



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Studio di un sistema di storage per un'isola non interconnessa

Relatore: Prof. Fabio Bignucolo

Correlatore: Ing. Riccardo Clementi

STE Energy S.r.l.

Laureando: De Franceschi Demetrio

Matricola:1197557

Anno Accademico 2020/2021

INDICE

SOMMARIO	1
INTRODUZIONE	3
1 IMPIANTI IN ISOLA	5
2 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE E DELLA FREQUENZA	9
2.1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE	9
2.1.1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONI NEI CASI SEMPLICI	10
2.1.2 PROVVEDIMENTI PER LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE.....	13
2.1.2.1 Banchi di condensatori	14
2.1.2.2 Trasformatori e autotrasformatori (regolazione rapporti di trasformazione).....	15
2.1.2.3 Reattanze di compensazione	16
2.2 REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA	17
2.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA.....	18
2.2.2 REGOLAZIONE SECONDARIA.....	20
2.2.3 REGOLAZIONE TERZIARIA	22
2.2.4 REGOLAZIONE FREQUENZA CON FAST RESERVE UNIT	22
3 SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA	25
3.1 SISTEMI DI ACCUMULO	25
3.2 ACCUMULO ELETTROCHIMICO	26
3.2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	27
3.2.2 TIPOLOGIE DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO.....	31
3.2.2.1 Batterie con elettrolita acquoso	32
3.2.2.1.1 Accumulatori al piombo-acido	32
3.2.2.1.2 Batterie a base di nichel.....	34
3.2.2.1.3 Batterie nichel-metalli idruro.....	35
3.2.2.2 Batterie ad alta temperatura.....	36
3.2.2.2.1 Batterie Sodio-Zolfo (Na-S).....	36

3.2.2.2.2	Batterie ZEBRA	38
3.2.2.3	BATTERIE REDOX A CIRCOLAZIONE DI ELETTROLITA.....	39
3.2.2.4	BATTERIE A IONI DI LITIO.....	41
3.3	BATTERY MANAGEMENT SYSTEM	46
4	DIGSILENT POWER FACTORY	49
4.1	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI.....	49
4.1.1	MODELLO DELLA MACCHINA SINCRONA.....	50
4.1.2	MODELLO DELLA BATTERIA	53
4.1.3	MODELLO DEL CONVERTITORE BIDIREZIONALE	54
4.1.4	MODELLO DEL PLL (Phase locked loop)	56
4.1.5	MODELLO DEI TRASFORMATORI.....	58
4.1.6	MODELLO MACCHINA ASINCRONA	59
4.1.7	MODELLO DEI CARICHI.....	60
4.2	MODELLO DELL'IMPIANTO	61
4.2.1	DESCRIZIONE DEL MODELLO	62
4.2.2	FUNZIONAMENTO GENERALE.....	65
4.2.3	COMMON MODEL.....	66
4.2.3.1	Battery model.....	66
4.2.3.2	Regolazione V-F	67
4.2.3.3	Battery management system (BMS).....	69
4.2.3.4	Blocco "on /off generatore"	71
4.2.3.5	Blocco "pt_control".....	73
4.2.3.6	Blocco "Id_carica"	74
4.2.4	LOGICA DI CONTROLLO	75
5	SIMULAZIONE DINAMICA	77
5.1	SIMULAZIONE CON SOLO IL GRUPPO ELETTROGENO	77
5.1.1	REGOLAZIONE CON INSERZIONE CARICO	77
5.1.2	REGOLAZIONE CON DISTACCO DEL CARICO	81
5.2	SIMULAZIONE CON SISTEMA DI ACCUMULO INSERITO.....	84

5.2.1	CASO STUDIO	84
5.2.2	INSERZIONE DEL CARICO	89
5.2.2.1	Master batteria.....	89
5.2.2.2	Master generatore.....	93
5.2.3	DISTACCO DEL CARICO.....	96
5.2.3.1	Master batteria.....	96
5.2.3.2	Master generatore.....	99
5.3	SIMULAZIONE SITUAZIONE DI SOVRACCARICO.....	104
6	CONCLUSIONE.....	109

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 1: circuito equivalente monofase	10
Figura 2: caratteristica P-Q al variare della caduta di tensione.....	12
Figura 3: banchi di condensatori	15
Figura 4: variatore di tensione sotto carico	15
Figura 5: regolazione della frequenza primaria, secondaria e terziaria.....	18
Figura 6: campo di funzionamento ammissibile per UP	19
Figura 7:modalità corretta di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori..	21
Figura 8: tempo di scarica/potenza dei sistemi di accumulo.....	26
Figura 9 esempio di cella galvanica (pila Daniel).....	31
Figura 10: confronto prestazioni delle varie tecnologie.....	32
Figura 11: funzionamento batteria PA	33
Figura 12: batteria Sodio-Zolfo.....	37
Figura 13: batteria ZEBRA	38
Figura 14: diagramma di una batteria redox al Vanadio	40
Figura 15: schema batteria a Ioni Litio	42
Figura 16:interfaccia per inserire i dati del generatore sincrono.....	51
Figura 17:modello della batteria in DigSilent	53
Figura 18: modello convertitore bidirezionale PWM con una connessione DC	55
Figura 19: schema a blocchi del controllore in corrente	56
Figura 20: diagramma PLL nella simulazione RMS.....	57
Figura 21: circuito equivalente del trasformatore a 2 avvolgimenti alla sequenza positiva	58
Figura 22:circuito equivalente macchina asincrona	59
Figura 23: modello generale di carico in DIgSILENT.....	60
Figura 24: rappresentazione della combinazione tra un carico statico e uno dinamico	60
Figura 25: modello della rete	61
Figura 26: composite model, controllo della batteria e misura potenze cariche	63
Figura 27: composite model controllo generatore.....	64
Figura 28: common model della batteria	67
Figura 29: controllo della frequenza	68
Figura 30: modello del BMS	69
Figura 31: codice all'interno del blocco "SoC nominale"	71
Figura 32: codice on/off generatore	72
Figura 33: common model pt_control.....	73
Figura 34: Common model "id_carica"	74
Figura 35: andamento frequenza e velocità con solo gruppo elettrogeno.....	78
Figura 36: andamento tensione/tensione d'eccitazione e potenza attiva/reattiva con solo gruppo elettrogeno.....	79
Figura 37: andamento tensione e velocità.....	81
Figura 38: grafico superiore tensione ed eccitazione, grafico inferiore potenza attiva e reattiva	82
Figura 39: andamento delle potenze dei carichi e del SOC	86
Figura 40: andamento della potenza della batteria e del generatore	87
Figura 41: variazione frequenza/potenza attiva batteria master	90
Figura 42: variazione tensione/potenza reattiva master batteria	91

Figura 43:variazione potenza attiva e reattiva generatore.....	92
Figura 44: variazione frequenza/potenza attiva con master generatore	93
Figura 45: variazione tensione/potenza reattiva con master generatore	94
Figura 46: andamento frequenza e potenza attiva convertitore, master batteria	96
Figura 47: andamento tensione e potenza reattiva convertitore, master batteria	97
Figura 48: potenze attive e reattiva generatore, master batteria.....	98
Figura 49: andamento frequenza e potenza attiva convertitore, master generatore	100
Figura 50: tensione e potenza reattiva, master generatore	101
Figura 51: potenze attive e reattiva generatore, master generatore.....	102
Figura 52: variazione della frequenza condizione di sovraccarico.....	105
Figura 53: variazione della tensione condizione di sovraccarico	106
Figura 54:analisi potenze della batteria e del generatore	107

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1: vantaggi/svantaggi batteria ioni di litio.....	43
Tabella 2: valori tipici batteria ioni di litio	45
Tabella 3: definizione dei dati di input della macchina sincrona per simulazioni RMS	51
Tabella 4: definizione dei dati di output di una macchina sincrona per simulazioni RMS.....	52
Tabella 5: dati gruppo elettrogeno	52
Tabella 6: datasheet batteria Ioni di litio	54
Tabella 7: regolatore V-F	69
Tabella 8: dati di input droop control.....	74
Tabella 9: variazione tensione e frequenza con solo gruppo elettrogeno.....	80
Tabella 10: variazione tensione e frequenza con solo gruppo elettrogeno.....	83
Tabella 11: variazione dei carichi nel tempo	88
Tabella 12: variazione tensione e frequenza master batteria, inserzione carico	92
Tabella 13: variazione tensione e frequenza master generatore, inserzione carico.....	95
Tabella 14: variazione tensione e frequenza master batteria, disinserzione carico.....	99
Tabella 15: confronto scostamento e tempo di assestamento nella fase di inserzione e distacco del carico.....	103
Tabella 16: variazioni dovute ad un sovraccarico	108

SOMMARIO

Il presente lavoro di tesi è stato svolto presso l'azienda STE Energy di Padova e tratta l'analisi dei benefici di un sistema di storage per un'isola non interconnessa.

Il motivo dello studio deriva dal fatto che le reti in isola, solitamente alimentate da fonti fossili, presentano elevati costi del combustibile, gli impianti sono spesso sovradimensionati per soddisfare eventuali picchi di domanda e nell'operare al di sotto del 30% della loro capacità presentano dei rendimenti energetici molto bassi.

Lo scopo di questo lavoro è valutare i benefici che un sistema di storage, accoppiato ad un generatore diesel, porta in termini di regolazione di tensione e frequenza, ipotizzando le seguenti condizioni:

- Il generatore diesel lavori alla sua potenza nominale ed eventuali surplus o deficit di potenza siano compensati dal sistema di storage, anche per lunghi periodi di tempo.
- Nella situazione in cui sia raggiunto il minimo tecnico, il generatore viene staccato in modo che la batteria vada ad alimentare il carico.
- Carico superiore alla massima potenza massima erogabile dal generatore.

A tal scopo, mediante il software *DIgSILENT Powerfactory*, è stato studiato il comportamento dinamico della *microgrid* e del sistema di accumulo, in modo da osservare le differenti performance della risposta in frequenza e tensione, rispetto a quella del gruppo elettrogeno.

INTRODUZIONE

Al giorno d'oggi la maggior parte delle isole e aree *off-grid* sono alimentate da generatori Diesel.

Questi sistemi sono spesso sovradimensionati e non sono in grado di operare al di sotto di una certa capacità con rendimenti accettabili. Questo sistema di generazione è stato tradizionalmente utilizzato come la soluzione accessibile più economica, oltre a rispondere in modo flessibile alla domanda variabile. Tuttavia, rimane una forma di produzione ad elevate emissioni e costosa, dovuta soprattutto all'approvvigionamento continuo di combustibile.

Negli ultimi anni, il continuo aumento di energia da fonti rinnovabili e la necessità di elevare la qualità del servizio hanno portato allo sviluppo di sistemi di accumulo in grado di fornire servizi come la regolazione di tensione e frequenza, inerzia sintetica o il time shift. In questo caso, per servizi relativi alla *power quality* e alla regolazione di tensione e frequenza la tecnologia più adatta è l'accumulo elettrochimico. I sistemi di accumulo permettono di aumentare considerevolmente la percentuale di penetrazione dell'energia rinnovabili anche nei sistemi non interconnessi.

Questa tecnologia presenta una continua riduzione dei costi e un ampio range di funzionamento, motivo per cui un sistema di storage viene ora utilizzato come soluzione per ridurre, nelle reti non interconnesse, la dipendenza dal diesel, avere una regolazione più rapida e in alcuni casi costi minori.

Studi precedenti affrontano questa tematica spesso valutando solamente le performance in frequenza per compensare eventuali variazioni in frequenza, e spesso solamente per il tempo necessario al generatore a riportarsi alle condizioni nominali di esercizio. Altri studi presentano soluzioni che implicano la conoscenza delle potenze per il controllo del Sda..

In questa tesi viene presentata una possibile soluzione al coordinamento tra il sistema di storage e il generatore diesel utilizzando la tensione e la frequenza come unici dati di input per la regolazione. L'efficacia del metodo viene convalidata attraverso una simulazione dinamica.

In questo lavoro sono valutate sia le performance in frequenza sia in tensione, considerando diverse situazioni di carico e in alcuni casi presentando anche soluzioni diverse in base a quest'ultimo (vedi condizione di sovraccarico).

Lo scopo principale delle simulazioni è ottimizzare il più possibile l'uso del gruppo elettrogeno facendolo lavorare il più possibile alle condizioni nominali, dando il compito al SdA assorbire o erogare eventuali potenze.

Principalmente lo scopo dello studio è verificare la fattibilità di un controllo che distingua situazioni in cui sia il generatore diesel o la batteria a far regolazione in tensione e frequenza; la soluzione principale a questa problematica è stata utilizzare, per il controllo dell'inverter, dei PID a costanti variabili.

