazione sia ben sovradimensionato rispetto a quelli che sono i carichi connessi realmente a valle di queste linee.

3.1.3. Modellizzazione rete elettrica P.I.Chi.

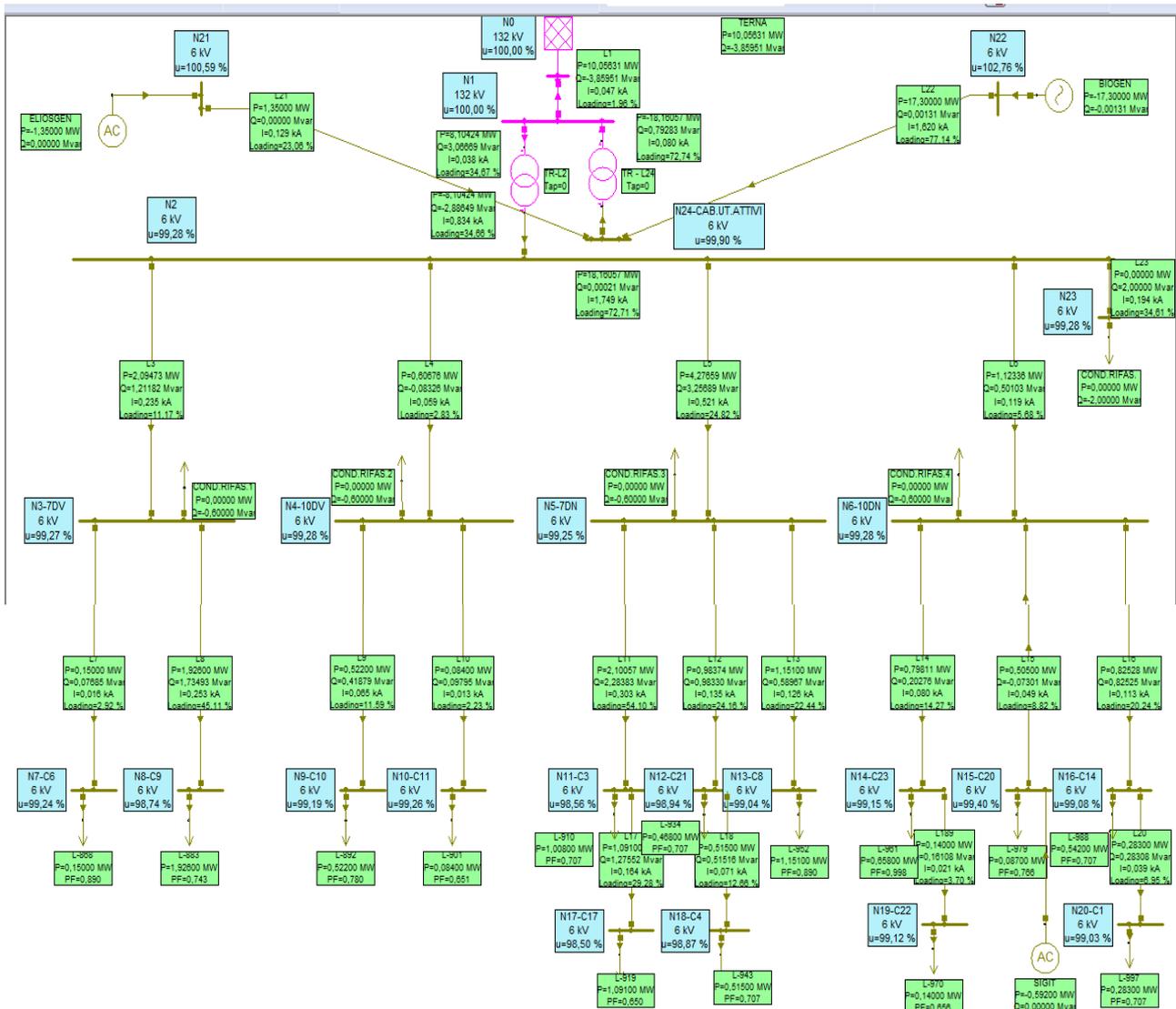


Figura 16. Rete P.I.Chi. su Neplan

Per la modellizzazione della rete elettrica e lo studio del Load Flow all'interno del Consorzio P.I.Chi. si è tenuto conto della porzione di rete in Media tensione esercita a 6 kV, la quale si distribuisce all'interno del parco industriale afferendo alle cabine a cui sono connessi i carichi, siano essi in media tensione, come nel caso di macchine industriali, o in bassa tensione, come nel caso di uffici o magazzini.

La rete del consorzio industriale è stata modellizzata sia in Neplan che in Matlab. Questa scelta deriva dalla possibilità di avere un confronto dei risultati tra modelli.

La rete elettrica è costituita da 24 nodi, nei quali abbiamo la seguente distribuzione di elementi della rete:

- Nodo 0: è il nodo rappresentante la rete nazionale gestita da Terna; esercito a 132 kV costituisce il nodo slack della rete, ovvero il nodo di riferimento del modello oggetto di studio;
- Nodo 1: nodo che rappresenta le sbarre alle quali sono connessi i primari dei trasformatori AT/MT da 20/25 MVA ciascuno;
- Nodo 2: da questo nodo partono le linee che, attraverso il passaggio ai nodi 3, 4, 5 e 6 arriveranno ad alimentare tutti i carichi del consorzio; inoltre a questo nodo è connesso, mediante una breve linea, un pacco di condensatori di rifasamento, necessari a bilanciare i consistenti flussi di potenza reattiva induttiva, richiamati da carichi fortemente induttivi, caratteristici dell'industria dello stampaggio (es. presse industriali);
- Nodi 3,4,5,6: oltre ad essere nodi di passaggio tra la connessione con Terna e gli utenti del consorzio, ospitano condensatori di rifasamento di 600 kvar per ogni nodo, anch'essi necessari per riportare il cos phi a livelli prossimi allo 0.9;
- Nodo 7: a questo nodo è connessa la cabina n°6, relativa al sistema di raffreddamento della centrale termica costituita da ventilatori di potenza pari circa a 150 kW;
- Nodi 8,9,10,11,12,13,14,16,17,18,19,20: sono connessi a questi nodi le cabine relative a tutti i carichi delle utenze del consorzio;
- Nodo 15: su questo nodo insiste la cabina n°20, alla quale è connesso l'impianto fotovoltaico da 770 kWp;
- Nodo 21: a questo nodo è connessa la cabina dell'impianto fotovoltaico Eliosgen di potenza 1.5 MWp;
- Nodo 22: su questo nodo è collegato l'impianto a biomasse liquide Biogen di potenza 17 MW;
- Nodo 24: nodo della cabina Utenti Attivi, al quale sono connessi i nodi relativi all'impianto Eliosgen e all'impianto Biogen.

I profili inseriti all'interno dei modelli sono tutti riferiti all'intervallo temporale del quarto d'ora.

Per i profili delle generazioni si sono utilizzati i profili dei due parchi fotovoltaici e dell'impianto a biomasse liquide forniti durante la fase di modellizzazione.

Per quanto riguarda le utenze, non essendo disponibili i profili di carico dettagliati al quarto d'ora, si sono utilizzati dei profili tipici di utenze industriali e di utenze terziarie, le cui potenze massime,

utili come riferimento per il profilo unitario, sono state classificate per i 12 mesi dell'anno, riferiti al biennio 2016/2017.

POTENZA MASSIMA PRELEVATA (kW)														
CABINA	AZIENDA	2017				2016								MAX
		gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	
ELIOS GEN (IMM.)		-875	-790	-1103	-1329	-1273	-1285	-1231	-1266	-1167	-1008	-942	-810	1329
ELIOS GEN (PREL.)		6	6	7	7	7	8	8	8	8	7	6	6	8
BIDGEN (IMM.)		0	0	-16920	-17652	-17592	-17668	0	-17652	-17652	-17496	-16848	-16824	17668
BIDGEN (PREL.)		202	212	116	373	339	362	56	302	224	261	267	340	373
LOTTO 5A/2 - CAB. 20	Utente x	-322	-491	-536	-592	-583	-587	-565	-540	-540	-468	-347	-299	592
LOTTO 5A/2 - CAB. 20	Utente x	41	32	29	23	31	56	49	47	32	47	34	38	56
LOTTO 2 - CAB. 3	Utente x	1008	932	976	997	943	954	1001	893	947	900	950	954	1008
LOTTO 2 - CAB. 17	Utente x	1069	1080	1022	1048	1048	1060	1084	929	1091	1060	1040	1076	1091
LOTTO 7A/1 - CAB. 23	Utente x	658	648	586	576	437	451	480	446	461	91	514	542	658
LOTTO 8B - CAB. 4 B.T.	Utente x	7	7	7	7	0	6	0	0	0	6	7	8	8
LOTTO 6 - CAB. 20	Utente x	30	30	30	30	30	30	31	30	30	30	30	30	31
LOTTO 17A - CAB. 1	Utente x	283	245	221	202	139	158	187	197	173	182	245	274	283
LOTTO 19 - CAB. 14	Utente x	542	522	520	518	499	477	524	450	482	468	508	513	542
LOTTO 18A - CAB. 9	Utente x	1124	1124	1125	1013	1327	1407	1349	1290	1266	1327	1357	1346	1407
LOTTO 4 - CAB. 4	Utente x	418	432	403	396	392	396	468	436	475	443	439	418	475
LOTTO 10 - CAB. 4 B.T.	Utente x	15	18	17	11	15	9	11	10	11	14	15	17	18
LOTTO 9 - CAB. 4 B.T.	Utente x	5	5	5	4	2	14	4	8	4	5	5	5	14
LOTTO 13B - CAB. 11	Utente x	78	72	72	66	72	72	84	78	78	78	78	54	84
LOTTO 13C - CAB. 10	Utente x	522	492	468	462	414	408	414	390	432	450	450	486	522
LOTTO 18B - CAB. 9	Utente x	501	462	444	437	496	486	496	159	293	485	517	519	519

Figura 17. Potenza massima mensile per ogni utenza

3.1.4. Load-Flow Rete Elettrica P.I.Chi.

Dalle simulazioni nei due programmi Matlab e Neplan emergono importanti risultati circa il funzionamento della rete elettrica del consorzio P.I.Chi. Lo studio si è concentrato su alcuni aspetti rilevanti dell'esercizio della rete, in particolare:

- valori delle tensioni nei nodi della rete;
- livelli di corrente nei rami della rete elettrica;
- stato delle perdite sui rami della rete;
- stato di caricabilità delle linee.

3.1.4.1. Tensioni nodali

Sono di seguito riportati graficamente i risultati riguardanti i profili di tensione in p.u. al quarto d'ora nell'intervallo temporale di 24 ore. La tensione base considerata è quella di esercizio della rete, ossia 6 kV.

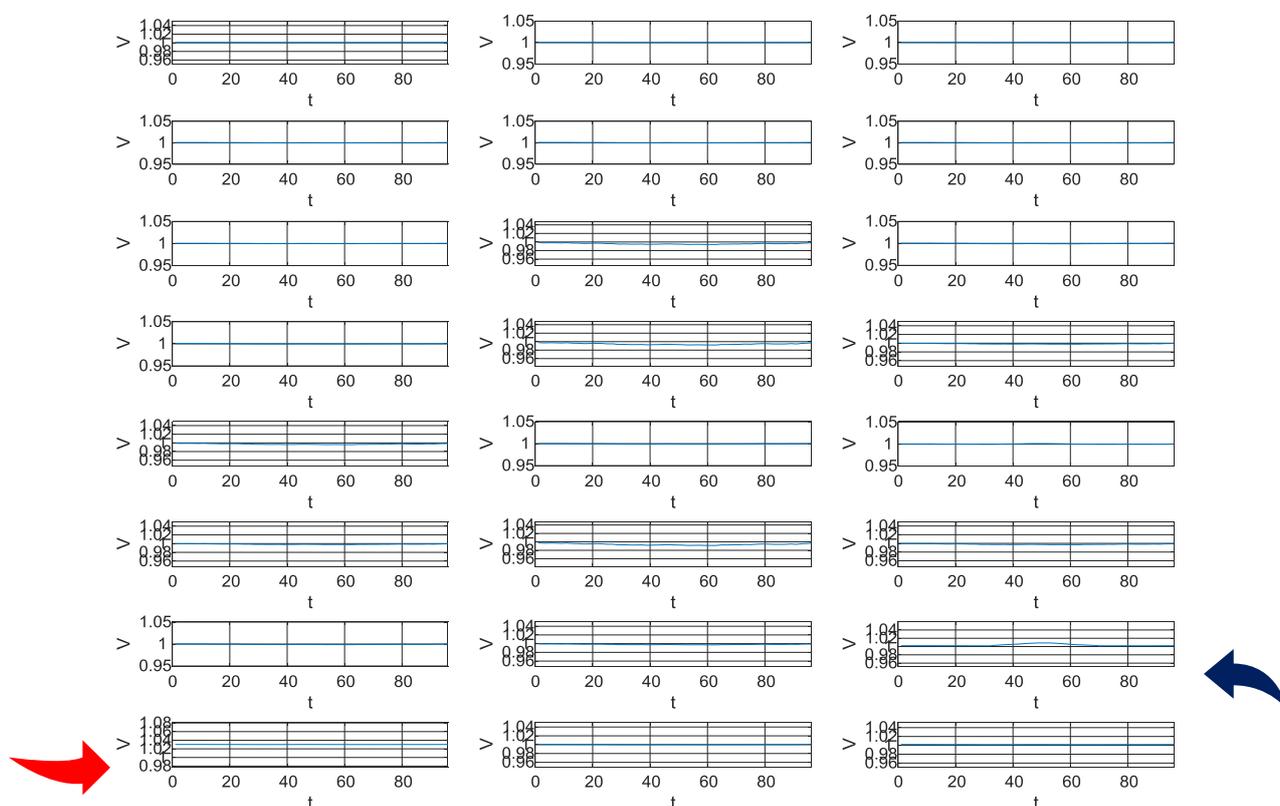


Figura 18. Tensioni nodali

Questi mostrano come nonostante i flussi consistenti di potenze immesse e prelevate, l'estensione della rete elettrica limitata al solo consorzio, del diametro inferiore al km (approssimando il consorzio all'interno di un'area circolare), abbia il beneficio di mantenere i livelli di tensione ben circoscritti all'interno dei valori limite superiori e inferiori, convenzionalmente definita come una banda del $\pm 5\%$ del valore nominale.

È facile constatare dai grafici la stabilità dei livelli di tensione nei nodi della rete, con andamenti del tempo sostanzialmente piatti e prossimi all'unità.

Fanno eccezione solo i valori di tensione riferiti alle generazioni Eliosgen e Biogen, connessi rispettivamente ai nodi 21 e 22 del modello della rete, e confluenti nella cabina "Utenti Attivi".

Il grafico riferito al parco fotovoltaico Eliosgen di potenza 1,5 MWp, indicato in figura da una freccia di colore blu, mostra un andamento sostanzialmente flat della tensione, ad eccezione di una sovratensione dell'ordine dell'1% in corrispondenza dell'intervallo temporale di massima produzione dell'impianto.

In rosso è indicato il nodo a cui afferisce l'impianto di produzione a biomasse liquide Biogen. Si può constatare come la produzione di 17 MW 24h su 24 induca sul nodo una sovratensione costante del 3%, e quindi al di sotto del valore limite imposto al 5% della tensione nominale.

3.1.4.2. Correnti nei rami

Sono di seguito riportati graficamente i risultati riguardanti i profili di corrente in p.u. al quarto d'ora nell'intervallo temporale di 24 ore

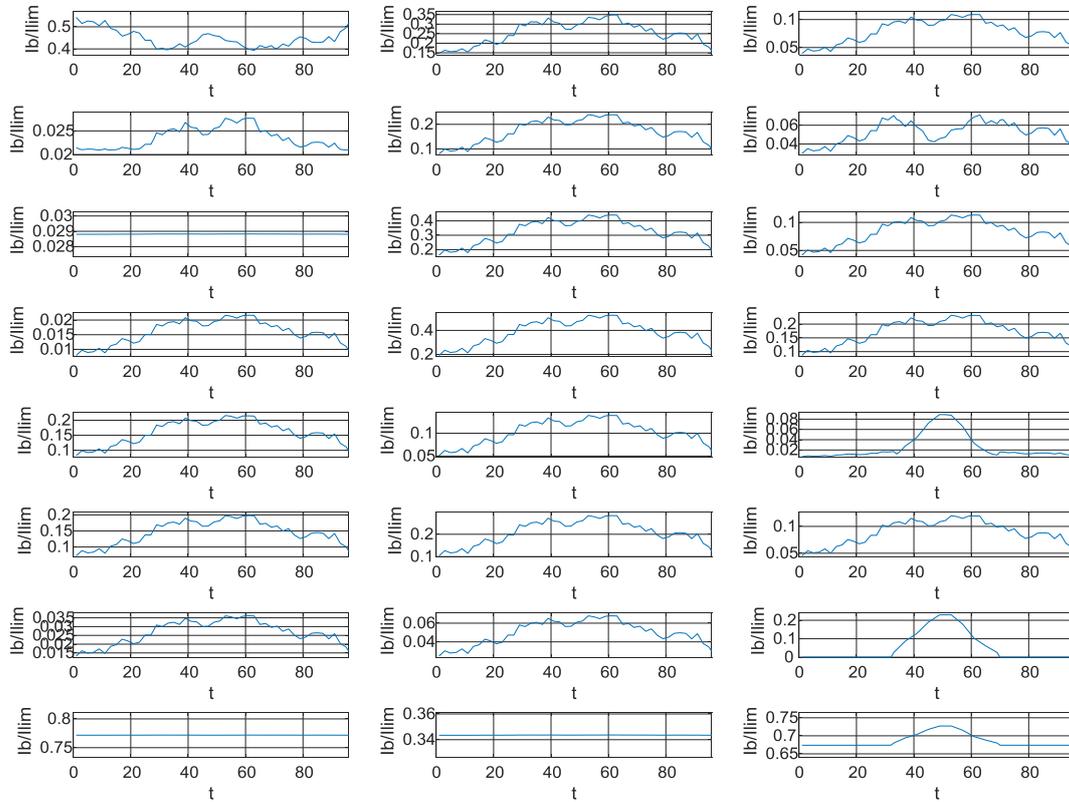


Figura 19. Correnti nei rami

3.1.4.3. Caricabilità delle linee

Al fine di valutare in quale percentuale vengano caricate le linee della rete si sono divisi i profili di corrente ricavati dal load flow per i valori di portata, i quali impongono i limiti termici raggiungibili in seguito al transito di corrente sulle linee.

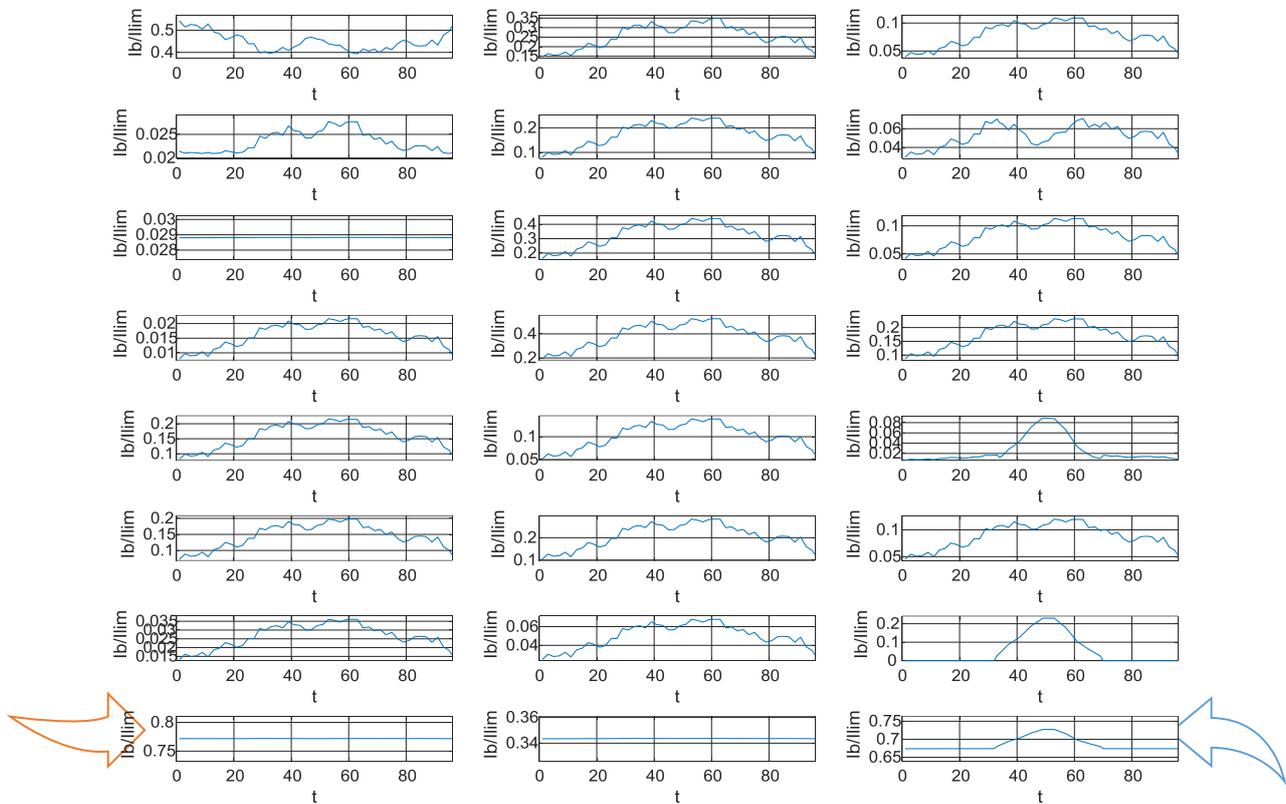


Figura 20. Caricabilità dei rami

Dai grafici sopra riportati risulta evidente come le linee siano attraversate da flussi di potenza lontani dai limiti termici imposti dal dimensionamento dei conduttori. Le uniche linee su cui si riscontrano valori di corrente consistenti rispetto alla portata sono la linea 22 e la linea 24, le quali connettono agli omonimi nodi rispettivamente l'impianto di produzione Biogen alla propria cabina (freccia rossa) e le produzioni di Eliosgen e Biogen che afferiscono contemporaneamente nella cabina Utenti Attivi (freccia blu).

3.1.4.4. Perdite sulle linee

Di seguito sono riportati i grafici rappresentanti i profili temporali di perdita di potenza sulle linee.

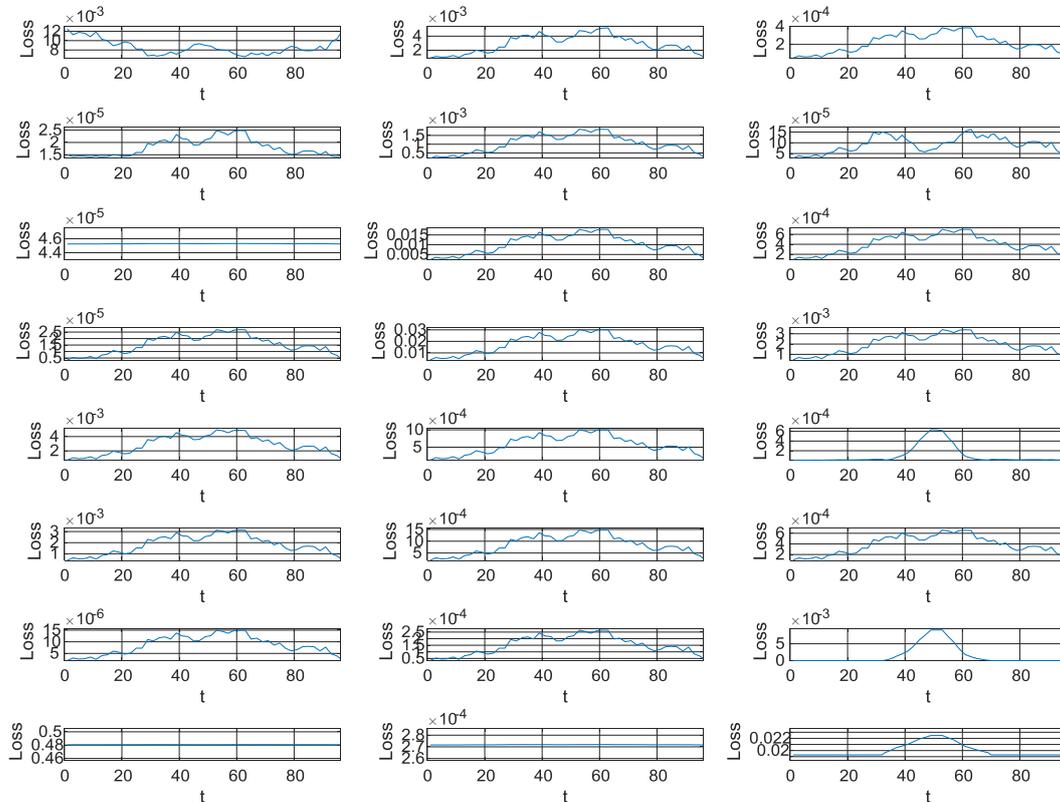


Figura 21. Perdite nei rami

Al fine di quantificare il livello di perdite all'interno della rete elettrica del consorzio e di confrontarlo con il carico installato al suo interno si è eseguito un algoritmo di load flow in un solo istante di tempo, nel quale fossero presenti contemporaneamente tutti i carichi a potenza nominale, quindi con profilo unitario, e da cui si sono ricavato i valori di perdita associati a questa condizione di rete.