All'inizio della tesi sono descritte brevemente le *microgrid*, da cosa dipende la variazione di tensione e frequenza e quali soluzioni vengono adottate per la loro regolazione.

Si descrivono anche le diverse tecnologie di accumulo elettrochimico e come esse si differenziano in termini di tensione di cella, energia e potenza.

Tramite DIgSILENT *Power Factory* è stato sviluppato un modello della rete in cui è implementato il controllo per la regolazione della tensione e della frequenza, tenendo conto delle diverse casistiche che si possono verificare.

In conclusione, si sono analizzate le variazioni di tensione e frequenza confrontandole nel caso in cui sia il generatore a fare da master oppure la batteria, considerando i seguenti scenari:

- Aumento del carico
- Diminuzione del carico
- Situazione di minimo tecnico
- domanda maggiore alla potenza massima erogabile dal generatore

Nei grafici verrà mostrato come le diverse tecnologie rispondano negli istanti immediatamente successivi al disturbo, valutando lo scostamento massimo dal valore nominale ed il tempo che essi impiegano a riportare la rete alle condizioni nominali di esercizio.

1 IMPIANTI IN ISOLA

Le cause che portano la rete elettrica sempre più verso un sistema a generazione distribuita possono essere racchiuse soprattutto ad un'inadeguatezza dell'attuale sistema elettrico in alcune aree geografiche a scarso sviluppo tecnologico e dall'altra al difficile accesso alla rete di aree, come per esempio piccole isole.

Inoltre, gli ambiziosi obiettivi europei e nazionali per la de-carbonizzazione della produzione elettrica in Italia, fanno riferimento a un aumento significativo della produzione da fonti rinnovabili.

Questo ha portato sempre più ad una produzione di energia fornita da impianti di piccola taglia distribuiti nel territorio.

La generazione distribuita basa la sua produzione di energia elettrica dislocando sul territorio tante piccole centrali consentendo così la produzione e lo stoccaggio in prossimità del luogo in cui essa verrà impiegata, eliminando le perdite derivanti dal trasporto dell'energia.

In seguito a questa tipologia di gestione della produzione sono nate le *microgrid*, cioè porzioni di rete composte da unità di produzione, unità di stoccaggio termico ed elettrico, capace di soddisfare il proprio carico o autonomamente (modalità in isola), o prelevando energia dalla rete (*grid-connected*).

Le *microgrid* sono delle reti di potenza ridotta che si appoggiano a generatori di piccola e media potenza, solitamente alimentati tramite fonti fossili e/o rinnovabili, con lo scopo di fornire energia elettrica a livello locale ad un gruppo di utenze.

Nel caso più specifico di una rete in isola, uno degli aspetti più critici di questo sistema è mantenere l'equilibrio tra generazione e carico, rispettando la tensione e la frequenza nominali del sistema.

Per poter fronteggiare eventuali variazioni di carico improvviso ci si avvale del sistema di accumulo, il quale eroga la potenza mancante per soddisfare il carico.

La funzione dei sistemi di accumulo è di immagazzinare energia e renderla disponibile nei momenti di necessità, ciò è molto importante in questo tipo di rete perché essendo solitamente alimentata da fonti rinnovabili, quindi non programmabili, è opportuno accumulare energia nei momenti di surplus di generazione per poi fornirla quando la potenza richiesta è maggiore di quella generata.

Nel caso si verifichi un sovraccarico, a differenza delle reti di grande dimensione che per abbattere un carico eccessivo disconnettono intere zone di carico, nelle isole non interconnesse questa procedura risulta molto difficile e di elevato impatto. Una soluzione alternativa è disconnettere solo i carichi che risultano non essenziali secondo una scala di priorità.

Le reti in isola si sono sviluppate per raggiungere i seguenti obiettivi:

- riduzione delle perdite di trasmissione: viene ridotta la distanza tra nodi di generazione e nodi di carico, riducendo così le perdite per effetto Joule.
- fornire energia elettrica in aree dove è carente la rete di trasmissione o di distribuzione o dove il costo dell'allacciamento alla rete è oneroso.
- riduzione dei costi legati all'esercizio del sistema: una riduzione delle distanze tra generatori e carichi porta una diminuzione delle perdite e quindi questo porta ad un servizio più efficiente con una riduzione dei costi.

Per contro presentano il grosso svantaggio che devono fornire un livello di affidabilità confrontabile con quella della rete principale, come:

- Regolazione della tensione e della frequenza è molto più complessa rispetto a quello che si avrebbe su una rete molto sviluppata; una piccola variazione del carico o della produzione possono portare ad una variazione significativa di quest'ultime.
- Sistema di bilanciamento e riserva: per avere un funzionamento affidabile della rete la potenza attiva e reattiva devono essere bilanciate. Se la produzione è affidata a fonti non

programmabili si integrano dei sistemi di accumulo per poter sopperire alle variazioni di carico o di produzione.

- Blackout: in caso avvenga un blackout l'impianto deve essere in grado di ripartire nel più breve tempo possibile.

2 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE E DELLA FREQUENZA

2.1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

Le potenze, attive e reattive, richieste dai carichi devono poter fluire nella rete di trasmissione e di distribuzione senza dar luogo ad eccessive cadute di tensione, in modo che gli scarti rispetto alla tensione nominale siano contenuti in limiti tollerabili dagli impianti e dalle apparecchiature.

Le ampiezze delle tensioni nei vari nodi di una normale rete dipendono, a motivo della struttura e caratteristiche tipiche che essa presenta, prevalentemente dai flussi di potenza reattiva che in essa si verificano; quindi, un'efficace regolazione della tensione è subordinata ai mezzi che consentano di mettere in gioco potenze reattive atte a compensare quelle assorbite dai carichi dagli elementi stessi della rete.

Sono previsti tre tipi di regolazione della tensione:

- *regolazione primaria*: è il livello più basso di regolazione e consiste nella regolazione della tensione ai morsetti di ciascun gruppo di generazione. Viene misurato lo scostamento della tensione dal suo valore nominale, in modo che il generatore possa erogare la potenza reattiva in funzione dell'errore.
- *regolazione secondaria*: consiste nella regolazione centralizzata della tensione di alcune stazioni della rete di particolare rilevanza, definite "nodi pilota". Vengono controllati dal Regolatore Regionale di Tensione (RRT) più nodi pilota ed alcune centrali e stazioni prossime a ciascuno di essi su base regionale.
- *regolazione terziaria*: è una regolazione che avviene su base nazionale e determina un profilo di tensione che i singoli nodi devono rispettare.

2.1.1 REGOLAZIONE DELLA TENSIONI NEI CASI SEMPLICI

Considero una rete trifase attiva nella quale si abbiamo dei generatori che alimentano dei carichi.

Il comportamento di questa rete trifase può essere ricondotto, in regime equilibrato a quello del generatore equivalente monofase di *Figura 1*, i cui parametri rimangono costanti fintantoché ammettiamo che la struttura della rete, l'entità dei carichi e l'eccitazione delle macchine sincrone rimangono costanti.

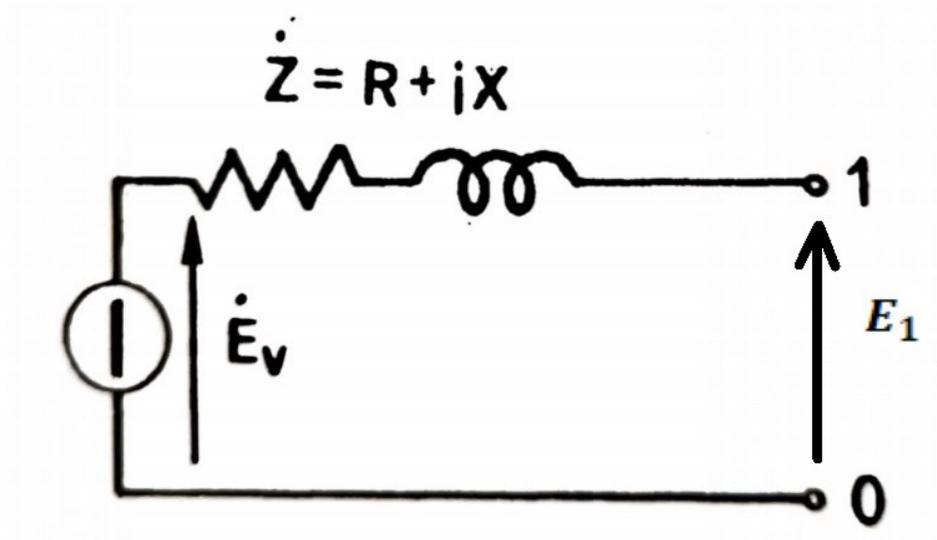


Figura 1: circuito equivalente monofase

Indico con E_v la tensione stellata che si misura fra il morsetto 1 del nodo considerato e il neutro e sarà di ampiezza prossima alla tensione nominale stellata.

L'impedenza Z è quella alla sequenza diretta, dipende dai parametri di tutti gli elementi che compongono la rete (generatori, trasformatori, linee, carichi). A 50Hz si ha un'impedenza $Z=R+jX$ quindi caratterizzata da una reattanza induttiva X e da una resistenza R piccola rispetto ad X .

Se inserisco nel nodo considerato un carico che con un determinato $\cos\phi$, assorba la corrente di ampiezza I , la differenza $\Delta E = |E_V| - |E_1|$ fra tensione a vuoto E_V e tensione di carico E_1 è data approssimativamente dalla seguente espressione

$$\Delta E = RI\cos\phi + XI\sin\phi$$

da cui si ottiene

$$3E_1\Delta E = RP + XQ$$

Ovvero

$$3(E_V\Delta E - \Delta E^2) = RP + XQ$$

Indicando con P e Q rispettivamente la potenza attiva e reattiva trifase assorbite dal carico.

Considero il termine $M=3(E_V\Delta E - \Delta E^2)$ crescente con la caduta di tensione ΔE fintanto che $\Delta E < 0,5E_V$, il quale può essere assunto come indice della caduta di tensione. Se si pone che la tensione E_1 non varia al variare del carico ($\Delta E = \text{costante}$) è possibile esprimere nel piano P e Q l'equazione di una retta come

$$Q = \frac{M}{X} - \frac{R}{X}P$$

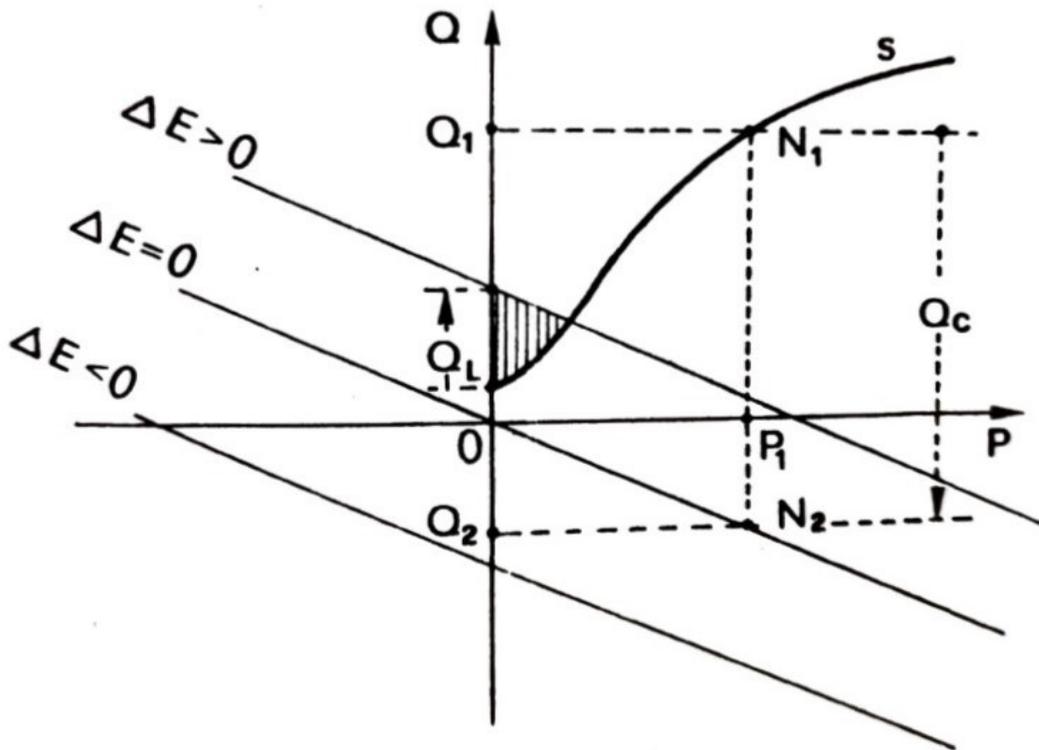


Figura 2: caratteristica P-Q al variare della caduta di tensione

La retta taglia l'asse Q delle ordinate nel punto di ordinata M/X e con coefficiente angolare pari a $-R/X$ generalmente piccolo, essendo la resistenza piccola rispetto alla reattanza.

Se, ad esempio, viene collegato un carico ai morsetti che assorbi una potenza $N_1 = P_1 + jQ_1$, dando luogo ad una $\Delta E > 0$, è possibile riportarsi alla condizione $E_1 = E_v$, quindi con $\Delta E = 0$, derivando agli stessi morsetti un ulteriore carico puramente reattivo Q_2 , tale che la potenza complessiva risulti

$$P_1 + jQ_1 + jQ^* = P_1 + jQ_2 = N_2$$

In modo che il punto N_2 di coordinate P_1, Q_2 giaccia sulla retta con caduta di tensione nulla.

Osservando nel grafico, dove $Q_1 > 0$ rappresenta una potenza reattiva induttiva e Q_2 una potenza reattiva capacitiva, si ha che la potenza Q^* (potenza di compensazione) è in questo caso di tipo capacitivo, come risulta dalla relazione

$$Q^* = Q_2 - Q_1 = Q_C$$

Se si introduce una potenza capacitiva di compensazione maggiore o minore di Q_C si otterrebbe, una caduta di tensione maggiore o minore di zero, questo dimostra come la tensione al nodo considerato possa essere regolata impegnando, oltre alla potenza del carico, una potenza reattiva addizionale di natura capacitiva. La curva s rappresenta in modo generico i valori che può assumere un carico supposto induttivo (come la maggior parte degli utilizzatori). Si noti come al diminuire della potenza del carico diminuisce anche la potenza di compensazione.

In particolare, se si vuole mantenere costante una determinata caduta di tensione $\Delta E > 0$ è necessario, in corrispondenza di bassi carichi, introdurre delle potenze di compensazione di natura induttiva.

Questo tipo di intervento operato nel nodo considerato per regolare la tensione si ripercuote con effetti più o meno sensibili sulle tensioni degli altri nodi della rete. Questo comporta, soprattutto quando si ha una rete vasta e complessa, uno studio dell'intera rete.

2.1.2 PROVVEDIMENTI PER LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE

Come si è visto nel paragrafo precedente, per ridurre le cadute di tensione nei diversi nodi di una rete, si deve evitare di trasmettere elevate potenze reattive su grandi distanze.

Questo comporta che la potenza reattiva deve essere fornita in nodi non lontani dal carico, sarà perciò opportuno che i generatori delle centrali lontani dalle zone di consumo vengano scarsamente

impegnati nella fornitura di potenza reattiva, che dovrà essere eventualmente prodotta in vicinanza dei carichi.

Il vantaggio di questa soluzione, oltre a ridurre gli scarti di tensione, è di diminuire le perdite di produzione e di trasmissione e un più razionale impiego delle macchine e degli impianti.

Fra i mezzi che consentono di immettere potenza reattiva in rete ricordiamo principalmente:

- banchi di condensatori
- trasformatori e autotrasformatori
- reattanze di compensazione

I primi immettono solo potenza capacitiva mentre i secondi sia potenza reattiva che induttiva permettendo un'ottima regolazione della compensazione e consentono potenze unitarie molto elevate però sono poco diffusi a causa dell'elevato costo di installazione e perché il loro compito può essere fatto da generatori sincroni.

2.1.2.1 Banchi di condensatori

Per soddisfare la richiesta di potenza reattiva induttiva un altro strumento utilizzabile è il condensatore, i quali inseriti in derivazione assorbono potenza capacitiva dalla rete, data da

$$Q = \frac{V^2}{X_c}$$

dove Q è la potenza reattiva, X_c è la reattanza capacitiva e V la tensione ai capi del condensatore.

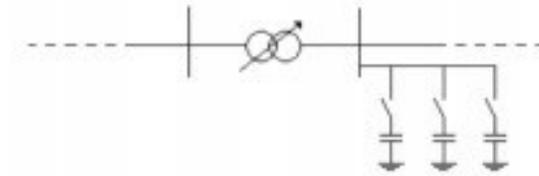


Figura 3: banchi di condensatori

Le loro prestazioni non sono paragonabili a quelle dei compensatori sincroni sia perché presentano una regolazione discontinua sia per la loro limitazione ad un'unica potenza reattiva.

2.1.2.2 *Trasformatori e autotrasformatori (regolazione rapporti di trasformazione)*

In molti trasformatori, autotrasformatori, questo tipo di approccio non costituisce un sufficiente mezzo per regolare la tensione (non compensando le potenze reattive) ma consente di migliorare entro certi limiti il modo in cui le potenze si immesse si ripartiscono nei vari rami della rete magliata.

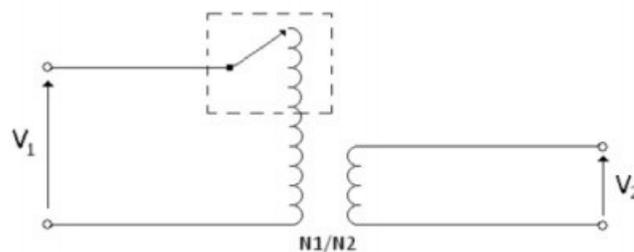


Figura 4: variatore di tensione sotto carico

La variazione dei rapporti sotto carico permette di compensare eventuali fluttuazioni della tensione, tuttavia si aumenta il rapporto per avere dei valori soddisfacenti della tensione questo comporta un

aumento della potenza assorbita dal carico aggravando la caduta di tensione sull'impedenza a monte del trasformatore.

In conclusione, un ristabilimento di un buon livello di tensione comporta un abbassamento della tensione nei nodi della rete a monte del trasformatore; si preferisce effettuare una regolazione sulla potenza reattiva per influenzare il meno possibile la rete.

2.1.2.3 Reattanze di compensazione

Le reattanze di compensazione assorbono potenza reattiva induttiva dalla rete, permettendone così la sua regolazione.

Anche i sistemi di accumulo possono contribuire alla regolazione della tensione, grazie al sistema di conversione con cui sono collegati alla rete.

Infatti, i convertitori hanno la caratteristica di poter sfasare la corrente in anticipo in ritardo rispetto alla tensione e quindi di assorbire o erogare potenza reattiva a scelta.

2.2 REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA

In un sistema elettrico, costituito da un insieme di generatori, da una rete di trasmissione e da carichi, il mantenimento della frequenza è legato alle potenze attive in gioco.

La frequenza tende a variare nel momento in cui non è più verificato l'equilibrio tra potenza prodotta dal gruppo ed il carico della rete, un aumento nella potenza assorbita provoca una diminuzione della velocità dei generatori fino a che a questi non vengano conferite le maggiori potenze motrici corrispondenti.

Analogamente l'improvviso fuori servizio di una centrale genera un aumento della frequenza di rete, finché le altre centrali rimaste non ripristinano la potenza prodotta tale da soddisfare la richiesta dei carichi.

Una diminuzione del carico dà luogo ad un aumento di frequenza al quale si dovrà ovviare riducendo rapidamente la potenza generata.

Per un corretto funzionamento della rete, l'operatore deve garantire che la frequenza si mantenga intorno ai 50Hz con scarti non superiori a $\pm 0,05\text{Hz}$.

L'entità di questa variazione dipende dalla potenza di corto circuito al nodo considerato, in particolare più alta è la potenza di corto circuito P_{cc} (minore è la Z_{cc}) e minore sarà la variazione di frequenza del sistema.

La rete distingue due condizioni di esercizio per i sistemi elettrici nazionali:

- *condizioni normali* in cui la frequenza è sempre contenuta nell'intervallo tra $\pm 100\text{mHz}$ rispetto al valore nominale.
- *Condizioni di emergenza o ripristino*, in cui la frequenza può variare tra 47,5Hz e 51,5Hz.

La normativa distingue tra regolazione primaria, secondaria e terziaria.

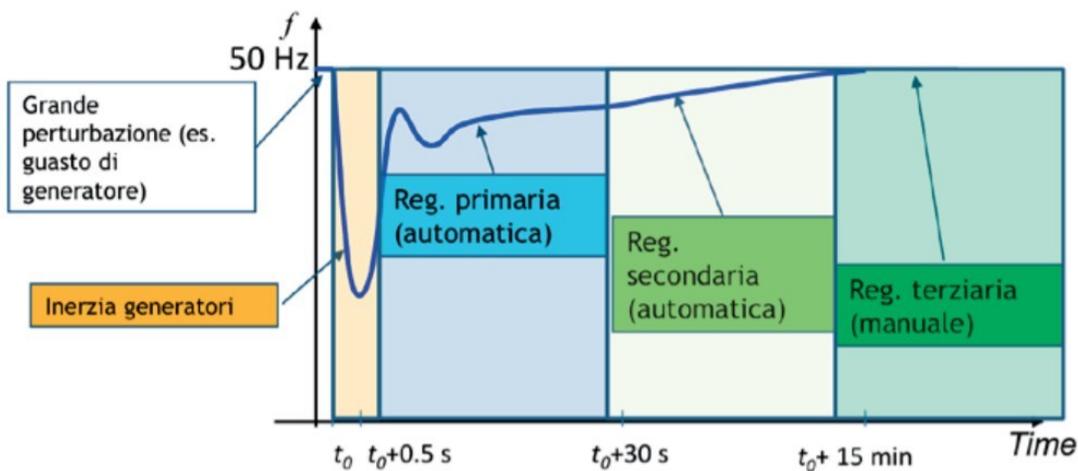


Figura 5: regolazione della frequenza primaria, secondaria e terziaria

2.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA

La *regolazione primaria* ha lo scopo di contenere gli scostamenti di frequenza nel più breve tempo possibile (entro i 30 secondi), per evitare l'intervento di ulteriori sistemi che prevederebbero il distacco del carico.

Questa regolazione prevede che ogni centrale, nel caso si verificano dei transitori di frequenza, garantisca, come riserva di potenza attiva, una porzione della potenza nominale in esercizio pari al 1,5% della potenza efficiente dichiarata. Ogni generatore che partecipa alla regolazione primaria deve essere dotato di un regolatore di velocità con grado di statismo compreso tra 2% e 8% nell'intervallo di frequenza 47,5Hz – 51,5Hz per qualunque carico compreso la massima potenza erogabile e il minimo tecnico.

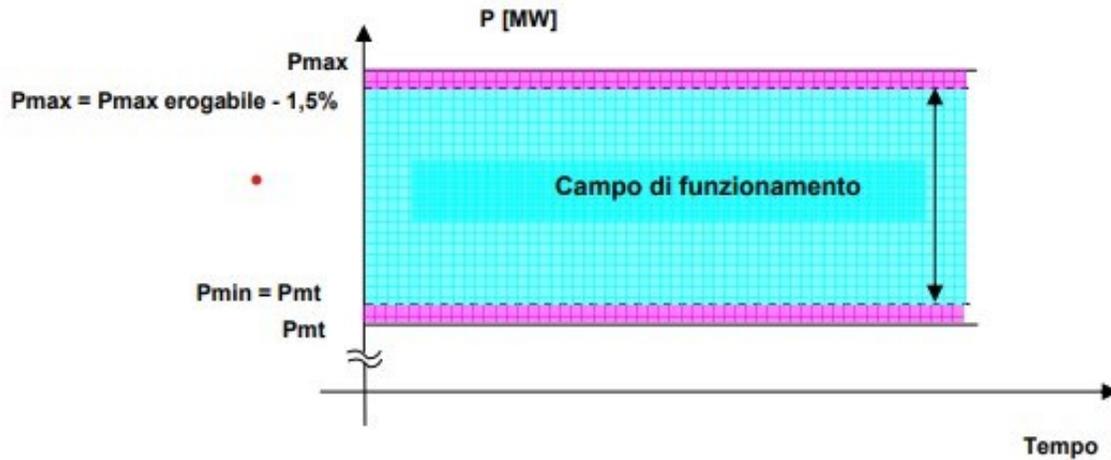


Figura 6: campo di funzionamento ammissibile per UP

Per *grado di statismo* permanente (σ_p) si intende il rapporto in percentuale tra la variazione di frequenza (Δf), espressa in per unità rispetto alla frequenza nominale (f_N), e la corrispondente variazione della potenza elettrica (ΔP_e), calcolata in per unità della potenza efficiente (P_{eff}) del gruppo:

$$\sigma_p = - \frac{\frac{\Delta f}{f_N}}{\frac{\Delta P_e}{P_{\text{eff}}}} * 100$$

All'interno delle condizioni normali di esercizio e per potenze comprese tra la potenza massima e minima erogabili, ogni unità di generazione deve erogare una potenza ΔP_e proporzionale alla variazione di frequenza Δf e al grado di statismo permanente σ_p impostato:

$$\Delta P_e = \frac{\Delta f}{f_N} * \frac{P_{\text{eff}}}{\sigma_p} * 100$$

Entro 15 secondi dall'inizio del transitorio di frequenza deve essere erogata almeno metà della potenza elettrica richiesta ed entro i 30 secondi tutta la quota.