Il risultato ottenuto dal rapporto fra:

- Somma delle perdite in tutta la rete nel tempo considerato;
- Somma di tutti i carichi a potenza nominale della rete,

è stata definita “ratio_percentuale”, rappresentante il valore percentuale di impatto delle perdite sulla rete rispetto al carico totale, ossia un indice di quale sia la consistenza delle perdite all'interno di una rete elettrica.

```
Current Folder
Name
rete_pichi_profilo_unitario.m

Command Window

perdite_totali =
    11.7093

Potenza_totale_carichi =
    8535

ratio_percentuale =
    0.1372

fx >>
```

Figura 22. Perdite percentuali nella rete

Il risultato ottenuto di un rapporto percentuale di circa 0,13%, ben si coniuga con quello che era il risultato atteso e già evidente nelle considerazioni precedentemente fatte sul sovradimensionamento della rete rispetto alla potenza installata al suo interno, di cui si beneficia anche in termini di perdite molto limitate dovuto ai valori di impedenza molto bassi dei rami della rete.

3.1.4.5. Scambio di potenza punto di connessione AT

L'evidenza dell'importanza del consorzio P.I.Chi. per la rete nazionale gestita da Terna si evince dal grafico sotto riportato, dove è rappresentato lo scambio di potenza nel punto di connessione che collega la rete MT a 6 kV del parco industriale con la rete in AT a 132 kV.



Figura 23. Profilo scambio potenza con Terna

Il flusso di potenza prodotta all'interno del consorzio si ripartisce, attraverso la sbarra AT a monte dei trasformatori, confluendo in parte verso i carichi interni che vengono alimentati direttamente dalla produzione installata e in parte verso la rete a 132 kV. La quantità di potenza diretta verso la rete nazionale oscilla fra un minimo di circa 9 MW nelle ore di massimo carico all'interno del parco industriale ed un massimo di oltre 13 MW, garantendo un flusso energetico consistente e molto utile ai fini della programmazione all'interno dei mercati elettrici.

CAPITOLO 4

Sistema di accumulo nella rete elettrica del P.I.Chi.

4.1. Necessità sistemi di accumulo nelle reti elettriche

L'avanzamento tecnologico riguardante le nuove tipologie di produzione di energia elettrica ha avuto come risultato la vasta diffusione sull'impiego di queste nuove tecnologie

Questa diffusione ha riguardato sia l'installazione di impianti di produzione dell'ordine delle centinaia di kW o MW, ma anche la produzione di energia in impianti domestici, quindi dell'ordine di pochi kW. Inoltre un mondo della ricerca in continuo movimento rispetto alle nuove fonti di energia elettrica ha reso sempre più appetibili economicamente gli investimenti in questa direzione.

L'impatto della massiccia penetrazione di queste nuove fonti di energia ha contribuito profondamente al cambiamento delle modalità di gestione delle reti elettriche. Per la maggior parte dell'energia prodotta da nuove fonti energetiche non ci sono profili di produzione prevedibili, infatti si parla di fonti di energia non programmabili, poiché dipendenti principalmente dall'aleatorietà delle condizioni climatiche, come si può constatare nelle fonti di energia fotovoltaica o eolica.

I flussi di energia transitanti sulla rete non completamente prevedibili che dalla generazione distribuita afferiscono alle linee di distribuzione e trasmissione, hanno reso necessaria una nuova visione circa la gestione dell'energia sulle reti elettriche.

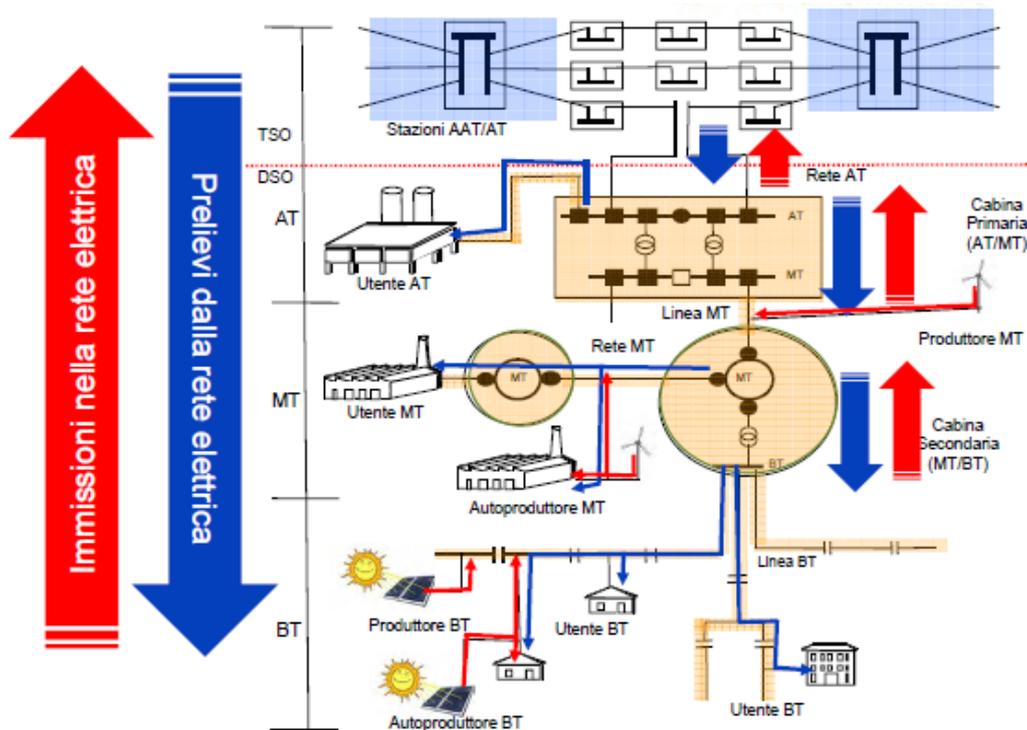


Figura 24. Flussi energetici nella rete elettrica nazionale [13]

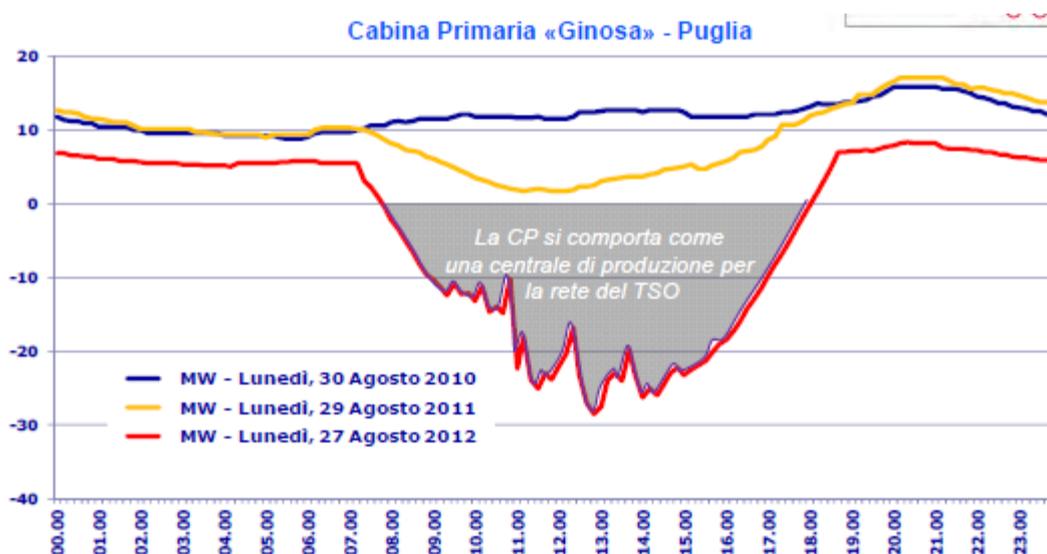


Figura 25. Profilo potenza nella cabina primaria Ginosa (Taranto) [13]

Una delle condizioni più critiche con la quale i gestori delle reti elettriche devono confrontarsi è la risalita di energia elettrica dalle reti di distribuzione sino alle reti di trasmissione, invertendo i flussi di energia nelle reti AT e AAT oltre che nelle cabine primarie

Nella figura 25 è possibile constatare come nella cabina primaria di Ginosa, città situata in Puglia, il progressivo incremento di impianti fotovoltaici ha determinato nella stagione estiva una imponente inversione dei flussi di risalita attraverso la cabina primaria.

Le più rilevanti problematiche introdotte dalla elevata penetrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico sono:

- Innalzamento valori delle correnti di corto circuito;
- Necessità di adeguamento del sistema di protezione e controllo;
- Regolazione della tensione e qualità del servizio;
- Complessa gestione e selezione dei guasti nella rete.

Questo implica sicuramente una evoluzione del sistema elettrico verso le “reti del futuro”, ossia reti con presenza di normali flussi multi-direzionali con ritorno dalla BT verso MT e AT, ma ha anche posto l’esigenza di poter controllare questi flussi.

Per far fronte a queste ingenti variazioni dei flussi di energia sulla rete si è resa necessaria la valutazione tecnologica circa la possibilità di poter accumulare l’energia in eccesso durante alcune ore del giorno, per restituirla in rete in modo da rendere i profili di produzione, per quanto possibile, costanti nel tempo, mediante redistribuzione nel tempo della energia prodotta. La conseguenza di questa necessità è stata una forte spinta verso l’adozione di sistemi di accumulo adeguati e l’incentivazione alla diffusione di questi sistemi attraverso meccanismi di remunerazione, come emerge dalla delibera 300/2017/R/eel dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico.

4.1.1. Tipologie sistemi di accumulo

Le tipologie di sistemi di accumulo sono molteplici e in continua evoluzione tecnologica grazie alla spinta propulsiva della ricerca in questa direzione.

I sistemi di accumulo possono essere definiti dai due parametri più importanti:

- Potenza [kW];
- Energia [kWh].

Le diverse tecnologie disponibili e più largamente diffuse sono principalmente:

- Batterie elettrochimiche;
- Supercondensatori;
- Accumulatori meccanici.

Le batterie elettrochimiche sono composte da celle elettrochimiche collegate elettricamente per fare in modo che differenze di potenziale generatesi ai capi delle celle possano sommarsi e sono composte da:

- Anodo: L'elettrodo nel quale si verifica la reazione di ossidazione dovuto alla perdita degli elettroni;
- Catodo: L'elettrodo nel quale si verifica la reazione di riduzione in conseguenza dell'acquisto di elettroni;
- Elettrolita: responsabile del passaggio degli ioni fra i due elettrodi determinando di fatto il passaggio di corrente nel circuito collegato alla cella.

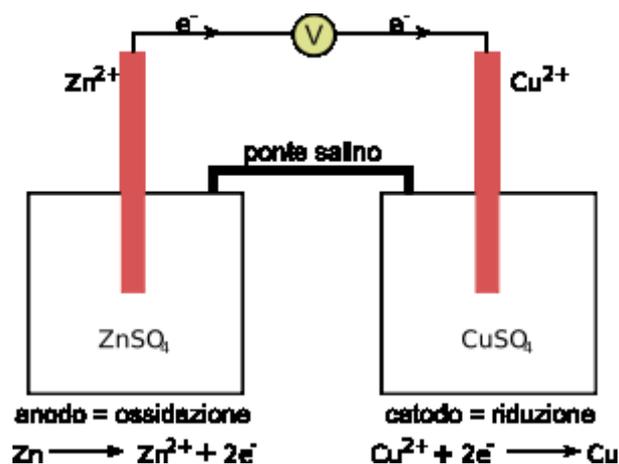


Figura 26. Cella elettrochimica [25]

Le tecnologie di accumulo elettrochimico sono diverse e si distinguono per gli elementi chimici responsabili della produzione di energia al loro interno. Le tipologie più importanti sono:

- Piombo-acido;
- Litio:
 - o Litio ioni;
 - o Litio Polimeri;
 - o Litio aria;
- Nichel-Cadmio;
- Zolfo;
- Zinco.

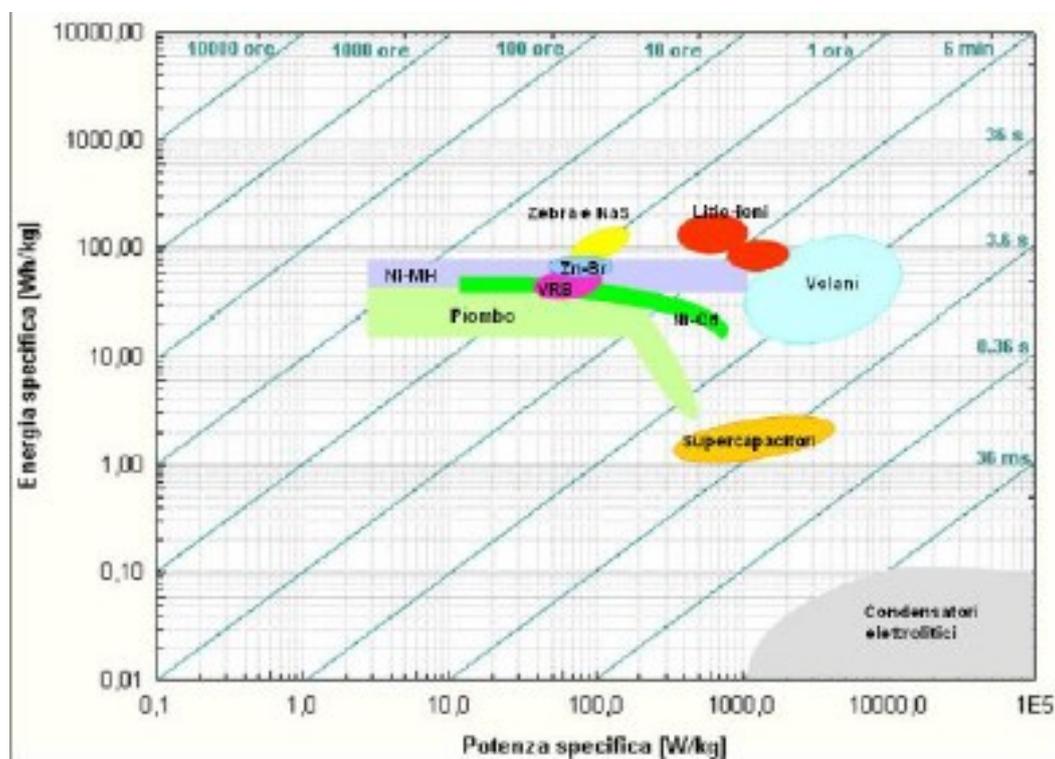


Figura 27. Grafico energia specifica – potenza specifica tecnologie accumulo [10]

Le funzionalità delle diverse tecnologie degli accumuli elettrochimici si esprimono mediante alcune caratteristiche:

- Potenza Nominale;
- Energia Nominale;
- SOC: State of Charge – indica lo stato di carica percentuale rispetto alla sua Energia nominale;

- DOD: Depth of Discharge – indica la profondità di scarica della batteria;
- Rendimento: indica la quantità di energia in uscita dalla batteria rispetto alla quantità di energia utilizzata per la fase di carica;
- Ciclicità: esprime il numero dei cicli di carica e scarica compiuti dalla batteria prima che le sue prestazioni decadano in modo irreversibile.

Una batteria elettrochimica è caratterizzata dal fatto di essere:

- Power Intensive: per applicazioni di potenza, con rapporto fra Energia Nominale e Potenza Nominale circa pari a 2;
- Energy Intensive: per applicazioni di energia, con rapporto fra Energia Nominale e Potenza Nominale che può essere prossimo a 10.

I supercondensatori sono dei condensatori ad altissima capacità rispetto ai normali condensatori, rispetto ai quali possono accumulare energia per unità di volume o massa circa 10 o 100 volte. Sono particolarmente utilizzati in applicazioni che richiedono rapidi cicli di carica e scarica piuttosto che in altre in cui è necessario un accumulo a lungo termine; infatti a differenza delle batterie elettrochimiche, le quali possono differenziarsi per applicazioni Energy Intensive o Power Intensive, hanno caratteristiche strettamente Power Intensive, come riportato nella Figura 28. Inoltre sono dotati di una performante ciclicità, con oltre 10^4 cicli utili.

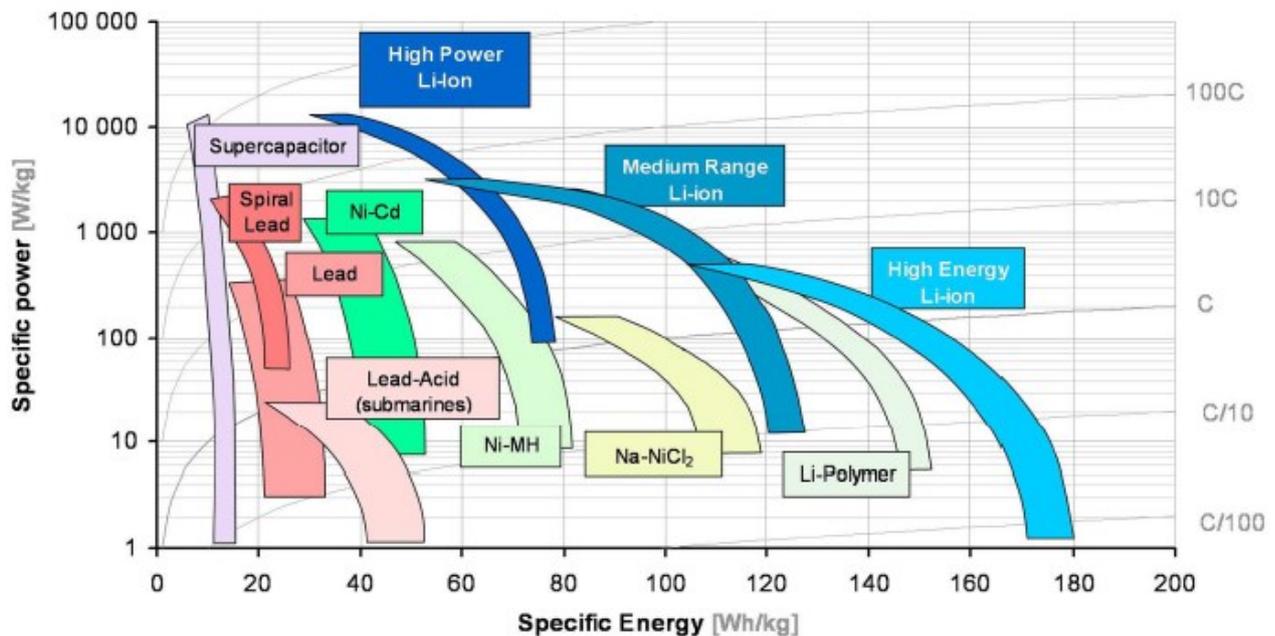


Figura 28. Grafico potenza specifica-energia specifica batterie elettrochimiche [26]

A differenza dei condensatori ordinari, i supercondensatori non utilizzano i dielettrici solidi convenzionali ma capacità elettrostatiche a doppio strato (double layer) e pseudocapacità elettrochimiche. Si distinguono fra loro varie tipologie:

- Condensatori elettrostatici a doppio strato con elettrodi al carbone o derivati i quali presentano capacità elettrostatica molto maggiore della pseudocapacità elettrochimica;
- Pseudocondensatori elettrochimici, i quali utilizzano elettrodi ai polimeri conduttori o a ossidi di metallo con una elevata quantità di capacità elettrochimica rispetto alla capacità elettrostatica;
- Condensatori ibridi, come i condensatori agli ioni di litio, i quali usano elettrodi con differenti caratteristiche: uno dotato di caratteristiche elettrostatiche e l'altro di caratteristiche elettrochimiche.

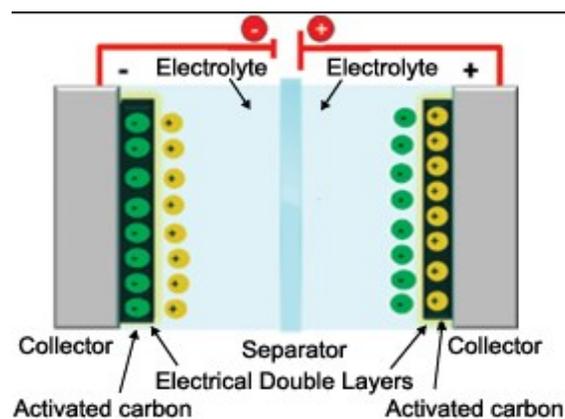


Figura 29. Struttura Supercondensatore [27]

Gli accumulatori meccanici costituiscono una soluzione di accumulo meno utilizzata rispetto ai principali sistemi di accumulo di tipo elettrochimico. È tuttavia possibile nel futuro un impiego più consistente di queste tipologie di sistemi di accumulo nei sistemi elettrici di potenza. Le principali applicazioni di accumulo meccanico sono quelle ad aria compressa e volani.

Nei sistemi ad aria compressa (CAES: Compressed Air Energy Storage) abbiamo un accumulo di aria in cavità sotterranee ermetiche a pressioni molto elevate, utilizzata successivamente per la produzione di energia in un impianto turbogas. La validità di questo sistema consiste nel poter accumulare energia nelle ore in cui l'energia elettrica necessaria per i compressori utilizzati costa poco, per poi riutilizzarla quando i costi dell'energia sono più elevati.

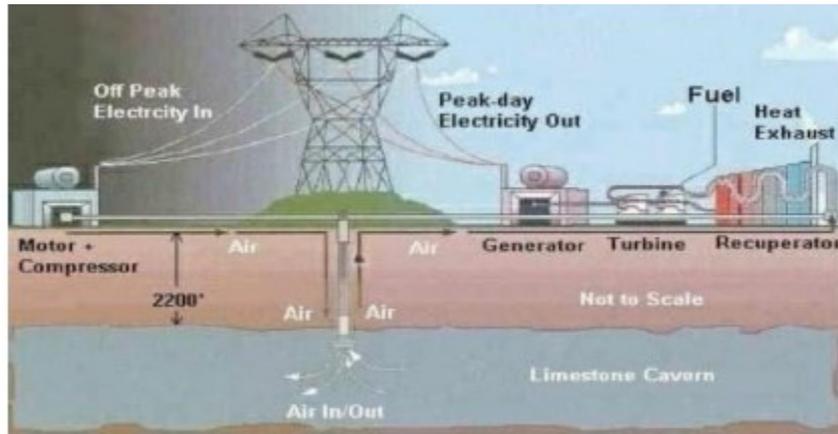


Figura 30. Impianto CAES [10]

Un impianto CAES è costituito sostanzialmente da

- Una cavità di raccolta dell'aria;
- Compressore che comprime l'aria all'interno della cavità;
- motore/generatore collegato alla turbina per la generazione di energia elettrica;
- scambiatore rigenerativo.

Un'altra tipologia di accumulo meccanico è quella dei volani, che sfruttano il principio di accumulo di energia per mezzo di una massa rotante intorno ad un asse accoppiati a motori reversibili che permettano sia di accumulare energia mediante la messa in rotazione del volano e sia di restituirla sotto forma di generatore nella rete in cui sono connessi.



Figura 31. Struttura volano [10]

4.2. Inserimento sistema di accumulo elettrochimico nella rete elettrica del P.I.Chi

4.2.1. Caratteristiche del sistema di accumulo

Il sistema di accumulo inserito all'interno della rete elettrica del parco industriale deve rispondere alla necessità di rendere sempre disponibile, ai fini del servizio di regolazione terziaria previsto dal progetto pilota avviato da Terna, 10 MW di potenza per una durata di 4 ore fra le 14.00 e le 18.00, quindi con una capacità di 40 MWh.

Gli impianti di produzione all'interno del parco industriale riescono a soddisfare questa condizione in alcune ore del giorno, ma non nell'intervallo di tempo specifico in cui è richiesto il servizio di regolazione terziaria. Questo gap fra minima potenza richiesta per accedere al progetto pilota e potenza prodotta dalle unità di produzione all'interno del consorzio è affidato allo storage il quale assolverà a due funzioni:

- Fornire potenza ed energia necessaria al raggiungimento della potenza minima richiesta in uscita verso la rete di trasmissione nazionale gestita da Terna e quindi fare in modo che la rete del consorzio possa accedere al progetto pilota;
- Massimizzare il ricavo negli intervalli di tempo in cui non fornirà servizio di regolazione terziaria, contribuendo mediante cicli di carica e scarica, alla vendita di energia nel mercato elettrico.