Terna prescrive che i regolatori di velocità siano tarati come segue:

- Unità idroelettriche: grado di statismo pari al 4% e banda morta intenzionale non superiore a $\pm 10\text{mHz}$.
- Unità termoelettriche: grado di statismo pari al 5%, banda morta intenzionale non superiore a $\pm 10\text{mHz}$ per unità a vapore e a $\pm 20\text{mHz}$ per unità turbogas o a ciclo combinato.

Lo scopo di questa regolazione non è riportare la frequenza al valore nominale, ma cercare di contenere il più possibile la sua deviazione e mantenere l'equilibrio tra generazione e fabbisogno di potenza in un sistema elettrico.

2.2.2 REGOLAZIONE SECONDARIA

La *regolazione secondaria* (ΔP_s) serve a riportare la frequenza al suo valore nominale dopo l'intervento di quella primaria ed ha tempi di qualche minuto; in base allo scarto di frequenza viene regolata la potenza che deve essere erogata dai gruppi.

Essa, a differenza della regolazione primaria, è gestita da un dispositivo automatico centralizzato il quale, analizzando le variazioni di frequenza e di potenza, invia un segnale di livello a tutte le centrali che partecipano alla regolazione secondaria. Il segnale è elaborato dal centro nazionale di controllo.

I regolatori che lo acquisiscono modificano la richiesta di carico, adeguando la potenza erogata dai gruppi in modo coerente all'annullamento di Δf e ΔP_s .

Le UP che partecipano alla regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- Il maggiore tra $\pm 10\text{MW}$ e il $\pm 6\%$ della potenza massima per i gruppi termoelettrici.

- Il $\pm 15\%$ della potenza massima per i gruppi idroelettrici.

La variazione massima 0-100% della banda di regolazione deve avvenire in 200s per i gruppi di generazione.

L'insensibilità massima dei regolatori deve essere minore di $\pm 10\text{mHz}$ per tutte le tipologie di impianti. Per gli impianti datati o in adeguamento, i cui regolatori hanno una insensibilità maggiore ai $\pm 10\text{mHz}$, la banda morta volontaria deve essere impostata in misura tale che, non superi il valore di $\pm 30\text{mHz}$.

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria deve essere recuperato, come in Figura 7.

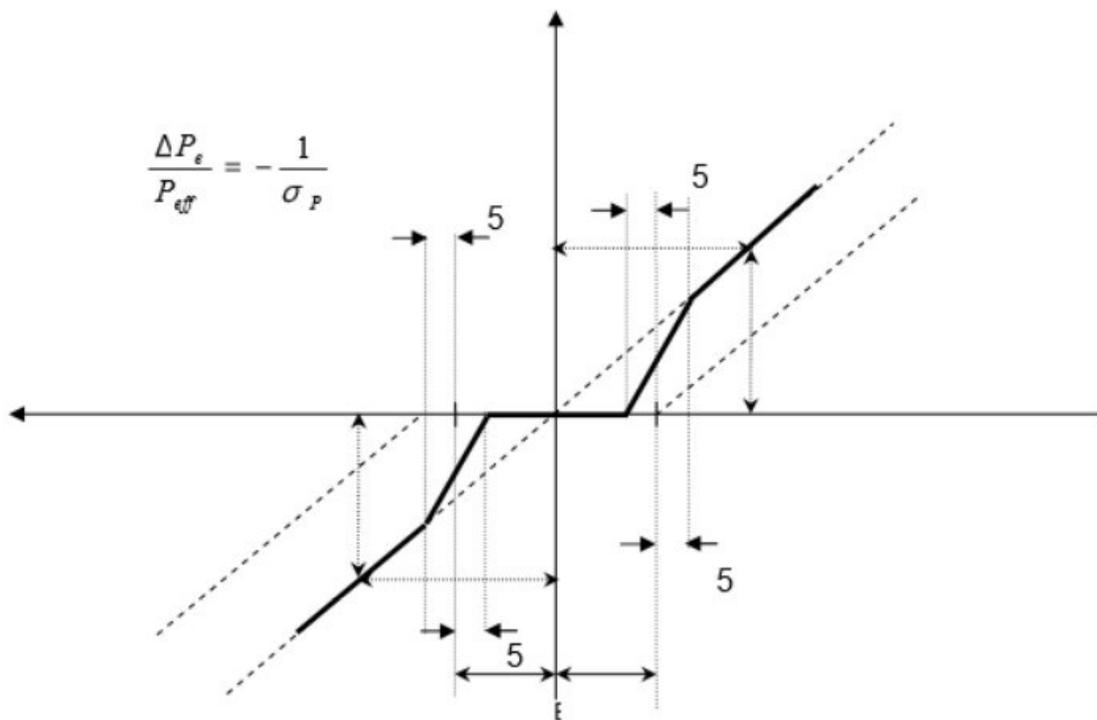


Figura 7: modalità corretta di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori

Il segnale di livello (L%), espresso in termini percentuali e funzione della costante di tempo impostata dal regolatore di rete, ordina alla centrale di produrre una certa energia in funzione di una semibanda (HB) di frequenza in cui il livello 0 rappresenta l'estremo inferiore della banda mentre 100 quello superiore. Il livello 50, ovvero il centro della banda, rappresenta la richiesta di rimanere sulla potenza precedentemente programmata.

$$\Delta P_s = 2 * HB * \frac{(L\% - 50\%)}{100\%}$$

La riserva secondaria deve poter essere erogata con continuità per un tempo massimo non inferiore a due ore.

2.2.3 REGOLAZIONE TERZIARIA

La *regolazione terziaria* serve a ripristinare i margini di riserva primaria e secondaria (e primaria se non già ripristinati) e riportare la frequenza di rete al suo valore nominale con tolleranze più piccole rispetto alle regolazioni precedenti. Permette di variare la potenza prodotta dalle unità già in servizio, rappresentano una riserva pronta in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta senza limitazioni di durata, oppure richiedendo anche l'entrata in servizio di unità inizialmente spente.

I sistemi di accumulo possono essere impiegati come riserva pronta, facilitando l'esercizio degli impianti che hanno rendimenti bassi nel caso in cui lavorino carico parziale.

2.2.4 REGOLAZIONE FREQUENZA CON FAST RESERVE UNIT

I dispositivi di Fast Reserve Unit (sistemi di storage) connessi in bassa e media tensione, per poter partecipare alla regolazione di frequenza devono soddisfare i seguenti requisiti:

- Rimanere connessi in parallelo per valori di tensione compresi tra $85\%V_n \leq V \leq 115\%$ con tensione nominale minore o uguale a 150kV e per valori di frequenza compresi tra $47.5\text{Hz} \leq f \leq 51.5\text{Hz}$.
- Fornire una risposta entro 1 secondo dall'evento che ha determinato l'attivazione del servizio ed il tempo di avviamento della risposta non può essere superiore a 300 ms.
- È prevista una banda morta intenzionale di prima attivazione tarabile nel range [0,500] mHz secondo indicazioni di Terna.

3 SISTEMI DI ACCUMULO DELL'ENERGIA

Com'è noto, l'energia elettrica deve essere prodotta nello stesso momento in cui viene richiesta, quindi in una rete elettrica ci deve essere in ogni momento il bilancio tra energia prodotta dai generatori ed energia consumata dai carichi. Se questo bilancio viene meno si verificano variazioni di frequenza e di tensione che possono influenzare negativamente la rete portandola anche al collasso.

Negli ultimi anni c'è stata una crescente penetrazione degli impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili, dovuta a politiche per diminuire le emissioni di gas serra. Le fonti rinnovabili hanno priorità di dispacciamento ma a causa della non programmabilità creano delle difficoltà nella gestione della rete e allo spegnimento delle centrali tradizionali.

L'aumento delle rinnovabili e la chiusura delle centrali tradizionali hanno portato ad una riduzione dell'inerzia della rete, inoltre alle centrali a fonte rinnovabile non è richiesta la regolazione di frequenza e tensione, contrariamente agli impianti tradizionali dove è obbligatoria.

Una delle soluzioni principali per risolvere i problemi riguardanti il bilanciamento energetico, per compensare la riduzione di inerzia del sistema e per fornire servizi necessari alla rete, sono i sistemi di accumulo.

3.1 SISTEMI DI ACCUMULO

Un sistema di accumulo dell'energia elettrica è qualsiasi dispositivo in grado di accumulare energia elettrica proveniente dalla rete, convertirla in un'altra forma, per poterla conservare e utilizzarla in un secondo momento.

I principali sistemi di accumulo sono:

- accumulo elettromeccanico (volani e CAES)
- accumulo di energia potenziale (sistemi di pompaggio)

- accumulo elettrochimico (batterie)
- accumulo elettrostatico (condensatori e supercondensatori)
- accumulo elettromagnetico (SMES)

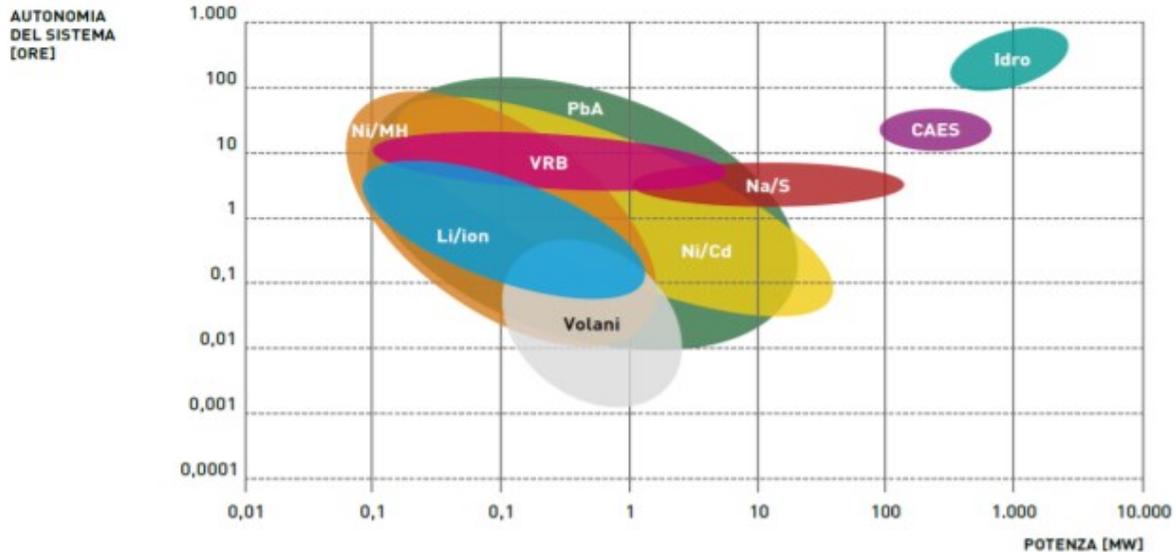


Figura 8: tempo di scarica/potenza dei sistemi di accumulo

3.2 ACCUMULO ELETTROCHIMICO

Per accumulo elettrochimico si intende quel tipo di accumulo basato sulla conversione di energia elettrica in energia chimica in modo reversibile. Essi si distinguono in accumulatori elettrochimici, o pile secondarie, e in pile primarie; la loro differenza sta nel fatto che il processo di conversione dell'energia chimica in elettrica è reversibile, cioè sono ricaricabili. Questo permette l'accumulo dell'energia elettrica sotto forma di energia chimica, rendendola disponibile al momento opportuno.

Una batteria è formata da più celle collegate tra loro in serie e in parallelo per ottenere una determinata tensione e corrente ai morsetti.

Esistono diversi tipi di batterie che si differenziano per gli elementi che partecipano alla reazione o la tecnologia della cella, ma tutte hanno in comune lo stesso principio di funzionamento.

3.2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Questa tecnologia sfrutta la reazione di ossido riduzione, in cui una specie chimica (riducente) perde elettroni e si ossida e una seconda specie chimica (ossidante) acquista elettroni persi dal riducente e si riduce. Ogni reazione di ossidoriduzione è potenzialmente una sorgente di energia elettrica, la quale, tramite un circuito esterno che permetta di intercettare il flusso di elettroni attraverso un conduttore, genera una corrente elettrica con un potenziale che dipende dai reagenti.

La struttura base di una cella è costituita da due semicelle, ciascuna composta da un elettrodo metallico (denominati anodo e catodo) immerso in una sostanza elettrolitica, separate da un setto poroso che permette il passaggio degli ioni impedendo il mescolamento delle soluzioni.

Nelle pile secondarie (ricaricabili) è possibile, applicando un campo elettrico ai morsetti esterni, invertire il percorso degli elettroni e il verso della reazione riportandola alle sue condizioni iniziali (ricarica), questa reazione che trasforma l'energia elettrica in energia chimica è chiamata elettrolisi.

Questo tipo di accumulatori sono caratterizzati dai seguenti parametri:

- *Capacità C [Ah]:* è la quantità di carica che può essere estratta dal sistema durante la scarica fino al raggiungimento del valore minimo di tensione. Nella maggior parte degli accumulatori non è un parametro costante, ma dipende dal regime, ovvero dalla corrente di scarica e dalla temperatura nell'ambiente di lavoro.

- *Energia nominale [Wh]*: è l'energia che il sistema fornisce durante la scarica partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa, ed è dato dal prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore. Anche questo parametro dipende dal regime di lavoro e dalla temperatura di esercizio.
- *Potenza nominale [W]*: la potenza erogabile da un accumulatore elettrochimico non può essere definita in modo univoco, poiché dipende dal carico applicato, ma è utile definire, per ciascun accumulatore, una potenza nominale, ovvero la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo.
- *Energia specifica [Wh/Kg] e densità di energia [Wh/l]*: questi due parametri sono ottenuti rapportando l'energia dell'accumulatore rispetto al peso e al volume occupato dallo stesso.
- *Potenza specifica [W/Kg] e densità di potenza [W/l]*: si ottengono rapportando la potenza dell'accumulatore rispettivamente al peso e al volume occupato dallo stesso.
- *Tasso di scarica*: corrente media alla quale viene scaricata la batteria, è data dal rapporto tra la capacità e il tempo di scarica.

$$I = \frac{C}{\Delta T}$$

- *Stato di carica (SOC)*: capacità residua dopo un processo di scarica a partire dalla condizione di piena carica (espresso in forma percentuale, 100% piena carica).

$$SOC_0(t) = \left(\frac{1 - \int_{t_0}^t i(\tau) d\tau}{C_0} \right) * 100\%$$

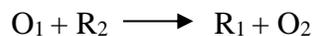
- *Profondità di scarica (DoD)*: quantità di carica erogata dall'accumulatore solitamente espressa in forma percentuale rispetto alla capacità nominale C_0 .

$$DOD_o(t) = \frac{\int_{t_0}^t i(\tau) d\tau}{C_0 * 100\%}$$

- *Cicli di vita*: rappresenta il numero di cicli di scarica e carica completa che una batteria è in grado di effettuare prima di scendere al di sotto di un limite minimo di prestazioni. Il numero di cicli di vita dipende dalla temperatura di lavoro e dal DOD (all'aumentare del DOD diminuiscono i cicli possibili).
- *Tempo di vita [anni]*: rappresenta il tempo di lavoro della batteria prima di scendere al di sotto delle prestazioni limite.
- *Autoscarica*: è la percentuale di scarica che avviene quando l'accumulatore è a riposo, portando nel tempo alla sua scarica completa.
- *Rendimento energetico*: è definito come il rapporto tra la quantità di energia scaricata e quella necessaria per riportare la batteria allo stato di carica iniziale.
- *Rendimento amperometrico*: è dato dal rapporto tra la quantità di carica prelevata durante la scarica dell'accumulatore e quella necessaria per riportarlo alla carica iniziale.

Una batteria è costituita da due semielementi, in cui in uno di essi si realizza un processo di ossidazione che libera elettroni e nell'altro quello di riduzione che li utilizza.

Una generica reazione di ossido riduzione è descritta dalla formula:



si vede come la specie chimica 1 si riduce in R_1 e la specie chimica 2 si ossida in O_2 .

La reazione può essere divisa in due processi redox, una per la riduzione e una per l'ossidazione.

Catodo \longleftrightarrow riduzione: $O_1 + ne^- \longleftrightarrow R_1$

Anodo \longleftrightarrow ossidazione: $R_2 \longleftrightarrow O_2 + ne^-$

I due processi avvengono in luoghi separati, nelle due semicelle, la separazione è realizzata mediante un setto poroso, costituito ad esempio da vetro sinterizzato, o da un ponte salino, costituito da un tubo in vetro contenente una soluzione elettrolitica liquida o gelificata. Questo per impedire il mescolamento delle due soluzioni, consentendo comunque il passaggio degli ioni e quindi la continuità del circuito elettrico.

Ogni semielemento è formato da un elettrodo, cioè un conduttore di prima di specie, a contatto con una soluzione elettrolitica.

L'elettrodo dove avviene la riduzione è denominato *catodo* (polo positivo) mentre quello dove avviene l'ossidazione è denominato *anodo* (polo negativo), tuttavia la loro definizione dipende dal funzionamento.

Se la batteria è in scarica (funzionamento da cella galvanica) il polo positivo è l'anodo e il polo negativo è il catodo, mentre quando la batteria è in carica (funzionamento da celle elettrolitica) il polo positivo è il catodo e il polo negativo è l'anodo.

Gli elettrodi sono collegati tra loro da un circuito elettrico esterno costituito da un conduttore di prima specie, generando così ai loro capi una differenza di potenziale.

Prendendo come esempio la pila di Daniell, una delle prime pile, essa è costituita da un elettrodo di Zn, con funzione di anodo, immerso in una soluzione di solfato di zinco, $ZnSO_4$ contenente quindi ioni di Zn^{2+} e SO_4^{2-} , mentre l'altro elettrodo in Cu, con funzione di catodo, è immerso in una soluzione di solfato di rame, $CuSO_4$, contenente quindi ioni di Cu^{2+} e SO_4^{2-} .

Il flusso di elettroni attraverso il circuito esterno avviene dall'anodo verso il catodo, come conseguenza della seguente reazione:

Anodo (polo-): $Zn \longrightarrow Zn^{2+} + 2e^-$

Catodo (polo+): $Cu^{2+} + 2e^- \longrightarrow Cu$



La reazione totale di cella non è reversibile e la tensione ai morsetti è 1,10 V (a 25°C e con concentrazione delle soluzioni 1M).

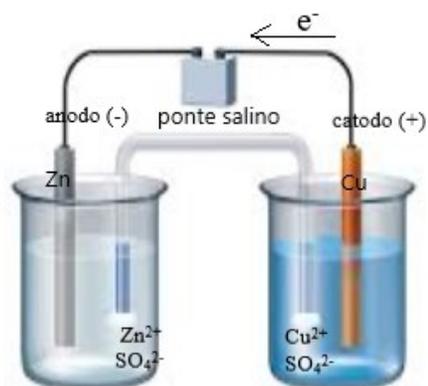


Figura 9 esempio di cella galvanica (pila Daniel)

3.2.2 TIPOLOGIE DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO

Esistono diversi tipi di accumulatori che si differenziano, per le coppie di elettrodi, per il tipo di elettrolita e per le caratteristiche costruttive.

Analizzando solamente le batterie secondarie, si possono distinguere quattro categorie:

- batterie con elettrolita acquoso (es. Pb-A)
- batterie ad alta temperatura (es. Na-S)
- batterie redox a circolazione di elettrolita (es. VRB)
- batterie al litio

Di seguito, viene evidenziata l'energia specifica ponderale (Wh/Kg) e l'energia specifica volumetrica (Wh/l) delle diverse tecnologie.

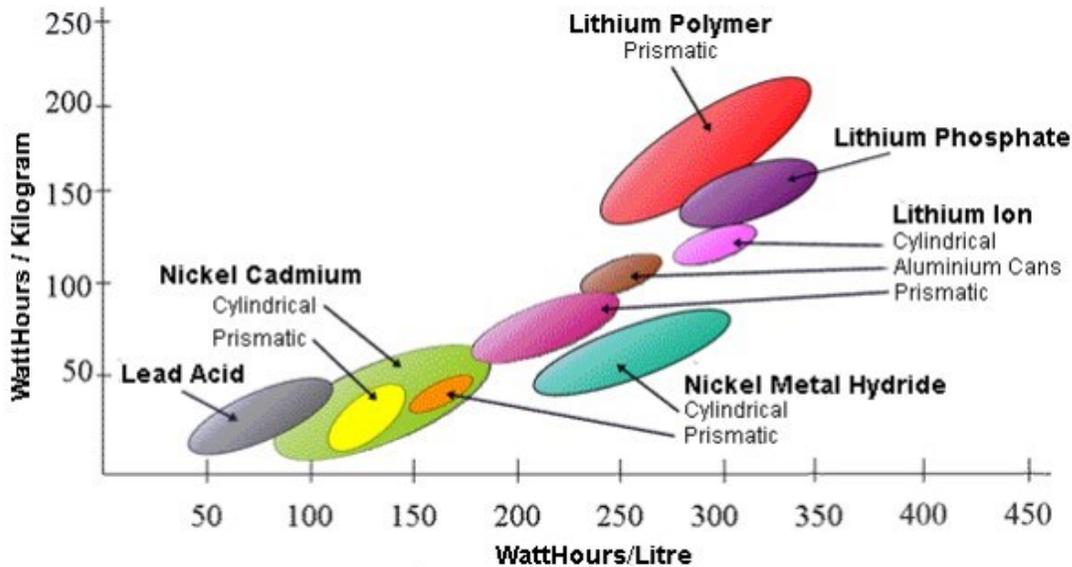


Figura 10: confronto prestazioni delle varie tecnologie

3.2.2.1 Batterie con elettrolita acquoso

Questa tecnologia è la più antica e quindi anche la più matura. L'elettrolita acquoso presenta diversi problemi, il rischio di versamento del liquido nell'ambiente con conseguente impatto ambientale, pericolo di incendio e rischi per la salute. Con i continui miglioramenti, si è ovviato a questo problema con l'immobilizzazione dell'elettrolita, con l'utilizzo di sostanze gelatinose (gel di silice) o porose (lana di vetro o grafite).

3.2.2.1.1 Accumulatori al piombo-acido

È la tecnologia più diffusa grazie al basso prezzo e alla reperibilità delle materie prime, ma presenta una densità energetica piuttosto bassa e una durata di vita assai limitata.

La cella di un accumulatore a piombo-acido è costituita da un elettrodo negativo di piombo spugnoso e da un elettrodo positivo di biossido di piombo PbO_2 , separati da un materiale poroso

e immersi in un l'elettrolita in soluzione acquosa di acido solforico H_2SO_4 ad elevata conducibilità ionica (vedi Figura 11).

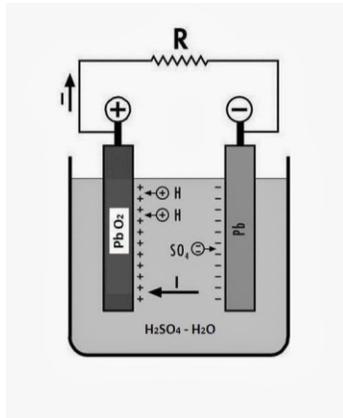


Figura 11: funzionamento batteria PA

La *f.e.m.* di ogni elemento è di circa 2,2V, le batterie sono costituite da più elementi in serie, fino a raggiungere una tensione di 12-24V.

Durante il processo di scarica si ha un consumo dell'acido solforico che, nel tempo, può portare ad una diminuzione della densità dell'elettrolita mentre gli elettrodi si ricoprono di un sottile strato di solfato di piombo, il quale per eccessivi periodi di carica, si formano particelle di $PbSO_4$, che non reagiscono più nel successivo periodo di ricarica provocando una diminuzione della capacità dell'accumulatore.

Nel processo di scarica, imponendo una tensione dall'esterno avvengono le reazioni opposte, i materiali Pb e PbO_2 vengono ripristinati a spese del solfato ed è ristabilita la concentrazione iniziale di acido solforico.

La reazione totale che avviene nella cella è:



Esistono due tipologie principali: gli accumulatori aperti (VLA- Vented Lead Acid) e quelli ermetici (VRLA – Valve Regulated Lead Acid).

I VLA sono quelli tradizionale ad oggi i più diffusi, presentano un'apertura per la fuoriuscita dell'idrogeno e dell'ossigeno che si viene a produrre nel processo di carica; questi accumulatori hanno bisogno di un continuo rabbocco d'acqua, consumata per l'evaporazione nel processo di elettrolisi.

Nei VRLA non è prevista la fuoriuscita dei gas in quanto l'ossigeno e l'idrogeno rimangono all'interno della batteria per la ricombinazione in acqua.