Al fine di adempiere a queste due funzioni la taglia del sistema di accumulo scelto sarà:

- Potenza nominale: 2 MW;
- Energia nominale: 8 MWh;

Il sistema di accumulo, inserito nel modello della rete elettrica del programma in Matlab precedentemente illustrato, è stato connesso nella cabina "Utenti attivi", dove sono connesse le due unità di produzione dell'impianto a biomasse liquide Biogen, di circa 17 MW, e l'impianto fotovoltaico Eliosgen, con potenza di picco intorno a 1,5 MW. Il servizio di regolazione terziaria è stato modellizzato con un carico connesso al nodo 1, rappresentate proprio il carico visto dalla rete al momento della richiesta di Terna dei 10 MW del servizio di regolazione terziaria.

4.2.2. Ottimizzazione funzione Ricavo da vendita di energia - Ant Colony Optimization (ACO)

Il comportamento del sistema di accumulo elettrochimico inserito nella rete elettrica del parco industriale, ovvero i cicli di carica e scarica, sono stati programmati al fine di massimizzare una funzione ricavo, così espressa:

$$\text{RICAVO_PICH} = [(\text{Ricavo vendita energia per servizio regolazione terziaria}) - (\text{Ricavo vendita energia mercato elettrico})];$$

- *Ricavo vendita energia per servizio regolazione terziaria:*
il prodotto dell'energia immessa nella rete nazionale richiesta dal servizio di regolazione terziaria, quindi transitante nel ramo dove è stato modellizzato il carico della regolazione terziaria, per il prezzo riconosciuto da terna al MWh (300 - 400 €/MWh).
- *Ricavo vendita energia mercato elettrico:*
il prodotto dell'energia immessa nella rete nazionale e remunerata secondo i prezzi riconosciuti nel Mercato del Giorno Prima (MGP), mediamente pari a 50 €/MWh.

Il metodo di ottimizzazione implementato in Matlab per massimizzare questa funzione è quello dell'ANT COLONY OPTIMIZATION.

L'Ant Colony Optimization (o algoritmo della colonia di formiche) è un algoritmo di ottimizzazione che si basa sul comportamento delle formiche di una colonia per minimizzare il percorso verso una fonte di cibo.

In alcuni studi condotti alla fine degli anni '80 da alcuni biologi, è stato rilevato sperimentalmente come una colonia di formiche, avendo a disposizione una moltitudine di percorsi fra la colonia e il cibo, tendesse ad utilizzare il percorso più breve per raggiungere il cibo e ritornare nella colonia. Questo fenomeno è dovuto al rilascio, da parte delle formiche, di una sostanza chimica chiamata feromone, la quale viene utilizzata da molti organismi viventi per trasmettere informazioni ad altri individui della stessa specie, ma che è soggetta ad evaporazione. Infatti nonostante il percorso di andata verso il cibo sia più o meno casuale, il ritorno verso la colonia è pressoché diretto. Questo implica che il feromone rilasciato durante i percorsi delle prime formiche verso il cibo evaporino, poiché tutti casuali e quindi non replicati e soggetti ad evaporazione del feromone, mentre quello rilasciato durante il percorso di ritorno sia sempre più incrementato. In questo modo le formiche saranno incentivate dalla presenza di feromone a percorrere il percorso più breve e veloce.

Il principio del minor percorso per raggiungere il cibo è stato applicato concettualmente nello stesso modo per programmare gli stati di carica nel tempo del sistema di accumulo.

Rappresentiamo in un grafo:

- Orizzontalmente gli “stadi”: gli intervalli di tempo in cui vogliamo condurre lo studio, nel nostro caso poiché si dispone di profili al quarto d’ora si è utilizzato lo stesso criterio di scelta degli intervalli di tempo;
- Verticalmente gli “stati”: gli SOC possibili dello storage all’interno della sua Energia Nominale.

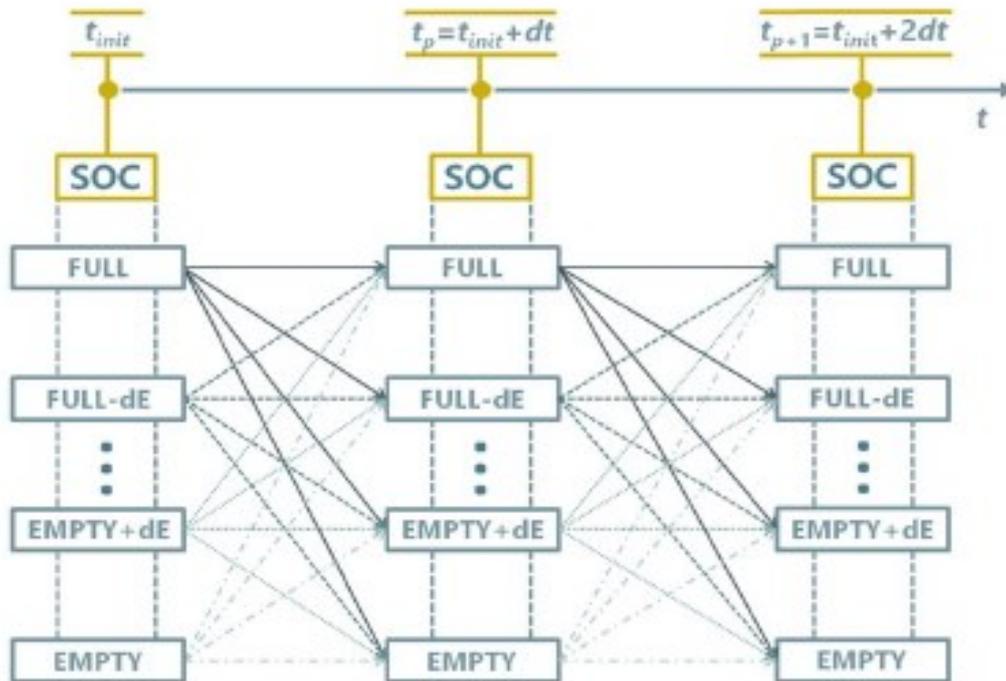


Figura 32. Grafo State of Charge [5]

I percorsi possibili fra lo SOC iniziale e l’SOC finale sono molteplici, poiché ogni stato è collegato a tutti gli stati nello stadio successivo.

Le formiche del nostro processo di ottimizzazione compiono un percorso che inizialmente, cioè alle prime iterazioni dell’ottimizzazione, sarà casuale, ma successivamente sarà indirizzato verso il percorso a maggior ricavo, proprio mediante un processo di aggiornamento del feromone finalizzato ad aumentarne la quantità nei percorsi che danno come risultato un maggior ricavo.

Tuttavia si è posto come vincolo nella transizione da uno stadio all’altro, la quantità massima di energia che lo storage poteva immettere o assorbire nell’intervallo di tempo da noi scelto, per evitare che processi di carica e scarica al di sopra della capacità del sistema di accumulo possano danneggiarlo.

Per poter esplorare tutte le soluzioni e non fermarsi in un massimo locale, si è implementata una regola pseudorandom di transizione da uno stadio all’altro:

considerando J lo spazio degli stati raggiungibili nello stadio successivo dalla formica, la funzione di probabilità per tutti i nodi possibili nello stadio successivo si calcola come:

$$f_{prob}(i, j) = \frac{\tau_{ij}^\alpha \cdot \eta_{ij}^\beta}{\sum_{\forall l, m \in \Gamma^{(i)}} \tau_{im}^\alpha \cdot \eta_{im}^\beta}$$

dove:

- τ : è il feromone tra il nodo i e il nodo j nello stadio successivo;
- η : è l'informazione euristica, ossia la funzione obiettivo fra il nodo i e il nodo j nello stadio successivo;
- α e β : sono due parametri che permettono di modulare l'importanza del feromone e della informazione euristica;
- f_{prob} : è la probabilità relativa di scegliere il nodo j come nodo successivo, fra tutti quelli raggiungibili nello spazio J;
- q_0 : numero random scelto ad ogni iterazione, necessario per gestire le transizioni da un nodo all'altro.

La scelta dello stato nello stadio successivo viene fatta secondo questo criterio:

- scelgo un numero random q_0 ;
- confronto le f_{prob} calcolate con q_0 :
 - Seleziono le $f > q_0$ e scelgo il nodo con la f più bassa;
 - Se le f sono tutte $< q_0$ scelgo la f con valore più alto.

Tradotto in formula:

$$J^{(i)} = \begin{cases} \max_j (f_{prob}(i, j)) & \forall j \in \Gamma^{(i)} \cap f_{prob}(i, j) < q_0 \\ \min_j (f_{prob}(i, j)) & \forall j \in \Gamma^{(i)} \cap f_{prob}(i, j) > q_0 \end{cases}$$

Per portare in conto la quantità di feromone rilasciata dalle formiche in ogni percorso sono state utilizzate due modalità di aggiornamento:

1. Aggiornamento locale, secondo la formulazione:

$$\tau_{ij}^{k+1} = (1 - \chi) \tau_{ij}^k + 1 / \eta_{ij}$$

dove χ rappresenta un parametro responsabile dell'evaporazione del feromone e k si riferisce alla k-esima iterazione.

Questo aggiornamento del feromone permetta di esplorare diverse regioni dello spazio di soluzioni nelle prime fasi dell'ottimizzazione, poiché il secondo termine è inversamente proporzionale alla funzione euristica η_{ij} , la quale corrisponde nel nostro caso alla funzione ricavo; quindi più il ricavo è basso, più il feromone sarà alto e potrà essere accettato un minimo locale che permetterà di esplorare più percorsi possibili.

2. Aggiornamento globale, secondo la formulazione:

$$\tau_{ij}^{k+1}_{\text{best}} = (1 - \chi) \tau_{ij}^k_{\text{best}} + \text{Ricavototale}$$

dove Ricavototale rappresenta il ricavo complessivo del percorso migliore alla iterazione.

Questo tipo di aggiornamento del feromone determina un progressivo incremento del feromone nei percorsi a maggior ricavo e forza le formiche, con l'aumentare delle iterazioni, nella esplorazione dei percorsi vicini al percorso migliore in assoluto.

4.2.3. Risultati

Il processo di ottimizzazione degli stati di carica del sistema di accumulo di 2 MW e 8 MWh, connesso al nodo 24 “Cabina Utenti Attivi” del modello creato con Matlab e Neplan, è stato studiato secondo diversi possibili scenari riguardanti le possibilità di quantità di energia richiesta per assolvere al servizio di regolazione terziaria.

La considerazione di differenti scenari di richiesta del servizio proposto nel progetto pilota ha prodotto anche risultati diversi. Risulta chiaro come l’aumento di energia richiesta da asservire al servizio comporta un aumento del ricavo, considerati i prezzi al MWh con cui viene pagata l’energia venduta nel progetto pilota nettamente più elevati rispetto ai prezzi medi di vendita di energia nel Mercato del Giorno Prima.

Gli scenari considerati sono:

- Scenario 1:
Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 40 MWh al mese;
- Scenario 2:
Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 80 MWh al mese;
- Scenario 3:
Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 120 MWh al mese.

Per la remunerazione della vendita di energia sono stati utilizzati i valori:

- Prezzo componente fissa: 27.500 €/MW/anno;
- Prezzo componente variabile: 350 €/MWh.

4.2.3.1. Scenario 1: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 40 MWh al mese

In questo scenario abbiamo ipotizzato che il profilo di potenza richiesto da Terna sia un gradino di potenza con le seguenti caratteristiche:

- 10 MW;
- Per 4 ore in un orario compreso fra le 14.00 e le 20.00 fra il lunedì ed il venerdì;
- Energia: 40 MWh richiesti in un unico ordine di dispacciamento.

Vediamo graficamente i risultati ottenuti:

- SOC nell'intervallo temporale di un mese programmato al quarto d'ora:

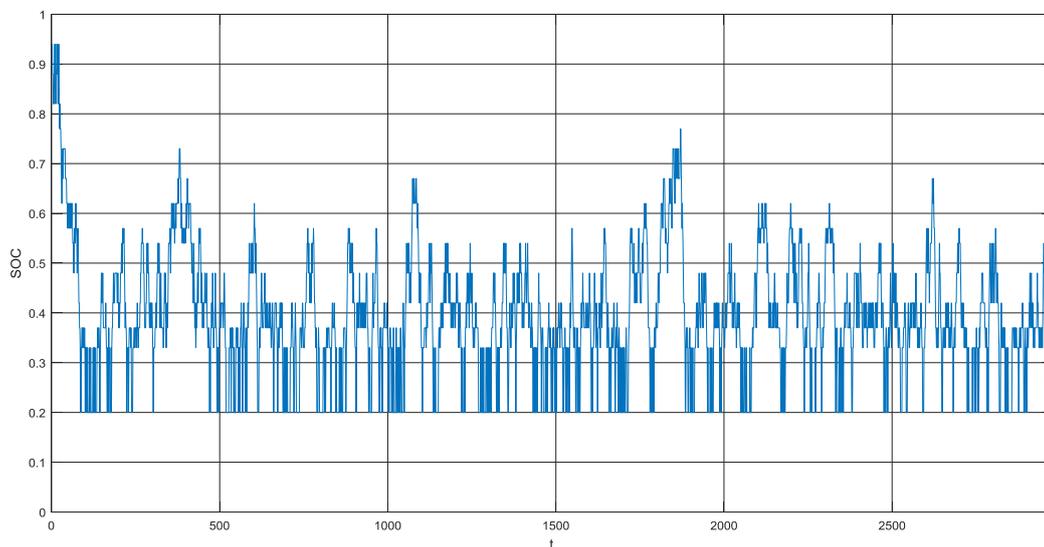


Figura 33. SOC scenario 1

Il processo di ottimizzazione ha avuto come risultato della vendita di energia nel MGP e nel servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento:

- Ricavo da componente variabile della remunerazione del servizio pari a circa: 824 k€;
- Ricavo da componente fissa della remunerazione del servizio pari a circa: 55 k€;

Il ricavo totale annuale, al netto dei costi di installazione, manutenzione e degli stadi di conversione del sistema di accumulo, si attesta al valore di circa 879 k€.

Vengono di seguito riportati i grafici riguardanti le tensioni nodali e caricamento delle linee rispetto ai limiti imposti per queste due variabili, ossia del $\pm 5\%$ delle tensioni nodali rispetto alla tensione

nominale di 6 kV e dei limiti termici relativi alle correnti che scorrono nei rami della rete imposti dalla portata dei conduttori.

Si può verificare come l'introduzione del sistema di accumulo non abbia inciso in termini di superamento dei valori limite di tensioni e correnti, che permangono al di sotto dei vincoli sopra ricordati.

➤ Tensioni nodali della rete:

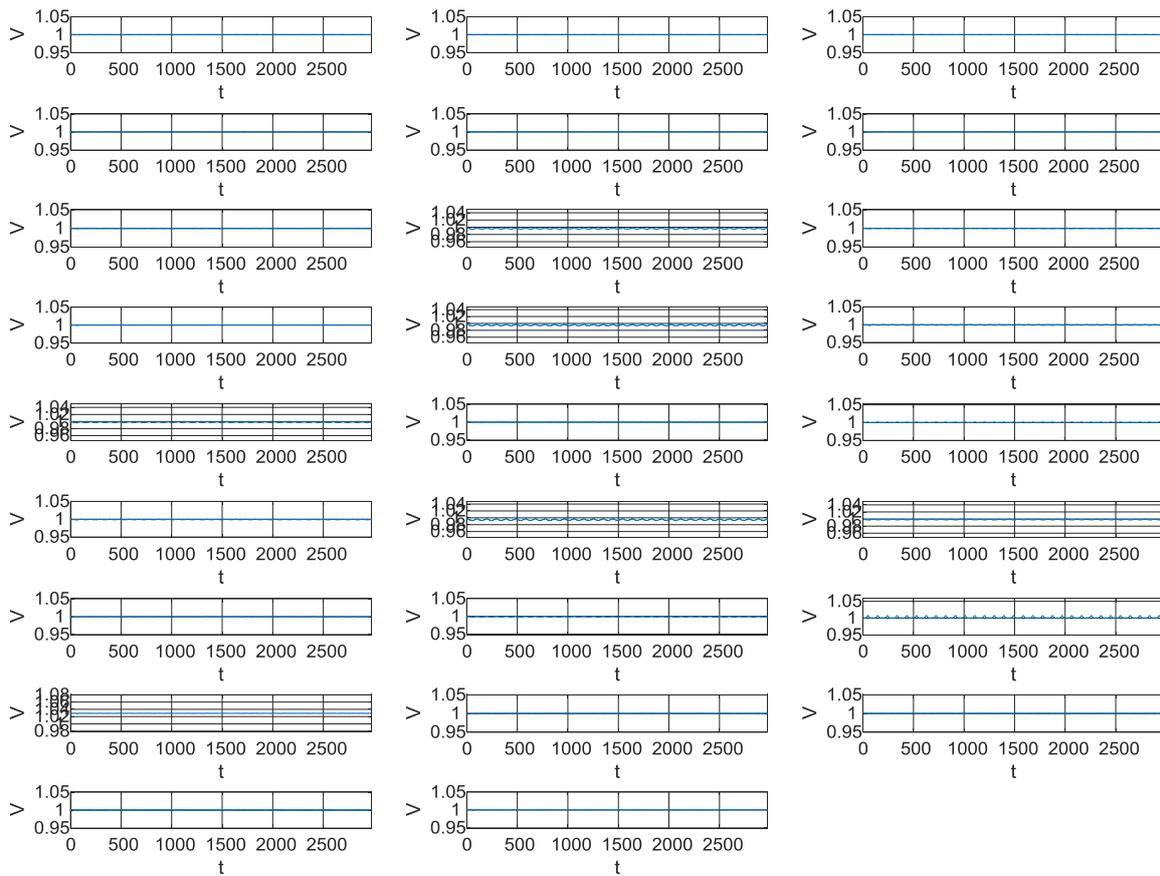


Figura 34. Tensioni nodali

➤ Caricabilità dei rami della rete:

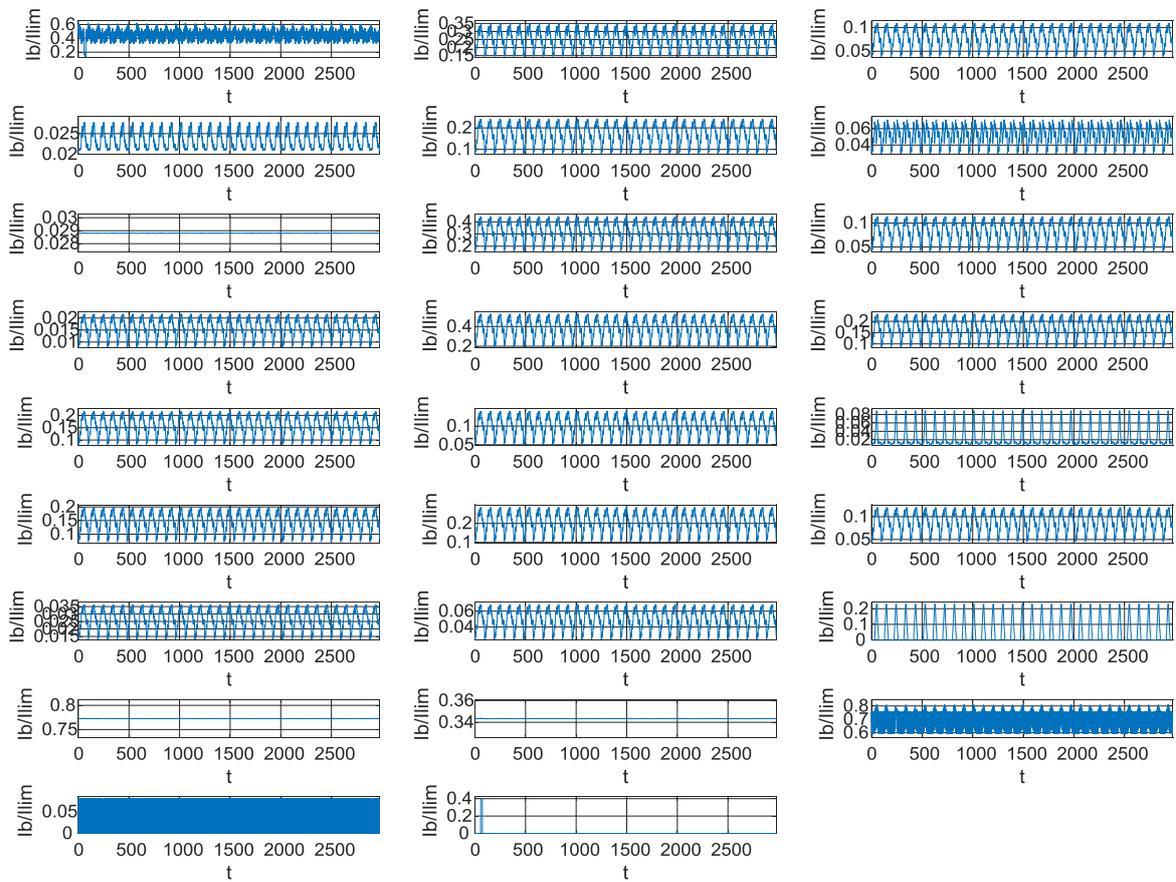


Figura 35. Caricabilità rami

4.2.3.2. Scenario 2: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 80 MWh al mese

In questo scenario abbiamo ipotizzato che il profilo di potenza richiesto da Terna sia un gradino di potenza con le seguenti caratteristiche:

- 10 MW;
- Per 4 ore in un orario compreso fra le 14.00 e le 20.00 fra il lunedì ed il venerdì;
- Energia: 80 MWh richiesti in un due ordini di dispacciamento.

Vediamo graficamente i risultati ottenuti:

- SOC nell'intervallo temporale di un mese programmato al quarto d'ora:

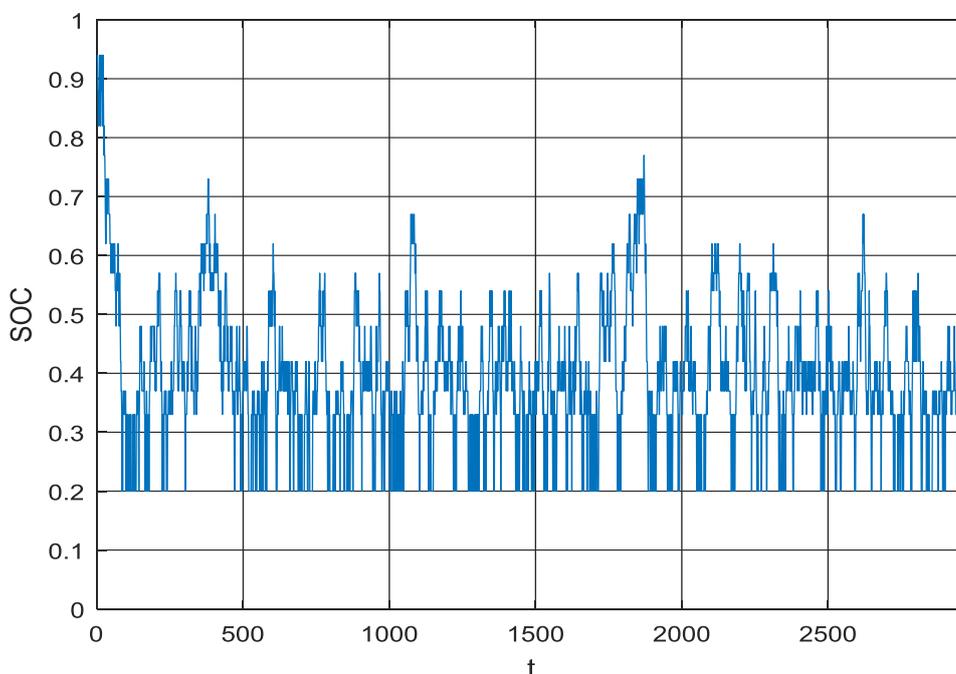


Figura 36. SOC scenario 2

Il processo di ottimizzazione ha avuto come risultato della vendita di energia nel MGP e nel servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento:

- Ricavo da componente variabile della remunerazione del servizio pari a circa: 843k€;
- Ricavo da componente fissa della remunerazione del servizio pari a circa: 55 k€;

Il ricavo totale annuale, al netto dei costi di installazione, manutenzione e degli stadi di conversione del sistema di accumulo, si attesta al valore di circa 898 k€.