Gli svantaggi di questi accumulatori sono la bassa energia e potenza specifica, vita breve, necessità di manutenzione, solfatazione delle piastre e dell'acido solforico.

3.2.2.1.2 Batterie a base di nichel

Questi accumulatori si possono suddividere in due gruppi:

- Nichel-cadmio, Nichel-Ferro e le Nichel-Zinco simili tra loro nel funzionamento
- Nichel-metallo idruro e Nichel-Cadmio

La batteria Nichel-Cadmio era molto utilizzata soprattutto per la sua caratteristica di avere buone prestazioni anche a basse temperature ed un'elevata vita.

Questa tecnologia sta venendo sostituita dalle batterie Nichel-metallo idruro a causa del loro elevato impatto ambientale dovuto alla tossicità del cadmio.

La Nichel-Cadmio è composta da due coppie di elettrodi isolati elettricamente da un separatore e immerse in una sostanza elettrolita di tipo alcalino.

L'elettrodo positivo è composto da idrossido di nichel (NiOOH), quello negativo è costituito da cadmio (Cd). L'elettrolita, idrossido di potassio in soluzione acquosa, permette il passaggio degli ioni durante i processi di carica e scarica senza degradarsi durante i cicli di lavoro.

Nel processo di scarica, il cadmio (anodo) viene ossidato dalla reazione con gli ioni OH⁻ formando ossido di cadmio e liberando elettroni. L'idrossido di nichel (catodo) viene ridotto dalla reazione con la molecola d'acqua. Il processo avviene in modo opposto per la carica.

Sono applicate in diverse applicazioni dove sono richiesti sistemi robusti e affidabili.

La reazione globale di scarica e carica di questo accumulatore sono:



Sono caratterizzate da una buona durata di vita e da buone prestazioni sia a bassa che elevata temperatura, però presentano elevati valori di autoscarica (25% in un mese).

3.2.2.1.3 Batterie nichel-metalli idruro

In questo accumulatore viene impiegato l'idrogeno che permette di avere alte energie specifiche. Come già detto, una cella di Nichel-metallo idruro è simile a quella nichel-cadmio.

Il catodo è costituito da idrossido di nichel, mentre l'anodo da una lega metallica in grado di assorbire l'idrogeno. L'elettrolita è di origine alcalina ed è costituito da idrossido di potassio. Permette il passaggio dei soli ioni e non viene degradato con i vari cicli.

Nel processo di scarica, l'idrossido di nichel (NiOOH) viene ridotto acquisendo lo ione idrogeno dalla molecola di acqua e un elettrone dal circuito esterno. All'anodo l'idruro metallico (MH) libera elettroni e rilascia ioni idrogeno che si ricombinano con gli ioni idrossido formando acqua. La reazione avviene in verso opposto nel processo di carica. La reazione totale è così definita:



Presentano un'elevata autoscarica come nelle nichel-cadmio, inoltre a causa dell'elevato costo delle materie prime questi accumulatori sono sostituiti dagli ioni-litio.

3.2.2.2 *Batterie ad alta temperatura*

Ne fanno parte le Sodio-Zolfo (Na-S) e Sodio-Cloruro di Nichel (ZEBRA), lavorano ad una temperatura interna di 300°C, necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Sono caratterizzate da un'elevata energia specifica, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente e dalla durata di vita.

3.2.2.2.1 *Batterie Sodio-Zolfo (Na-S)*

In una cella Sodio-Zolfo il catodo è costituito da zolfo liquido, l'anodo è costituito da sodio liquido ed il separatore è una ceramica costituita dalla beta-allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio.

Nella fase di scarica, il sodio viene ossidato liberando elettroni; gli ioni di sodio, attraverso l'elettrolita raggiungono l'elettrodo positivo dove si combinano con lo zolfo formando pentasolfato di Sodio. Continuando il processo al Na_2S_5 si sostituisce il tetrasolfato Na_2S_4 e successivamente il Na_2S_3 . Se la scarica continuasse si avrebbe la formazione di bisolfato Na_2S_2 che è un solido che si separerebbe in modo irreversibile, quindi il processo di scarica deve terminare prima di giungere a questa situazione.

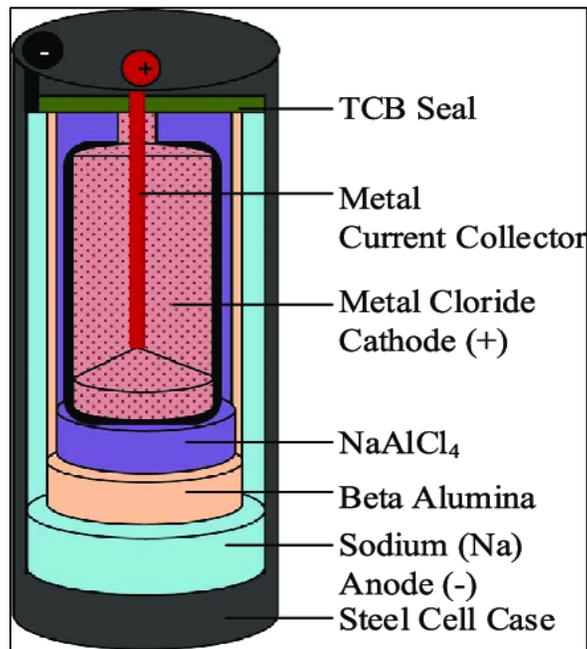
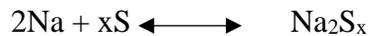


Figura 12: batteria Sodio-Zolfo

La reazione totale di cella è così descritta:



La reazione totale di cella produce una tensione nominale di 2,076 V.

Questa tipologia di accumulatore presenta caratteristiche molto diverse da quelle precedentemente descritte, infatti gli elettrodi si presentano allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico che svolge il compito dell'elettrolita. Il separatore ceramico permette il passaggio ionico solo ad elevate temperature, ed ecco perché gli elettrodi devono rimanere allo stato fuso.

Esse si distinguono per un'elevata energia specifica, prestazioni indipendenti dalla temperatura esterna, elevato numero di cicli di vita, elevati rendimenti energetici e aut scarica nulla.

3.2.2.2 Batterie ZEBRA

Questi accumulatori sono simili alle batterie Sodio-Zolfo.

Il catodo è costituito da un cloruro di un metallo di transizione (nichel o ferro) allo stato liquido, mentre l'anodo è costituito da sodio allo stato fuso.

Nella fase di scarica il sodio si ossida liberando elettroni, invece, gli ioni sodio si spostano verso il catodo attraversando l'elettrolita. Qui gli elettroni provenienti dal circuito esterno riducono il cloruro di nichel, formando cloruro di sodio e nichel.

Durante la carica la reazione avviene in verso opposto.

Oltre al cloruro metallico è aggiunto un solvente liquido ad alta temperatura, il tetracloroalluminato (NaAlCl_4), la quale non partecipa alla reazione ma costituisce un elettrolita secondario per aumentare la mobilità degli ioni sodio.

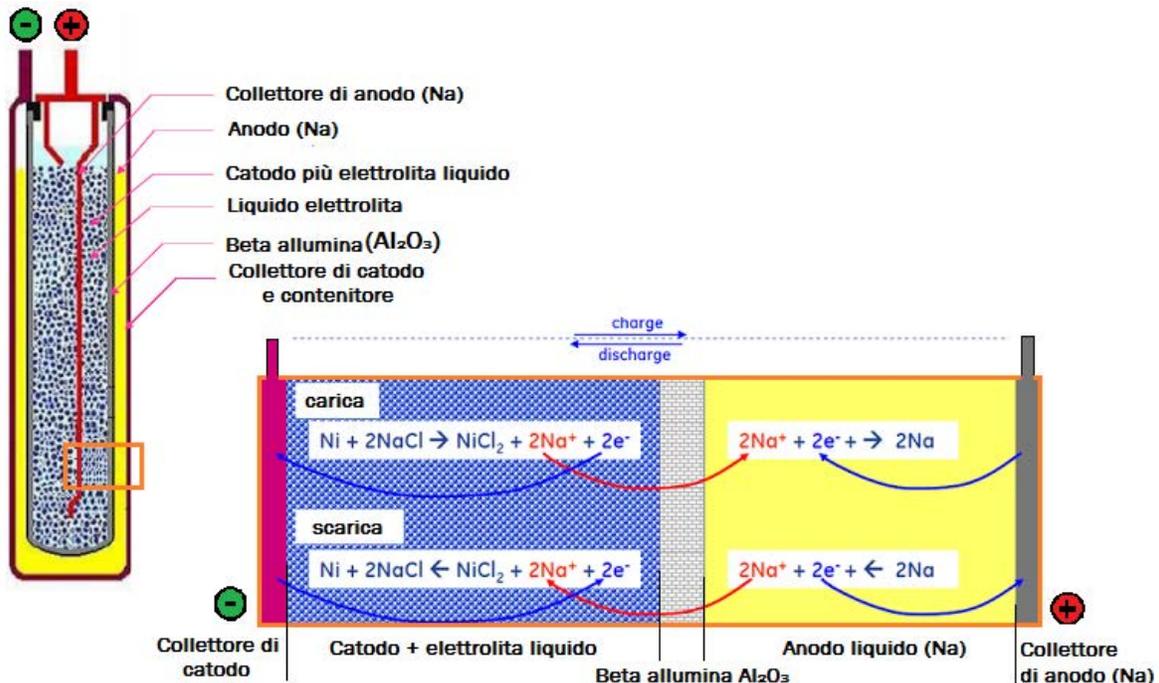


Figura 13: batteria ZEBRA

La reazione totale di cella risulta:



Come per le batterie Sodio-Zolfo è necessario mantenere la temperatura controllata tra i 250°C e 300°C.

Un vantaggio di queste batterie è dato dalla bassa pericolosità in caso di rottura del separatore ceramico, infatti il contatto tra il sodio ed il tetracloroalluminato si ha la formazione di prodotti di reazione solidi, non corrosivi e con una bassa pressione ad elevate temperature.

3.2.2.3 *Batterie redox a circolazione di elettrolita*

Hanno la particolare caratteristica di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche, contenenti differenti coppie Redox, dove sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono disciolti in soluzioni acquose.

Le soluzioni dell'elettrolita sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana per lo scambio ionico, impedendo il mescolamento delle soluzioni.

La caratteristica principale è l'indipendenza tra la caratteristica di energia e di potenza.

La potenza dipende dalla quantità di energia che prende parte alla reazione, cioè dalla superficie della membrana, dalla quantità di elettrolita e dalla portata della pompa.

La capacità di accumulo dipende solamente dalle dimensioni dei serbatoi quindi dal liquido contenuto nei serbatoi.

Questo permette di aumentare la capacità della batteria aumentando il volume dei serbatoi mantenendo la potenza invariata.

Un esempio è la batteria redox al Vanadio la quale utilizza la coppia redox vanadio in differenti stati di ossidazione.

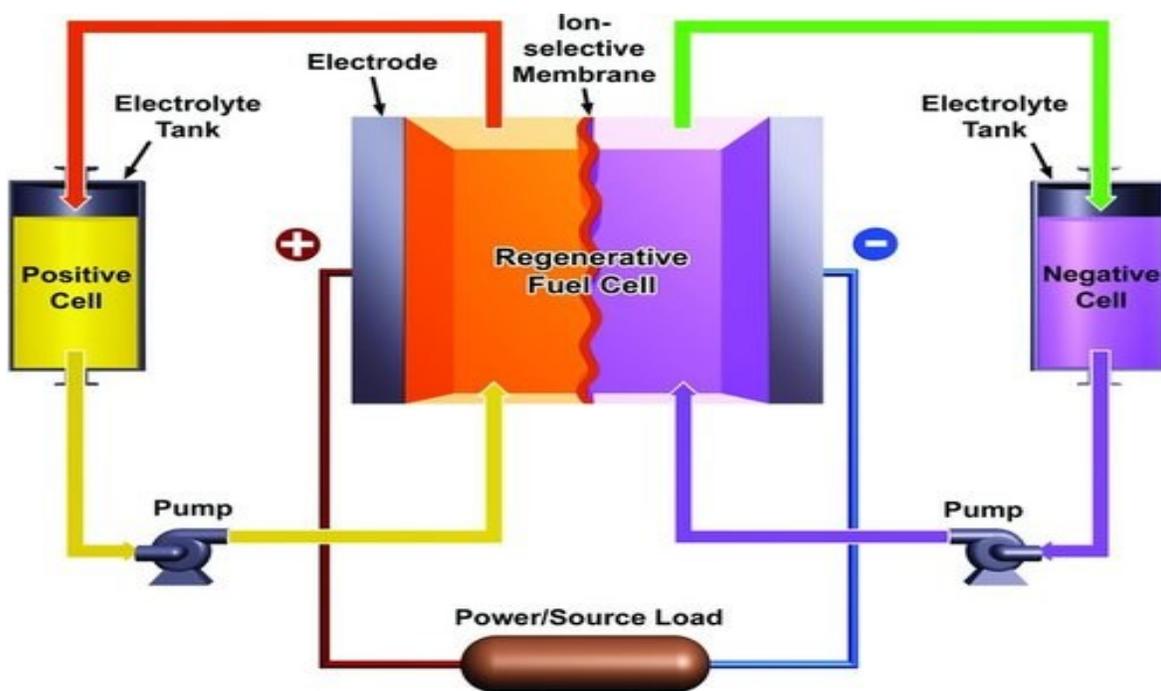
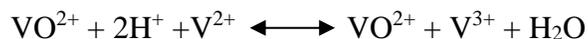


Figura 14: diagramma di una batteria redox al Vanadio

All'elettrodo positivo è presente V^{3+}/V^{2+} mentre al negativo V^{5+}/V^{4+} disciolti in una soluzione di acido solforico (H_2SO_4). Essa è costituita dalla membrana di scambio protonico, dagli elettrodi e dalle piastre bipolari.