Vengono di seguito riportati i grafici riguardanti le tensioni nodali e caricamento delle linee rispetto ai limiti imposti per queste due variabili, ossia del $\pm 5\%$ delle tensioni nodali rispetto alla tensione nominale di 6 kV e dei limiti termici relativi alle correnti che scorrono nei rami della rete imposti dalla portata dei conduttori.

Si può verificare come l'introduzione del sistema di accumulo non abbia inciso in termini di superamento dei valori limite di tensioni e correnti, che permangono al di sotto dei vincoli sopra ricordati.

➤ Tensioni nodali della rete:

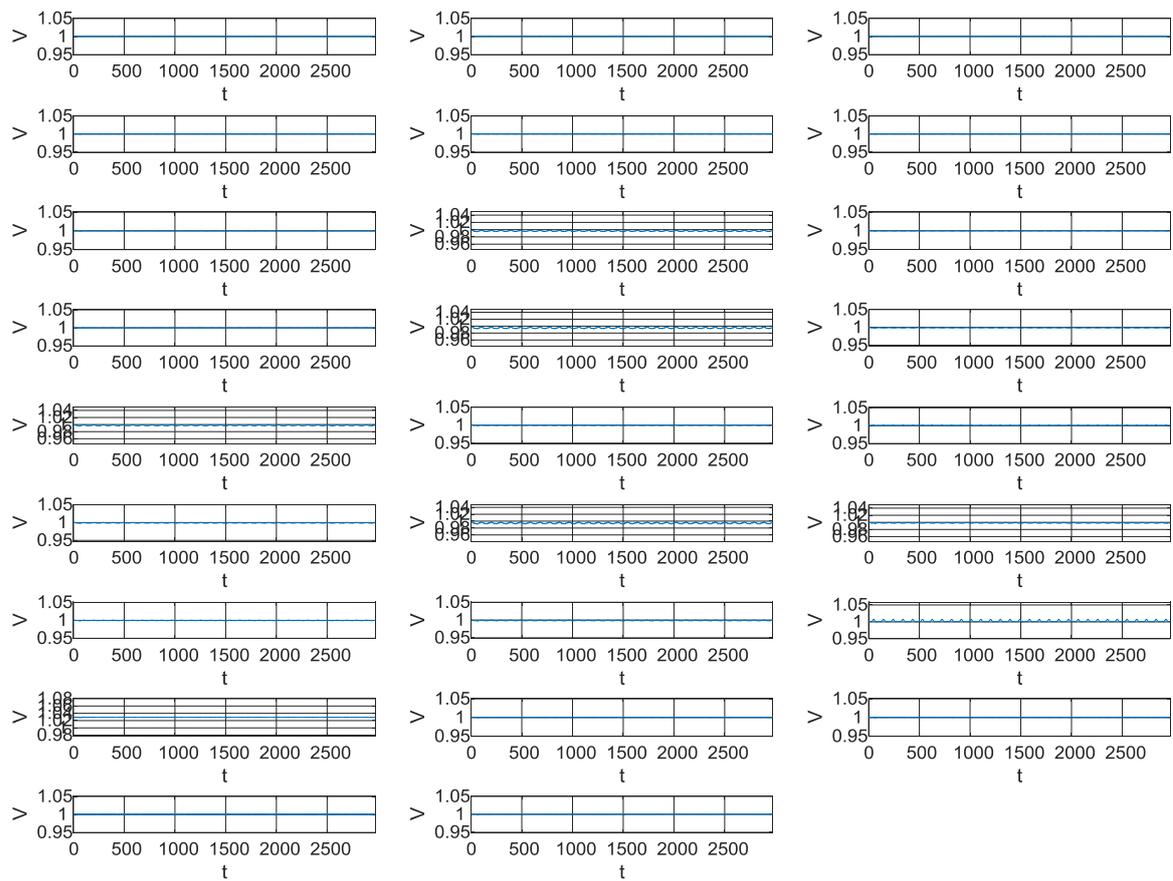


Figura 37. Tensioni nodali

➤ Caricabilità dei rami della rete:

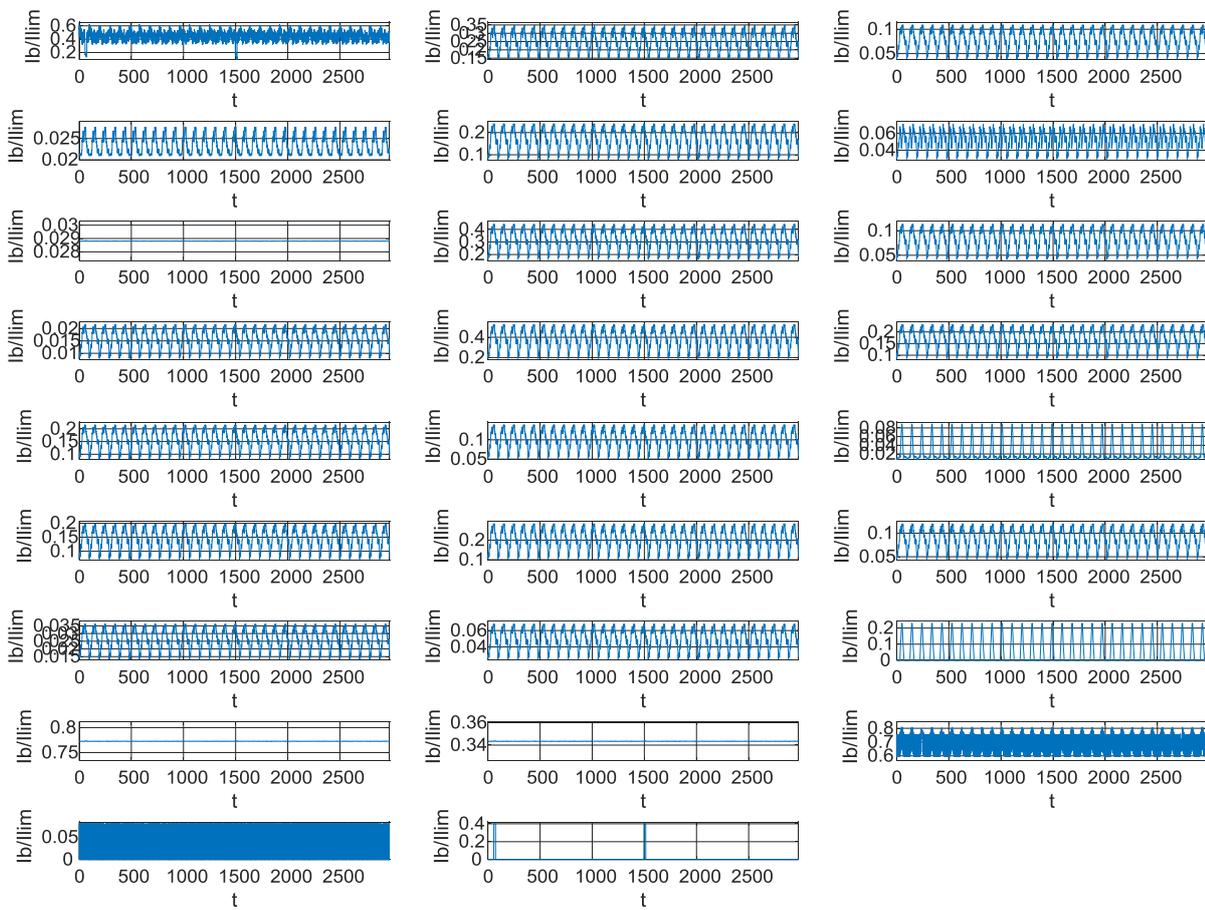


Figura 38. Caricabilità dei rami

4.2.3.3.Scenario 3: Richiesta energia servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento pari a 120 MWh al mese

In questo scenario abbiamo ipotizzato che il profilo di potenza richiesto da Terna sia un gradino di potenza con le seguenti caratteristiche:

- 10 MW;
- Per 4 ore in un orario compreso fra le 14.00 e le 20.00 fra il lunedì ed il venerdì;
- Energia: 120 MWh richiesti in un tre ordini di dispacciamento.

Vediamo graficamente i risultati ottenuti:

- SOC nell'intervallo temporale di un mese programmato al quarto d'ora:

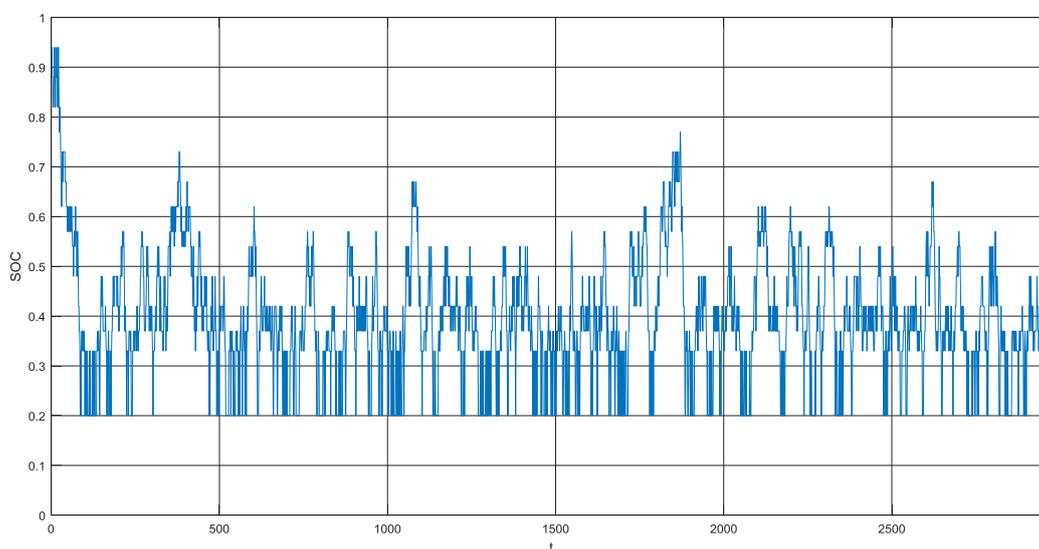


Figura 39. SOC scenario 3

Il processo di ottimizzazione ha avuto come risultato della vendita di energia nel MGP e nel servizio di regolazione terziaria e sbilanciamento:

- Ricavo da componente variabile della remunerazione del servizio pari a circa: 863 k€;
- Ricavo da componente fissa della remunerazione del servizio pari a circa: 55.000 k€;

Il ricavo totale annuale, al netto dei costi di installazione, dei costi di manutenzione e dei costi degli stadi di conversione del sistema di accumulo, si attesta al valore di circa 918 k€.

Vengono di seguito riportati i grafici riguardanti le tensioni nodali e caricamento delle linee rispetto ai limiti imposti per queste due variabili, ossia del $\pm 5\%$ delle tensioni nodali rispetto alla tensione nominale di 6 kV e dei limiti termici relativi alle correnti che scorrono nei rami della rete imposti dalla portata dei conduttori.

Si può verificare come l'introduzione del sistema di accumulo non abbia inciso in termini di superamento dei valori limite di tensioni e correnti, che permangono al di sotto dei vincoli sopra ricordati.