La reazione che avviene nella cella è:



La temperatura, in questo accumulatore, è un parametro con un'elevata influenza, e deve rimanere tra i $0^\circ C$ e $40^\circ C$.

Questo perché alle basse temperature il fluido diventerebbe troppo denso e ne risulterebbe difficile la sua circolazione. L'alta temperatura causa la precipitazione dei sali del vanadio con conseguente ostruzione del circuito idraulico e delle pompe.

Sono caratterizzati da taglie elevate, tempo di vita elevato ed autoscarica quasi nulla avendo i reagenti in serbatoi separati.

Le batterie sono adatte ad applicazioni che richiedono prestazioni in potenza e in energia, rispettivamente perché presentano tempi di risposta molto rapidi e capacità elevata (dipende dal volume dei serbatoi).

3.2.2.4 BATTERIE A IONI DI LITIO

Questa tecnologia è molto utilizzata quando sono richiesti piccoli ingombri e basso peso.

Sono caratterizzate da un'elevata densità di energia ed energia specifica, un alto rendimento energetico, un elevato numero di cicli (migliaia) e bassa corrente di autoscarica.

Esistono diversi tipi di batterie al litio, che differiscono tra loro per i materiali utilizzati per gli elettrodi e per l'elettrolita. Il litio è l'elemento avente il potenziale elettrico più negativo quindi, accoppiato ad un altro elemento, si ottiene un'elevata tensione di cella, tra i 2,7 e 4,2V.

Presentano diverse sottocategorie, caratterizzate da una stessa struttura di base ma diversi nei materiali elettrodici ed elettroliti. L'anodo, in quasi tutte le tipologie, è costituito da grafite allo stato litiato, mentre il catodo è un ossido litiato di un metallo di transizione (ferro fosfato, ossido di manganese, diossido di cobalto, ossido di nichel, grafite, titanio di litio).

Il processo di cella è caratterizzato dal passaggio di ioni Li^+ dal materiale anodico al materiale catodico, questo processo reversibile non comporta nessuna modifica strutturale dei materiali elettrodici, per cui non si ha l'effetto memoria.

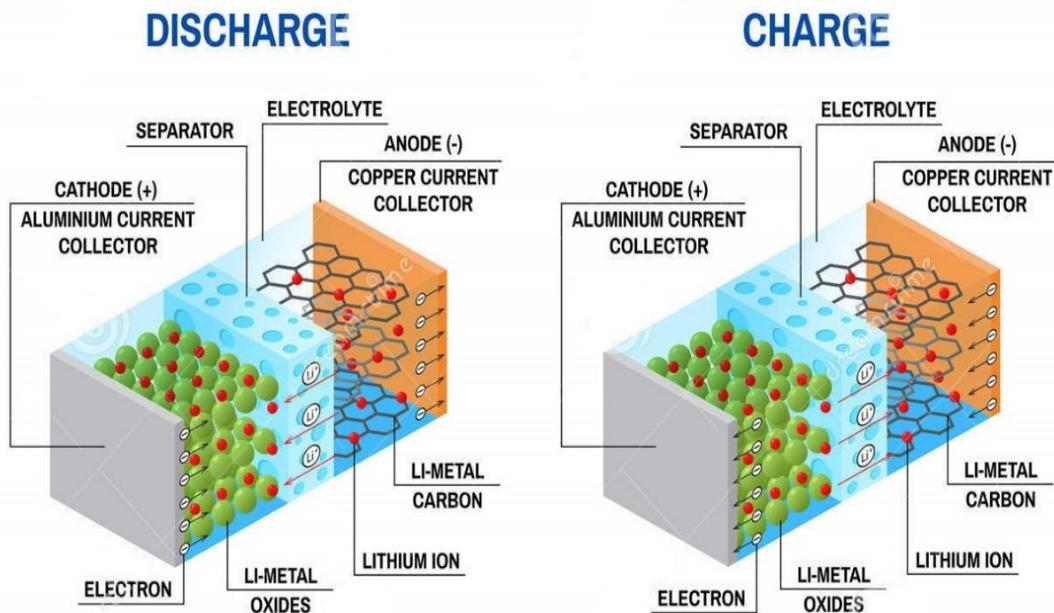


Figura 15: schema batteria a Ioni Litio

Una batteria di questo tipo è solitamente costituita da un catodo ossido litiato di un metallo di transizione e da un anodo generalmente in grafite allo stato litiato Li_xC_6 (con x che varia tra 0 e 1). L'elettrolita è composto da sali di litio, disciolti in una miscela di solventi organici e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene e di polipropilene.

Durante il processo di carica lo ione litio viene estratto dall'ossido metallico costituente il catodo e trasferito all'anodo, mentre gli elettroni migrano da un elettrodo all'altro attraverso il circuito esterno. Nell'anodo il processo di carica riduce lo ione litio a litio nella matrice di grafite acquisendo gli elettroni provenienti dal circuito esterno.

Nella fase di scarica, il litio che era intrappolato nella matrice di grafite si ossida rilasciando elettroni, mentre gli ioni litio si spostano attraverso l'elettrolita al catodo, che viene ridotto.

Tabella 1: vantaggi/svantaggi batteria ioni di litio

vantaggi	svantaggi
<ul style="list-style-type: none">- batterie con la più alta energia per unità di peso- assenza dell'effetto memoria- elevata efficienza energetica- no impatto ambientale- elevati cicli di vita- tensione elevata (2,7 a 4,2V)- bassa autoscarica- spessori sottili	<ul style="list-style-type: none">- deve essere garantito un controllo contro il cortocircuito, il sovraccarico e le temperature elevate altrimenti c'è il rischio di esplosione della cella- costosa anche se il suo costo è in continua diminuzione- invecchiamento crescente con il tempo di stoccaggio, temperatura e stato di carica- temperatura di utilizzo tra 20 e 40°C

Come già detto in precedenza, questa tipologia di batterie si differenziano tra loro per il tipo di elettrolita, catodo e anodo.

Catodo

Il catodo presenta capacità maggiori di accumulare carica, sia per unità di volume che di massa, rispetto all'anodo quindi è nello sviluppo di materiali catodici che le ricerche si sono focalizzate.

Il primo materiale ad essere utilizzato fu il litiato di cobalto (LiCoO_2), il quale presentava una buona capacità, reversibilità e stabilità; però risultava essere critico nel caso di sovraccaricabilità della cella portandola al suo collasso e con il conseguente rilascio di un'elevata quantità di calore.

Ora si utilizzano catodi composti da ossidi misti a tre elementi di transizione a base di nichel/cobalto, come:

- Diossido di cobalto (LiCoO_2): esso presenta buone capacità di accumulare ioni litio, di reversibilità elettrochimica, densità di energia e numero di cicli. Di contro, nel

verificarsi di condizioni estreme, possono portare ad un aumento della temperatura o anche all'incendio.

- Ossido di manganese (LiMn_2O_4): presenta una maggior stabilità rispetto al nichel cobalto ma ha caratteristiche simili per quanto riguarda i cicli di lavoro.

Il manganese, a differenza del cobalto, è un materiale sicuro.

Presenta tensioni di esercizio elevate (fino a 4V), tuttavia le caratteristiche della cella degradano all'aumentare della temperatura o del numero di cicli.

- Ossido di nichel (LiNiO_2): presenta capacità e potenziali elevati, però ha molti problemi di sicurezza ed è meno stabile.

Anodo

Il materiale anodico più utilizzato in questi accumulatori è il carbonio sottoforma di grafite, anche se, si stanno diffondendo batterie con anodi in leghe metalliche del litio, come il titanato di litio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) che garantiscono una sicurezza maggiore nei fenomeni di sovraccarico.

- Grafite: in questa tecnologia lo spostamento degli ioni verso il catodo è favorito, siccome gli ioni litio sono legati più debolmente alla grafite.

È caratterizzata da un'elevata capacità e da un basso costo; di contro la struttura intercalata dal litio subisce un rigonfiamento che può portare ad una diminuzione della capacità e alla durata di vita.

- Titanato di litio: offre una potenza elevata ed elevato range della temperatura di esercizio. Durante i cicli non subisce deformazioni il che si traduce in una lunga vita, non ha interazioni con l'elettrolita quindi a tempi di ricarica brevi, senza rischi di corto circuiti.

Rispetto alle batterie con anodo in grafite presenta tensioni di cella ed energie inferiori.

Elettrolita

La scelta dell'elettrolita dipende dai materiali usati per gli elettrodi. L'elettrolita si può suddividere in due categorie: liquido o polimerico.

L'elettrolita liquido è composto da uno o più solventi e da uno o più sali di litio. Il solvente deve essere scelto in funzione del sale utilizzato, del tipo di elettrodo, della temperatura e anche in funzione dell'intervallo di tensione tra i due elettrodi.

I solventi utilizzati hanno diverse funzionalità, alcuni a seguito di un aumento eccessivo della temperatura permettono di diminuire la conducibilità ionica garantendo un certo grado di sicurezza intrinseco nella cella, altri limitano la decomposizione del sale o impediscono la corrosione.

L'elettrolita polimerico offre semplificazioni a riguardo della costruzione, robustezza, sicurezza e geometria con spessore di cella che possono essere più sottili. Al contrario, presenta una bassa conducibilità a causa della resistenza interna troppo alta.

Questa tecnologia non è adatta in applicazioni dove è richiesta un'elevata potenza, invece, è usata negli apparecchi di piccole dimensioni per la struttura compatta della batteria.

Tabella 2: valori tipici batteria ioni di litio

Parametro	Valore tipico
Capacità delle celle [Ah]	0,1 ÷ 10000
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 3000
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 180
Efficienza energetica [%]	80 ÷ 95
Autoscarica mensile [%]	<1
Vita attesa con DoD 80% [cicli]	1500 ÷ 5000

Temperatura di lavoro	-30 ÷ 60 °C in scarica 0 ÷ 60 °C in carica
Ausiliari necessari	Sistema di bilanciamento BMS (opzionale)
Regime di scarica tipico	C/3 ÷ 2C

3.3 BATTERY MANAGEMENT SYSTEM

Il Battery Management System (BMS) ha il compito di monitorare le condizioni operative della batteria per garantirne il funzionamento entro determinati limiti di tensione e temperatura evitando così di andare a danneggiare irrimediabilmente la cella.

Il BMS fornisce anche una misura dello stato di carica (SOC) con lo scopo di fornire un'informazione sulla carica disponibile e di energia immagazzinata all'utilizzatore.

La valutazione del rischio viene fatta confrontando i valori limite preimpostati con quelli in tempo reale, se vengono riscontrate delle irregolarità il sistema deve essere in grado di risolvere il problema e nel caso peggiore limitarlo disconnettendo la batteria dalla rete.

Le misure che effettua il BMS sono:

- Misura della tensione: questa misura deve avere un'elevata accuratezza soprattutto per batterie con andamenti molto piatti della caratteristica di tensione in funzione dello stato di carica, si parla di 1-2mV.
- Misura di corrente: deve avere una buona precisione di circa del 0.5-1%, soprattutto se viene utilizzata per il calcolo dello stato di carica.
- Misura della temperatura: si può misurare la temperatura su ogni singola cella oppure, nel caso sia presente un sistema di raffreddamento, è sufficiente un'unica misurazione siccome la distribuzione della temperatura è omogenea.

Un'altra funzione importante del BMS è il bilanciamento delle cariche delle batterie. Nel caso siano connesse più batterie in serie per avere valori di tensione elevati si ha come conseguenza lo sbilanciamento della carica tra le varie celle.