➤ Tensioni nodali della rete:

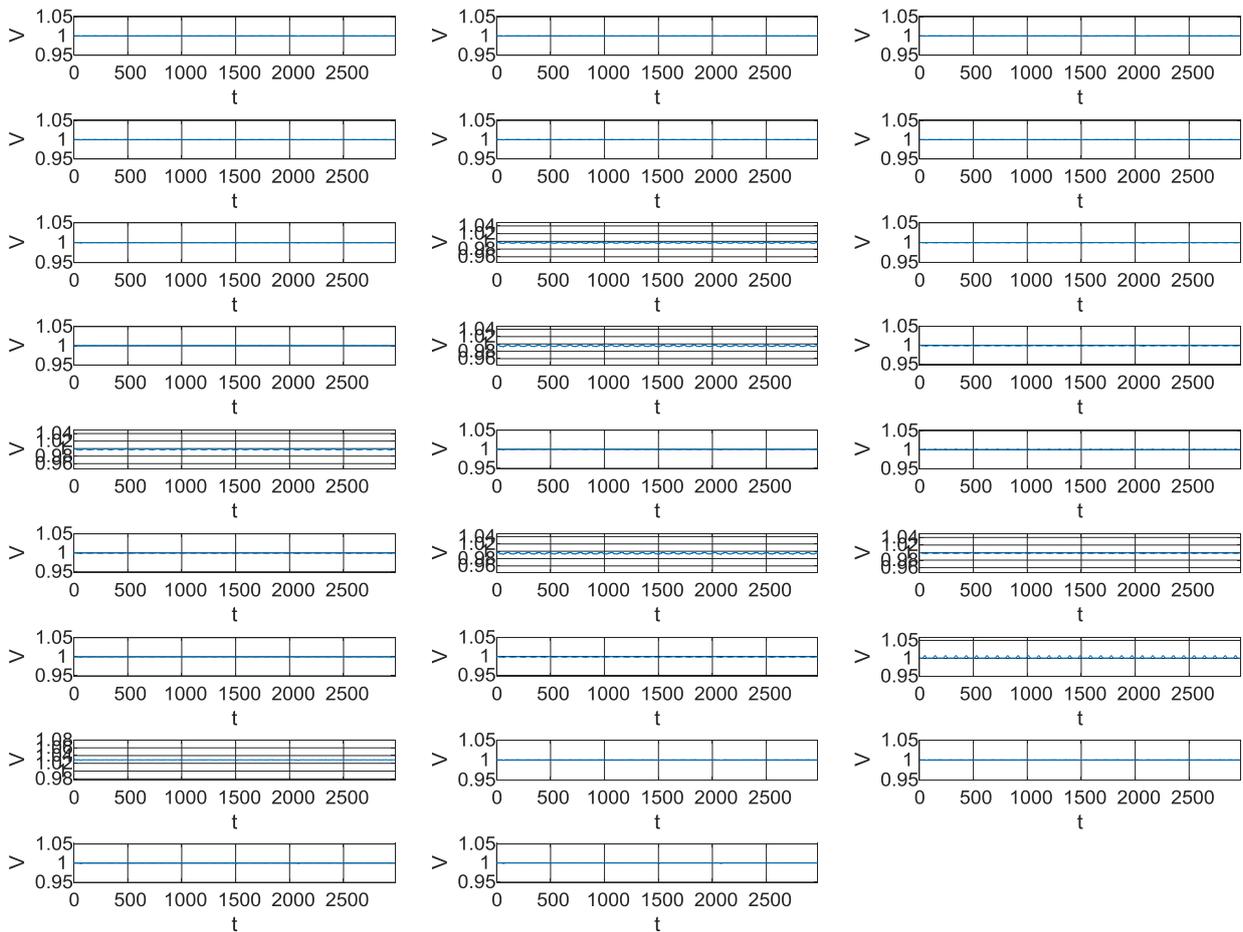


Figura 40. Tensioni nodali

➤ Caricabilità dei rami della rete:

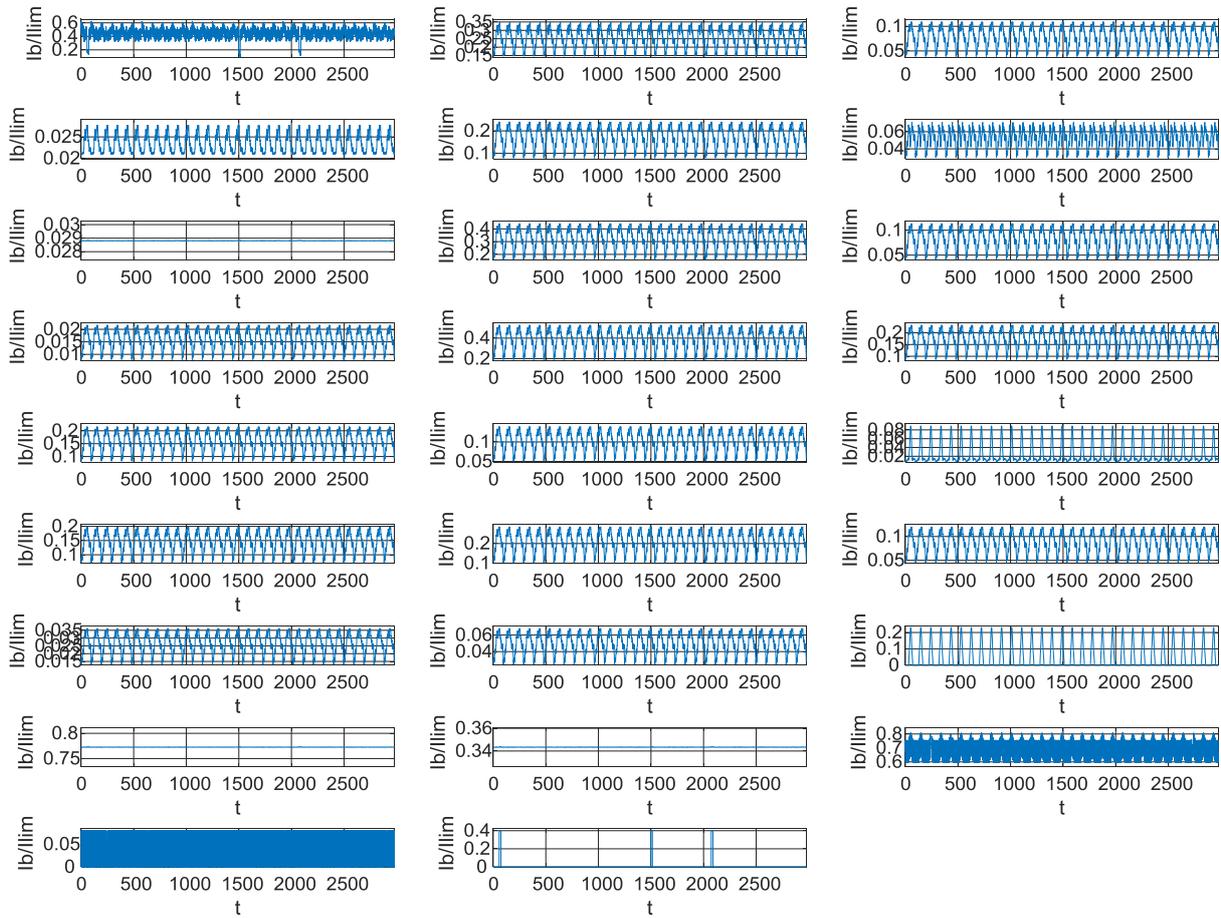


Figura 41. Caricabilità dei rami

Conclusioni

I risultati che emergono da questo studio mostrano sicuramente come i servizi forniti nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento abbiano una remunerazione ben più rilevante rispetto ai prezzi medi di vendita di energia nel Mercato del Giorno Prima, piattaforma sulla quale vendono la propria energia le unità di produzione all'interno del parco industriale.

La tipologia di questo servizio, ovvero la disponibilità di una quantità minima di potenza per una durata di quattro ore, indirizza la scelta della tecnologia di accumulo elettrochimico verso una soluzione fortemente "energy intensive", quale potrebbe essere quella delle batterie Zolfo-Sodio. Queste batterie, più comunemente conosciute come NaS, si adattano ai profili di SOC ai quali si è imposto un limite minimo di SOC pari a 0.2 al di sotto del quale non si può scendere per motivi che dipendono dalle prestazioni di questa tecnologia.

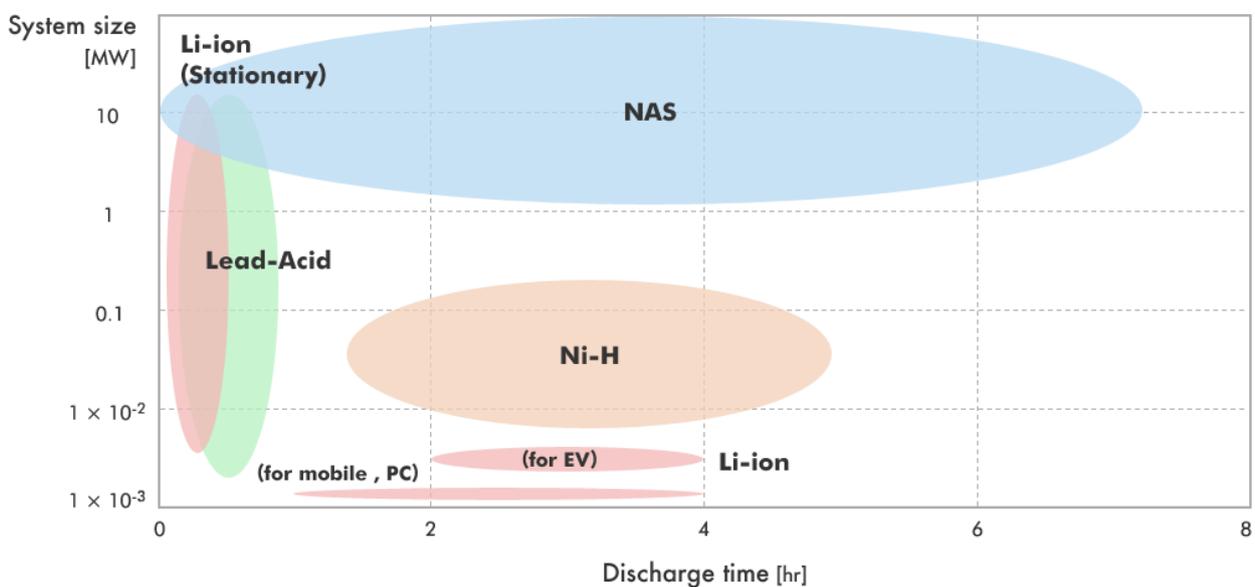


Figura 42. Confronto NaS con altre tecnologie batterie

Queste batterie vantano tempi di scarica molto elevati, oltre a fornire valori di potenza nominale altrettanto importanti. Oltre ai vantaggi presentati dalle prestazioni di questa tecnologia bisogna evidenziare gli aspetti negativi derivanti dal funzionamento di queste batterie. Le batterie NaS infatti necessitano di temperature di esercizio intorno ai 300°C-350°C con conseguente abbassamento del rendimento rispetto ad altre batterie, attestandosi su percentuali intorno al 70 %, proprio per via del dispendio energetico finalizzato alla produzione di calore. Questo si ribalta in maniera consistente sui costi poiché il 30% sul totale dell'investimento, con energie in ballo dell'ordine dei MWh, può incidere sulla fattibilità dell'investimento stesso. Considerando un costo intorno ai 300 k€/MWh ed Energia nominale minima da rendere disponibile di 8 MWh, il prezzo di installazione di questa tecnologia si aggira intorno ai 2.4 M€; stimando il 30% in più di energia installata a causa dei valori di rendimento, il costo si porta a circa 3.5 M€. Oltre a questo bisogna considerare tutti i costi dei sistemi di conversione, di installazione e manutenzione. L'investimento può risultare redditizio solo se il funzionamento del sistema di accumulo avrà un ciclo vita tale da permettere negli anni una copertura dei costi ed un guadagno commisurato all'investimento.

Bibliografia

1. *Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ex art.1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004 (Versione aggiornata al 27 novembre 2015) – Terna.*
2. *Progetto pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico - PARTECIPAZIONE DELLA DOMANDA AL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO – Terna*
3. *Rapporto pubblico della sperimentazione progetti power intensive storage lab (2017) - Terna*
4. *Vademecum della borsa elettrica – GME*
5. *Chicco G., De Bosio F., Tisseur R., Fantino M., Pastorelli M. - Optimal Scheduling of Distributed Energy Storage Systems by Means of ACO Algorithm –IEEE, Proceedings 51st International Universities Power Engineering Conference, Coimbra, Portugal, 6-9 Settembre 2016*
6. *Haessig P., Multon B., Ben Ahmed H., Lascaud S., Jamy L. - Aging-aware NaS battery model in a stochastic wind-storage simulation framework - PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble, France, 16-20 June 2013*
7. *Soares J., Sousa T., Vale Z.A., H. Morais, Faria P. - Ant Colony Search algorithm for the optimal power flow problem – Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE Conference Publications, 24-29 July 2011*
8. *M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo (2011) - Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate - Enea, Ministero dello Sviluppo Economico, Settembre 2011*
9. *Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento - Rispetto del regolamento CACM e sicurezza del sistema elettrico (2016) - Seminario Terna*
10. *Storage e sicurezza della rete: i progetti di Terna – Seminario Terna*
11. *Sistemi di Accumulo nella rete elettrica (2017) – e-distribuzione*
12. *www.autorita.energia.it*
13. *www.mercatoelettrico.org*
14. *www.ferplant.it*
15. *www.mcenergy.it*
16. *www.servizioelettriconazionale.it*
17. *www.camera.it*

18. www.enea.it

19. www.gse.it

20. it.wikipedia.org

21. www.qualenergia.it

22. www.google.it/maps

23. it.wikiversity.org

24. hub.globalccsinstitute.com

25. www.murata.com