Questo fa sì che se le celle non sono allo stesso stato di carica, durante la fase di scarica la cella con carica minore arriverà prima alla tensione di soglia oltre alla quale non può più operare. Così facendo il BMS considera che da quella serie di celle non sia più possibile estrarre carica anche se le altre celle avrebbero ancora una capacità residua.

Il problema inverso avviene nella fase di carica, la cella che per prima arriva alla tensione massima impedisce, per non essere danneggiata, alle altre di completare la carica.

Quando in una batteria le celle non presentano la medesima carica, essa viene definita squilibrata.

Il BMS ha il compito di impedire il verificarsi delle situazioni precedenti bilanciando correttamente la tensione di cella.

Le modalità di bilanciamento possono essere principalmente di due tipi:

- Passivo: l'energia in eccesso viene dissipata sotto forma di calore chiudendo la batteria su un carico resistivo, questo permette di portare tutte le celle alla medesima condizione.
- Attivo: in questo caso l'energia in eccesso posseduta dalle celle con carica maggiore viene spostata a quelle aventi carica minore. Questo metodo permette di portare le celle allo stesso SOC senza disperdere energia. Se da un lato vengono migliorati i consumi energetici dall'altro viene richiesto un sistema di controllo più complesso.

4 DIGSILENT POWER FACTORY

Con lo scopo di valutare la prestazione dinamica della rete in isola in regolazione di tensione e frequenza, è stato realizzato un modello con il software *DIgSILENT Powerfactory*.

4.1 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

DIgSILENT (DIgitalSImuLation of Electrical NeTworks) Powerfactory è un software che fornisce tutte le funzionalità per studi riguardanti l'analisi di sistemi di generazione, trasmissione, e distribuzione nonché di sistemi industriali.

Presenta una vasta gamma di funzionalità, partendo da quelle standard (rappresentazioni reti elettriche, analisi flussi di potenza) fino a quelle più specifiche quali la simulazione e il monitoraggio in tempo reale di sistemi elettrici.

Al suo interno è presente una libreria completa di modelli per i componenti che costituiscono una generica rete elettrica. La libreria include modelli per generatori, motori, controllori, carichi dinamici, e anche per vari elementi passivi come linee, trasformatori, e carichi statici.

In questo ambiente è possibile studiare il comportamento del generatore sincrono e del SdA, in seguito ad una variazione di frequenza e tensione, dovuta dal distacco o dall'inserzione di un carico, simulando la loro risposta nel dominio del tempo.

Le funzioni di simulazione, nel dominio del tempo, in *DIgSILENT PowerFactory* sono in grado di analizzare il comportamento dinamico di piccoli e grandi sistemi di alimentazione.

I transitori nei sistemi elettrici possono generalmente essere classificati in base alla loro durata:

- Transitori a breve termine o transitori elettromagnetici
- Transitori a medio termine o elettromeccanici
- Transitori a lungo termine

Per tener conto di questi fenomeni in DIgSILENT *PowerFactory* sono disponibile diverse simulazioni:

- *Symmetrical Steady-State RMS*: è una simulazione che considera solamente le componenti fondamentali di tensione e corrente, utilizzato in un modello di rete simmetrico.
- *Three-Phase RMS*: è una simulazione trifase che utilizza un modello di rete a stato stazionario (RMS) per transistori a medio lungo termine in condizioni di rete equilibrate e sbilanciate, vale a dire per analizzare il comportamento dinamico dopo guasti asimmetrici.
- *Three-Phase EMT*: utilizzata nelle simulazioni di transistori elettromagnetici ed elettromeccanici, quindi di breve durata, in condizioni di bilanciamento e sbilanciamento. Considera correnti e tensioni con i loro valori istantanei.

4.1.1 MODELLO DELLA MACCHINA SINCRONA

Nelle simulazioni dinamiche, il software descrive la macchina sincrona con un riferimento rotante dqY (trasformata di Park), utilizzando circuiti equivalenti di asse diretto *d-axis*, e in quadratura *q-axis*.

Il riferimento rotante dell'asse diretto modella l'avvolgimento di eccitazione e lo smorzamento. Mentre per l'asse in quadratura esistono due modelli uno per macchine a poli salienti e uno per macchine con rotore avvolto.

Il modello della macchina sincrona e i suoi input/output sono definiti all'interno dell'elemento *ElmSym*. Un elemento di DIgSILENT *PowerFactory* è un modello matematico racchiuso in un'interfaccia grafica che, associato ad altri elementi, va a comporre la rete da analizzare. In questo caso è un elemento grafico dove al suo interno sono descritte le equazioni che rappresentano il comportamento della macchina.

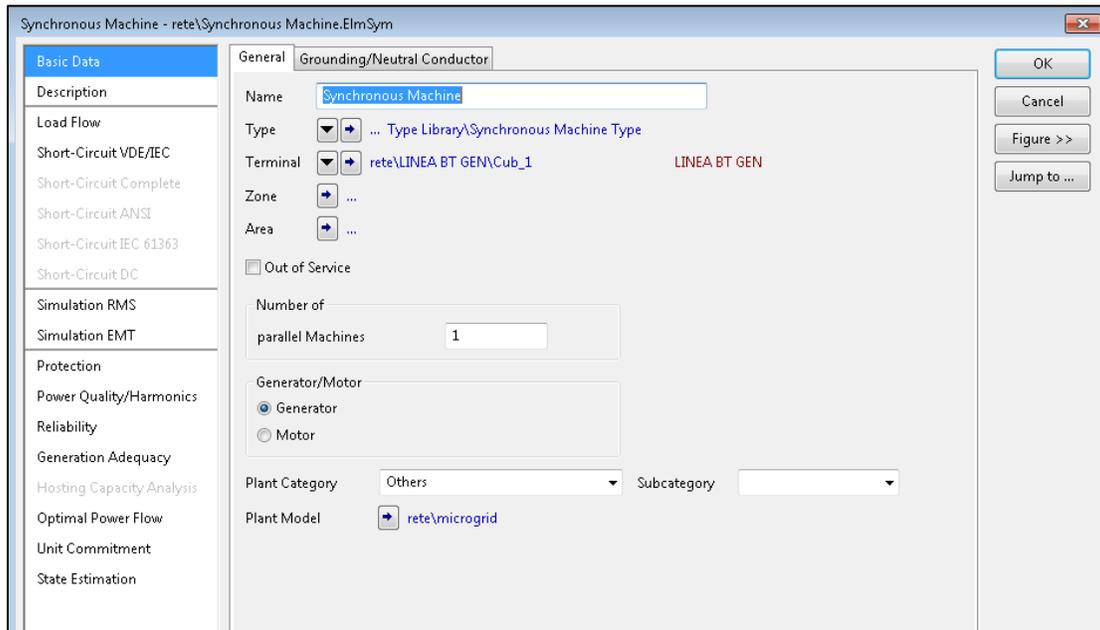


Figura 16:interfaccia per inserire i dati del generatore sincrono

Tabella 3:definizione dei dati di input della macchina sincrona per simulazioni RMS

Input signal	Symbol	Description	Unit
ve	V_e	Excitation voltage	p.u.
pt		Turbine power	p.u.
xmdm		Torque input	p.u.
fref	f_{ref}	Reference frequency	p.u.
freflocal		Reference frequency of local reference machine	p.u.
dw		Delta speed	p.u.

Tabella 4: definizione dei dati di output di una macchina sincrona per simulazioni RMS

Parameter	Symbol	Description	Unit
ut	U_t	Terminal Voltage	p.u.
utr		Terminal Voltage, real part	p.u.
uti		Terminal Voltage, imaginary part	p.u.
pgt		Electrical power (based on rated active power)	p.u.
ie	i_e	Excitation current (in non-reciprocal p.u. system)	p.u.
xphi		Rotor Angle ($xphi=phi$)	rad
xspeed		Speed ($xspeed=speed$)	p.u.
xme	t_e	Electrical Torque	p.u.
xmt	t_m	Mechanical Torque	p.u.
curl	$ i_l $	Positive-sequence current, magnitude	p.u.
curlr		Positive-sequence current, real part	p.u.
curli		Positive-sequence current, imaginary part	p.u.
P1		Positive-sequence current, active power	MW
Q1		Positive-sequence current, reactive power	Mvar
fe		Frequency output ($fe=xspeed$)	p.u.
outofstep		Out of step (pole slip) is 1 if generator is out of step and 0 otherwise	

Tabella 5: dati gruppo elettrogeno

Dati generatore sincrono	
Potenza apparente S_n [MVA]	1,2
Tensione nominale [V]	400V
Fattore di potenza	0,8
Momento di inerzia J [Kg*m ²]	400

4.1.2 MODELLO DELLA BATTERIA

L'elemento batteria (*ElmBattery*) è composto da un generatore di tensione continua (U_i) a cui sono collegate una resistenza (R_i) e un'induttanza in serie (L_i).

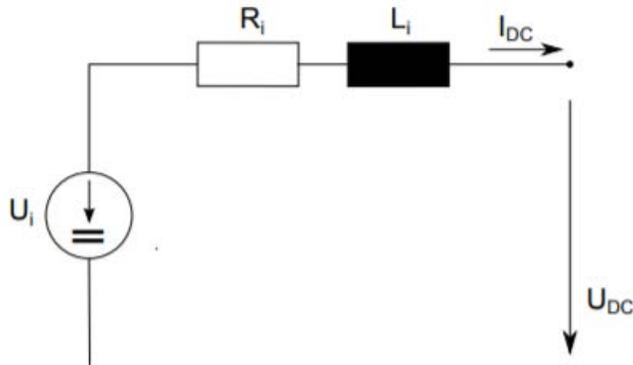


Figura 17: modello della batteria in DigSilent

La tensione della batteria è mantenuta costante ed è descritta nelle equazioni seguenti:

$$U_i = U_{nom} * u_{set}$$

$$U_{DC} = U_i - I_{DC} * R_i - \frac{dI_{DC}}{dt} * L_i$$

Dove:

- U_i è la tensione interna in [KV]
- U_{nom} è la tensione nominale della batteria in [KV]
- U_{set} è la tensione di setpoint in [p.u.]
- R_i è la resistenza interna in [Ω]
- I_{DC} è la corrente continua in [KA]
- dI_{DC}/dt è la derivata della corrente in [KA/s]
- U_{DC} è la tensione in continua [KV]

Tabella 6: datasheet batteria Ioni di litio

Caratteristiche batteria		
Capacità nominale [Ah]	250	
Energia [kWh]	192	
Tensione nominale [V]	768	
Tensione minima [V]	672	
Tensione massima [V]	864	
C-rate nominale	1	
C-rate consigliato	0.5	
Temperature di funzionamento	scarica	-20 a 55°C
	carica	-0 a 55°C
	store	-0 a 40°C

In questo studio sono state inserite cinque batterie in serie per raggiungere una potenza massima di circa 500KW considerando un *C-rate* uguale a 0,5.

4.1.3 MODELLO DEL CONVERTITORE BIDIREZIONALE

Per interfacciare la batteria con la rete si ricorre ad un convertitore bidirezionale PWM. Esso è caratterizzato da due funzionamenti principali:

- inverter: durante la fase di scarica converte la corrente continua in alternata per erogare potenza.
- raddrizzatore: durante la fase di carica converte la corrente alternata in continua per assorbire potenza.

DIgSILENT *PowerFactory* offre due modelli di convertitori rispettivamente con due od una connessione lato continua. Il modello utilizzato presenta una sola connessione in continua e viene denominato con l'elemento (*ElmVscmono*).

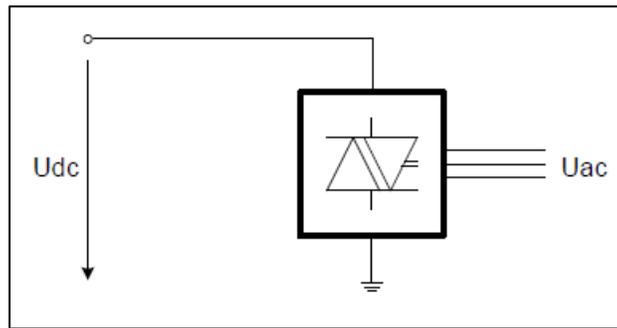


Figura 18: modello convertitore bidirezionale PWM con una connessione DC

Il software offre diverse modalità per il controllo del convertitore:

- P_{mr} , P_{mi} : indicano rispettivamente la parte reale ed immaginaria del rapporto di modulazione.
- P_{md} , P_{mq} , \cosref , \sinref : questa tipologia di input sono utili in applicazioni connesse alla rete. Permette di avere una modulante avente un sistema di riferimento definito da \cosref e \sinref . Per misurare l'angolo di tensione si utilizza un PLL.
- id_ref , iq_ref , \cosref , \sinref : sono valori di riferimento per le correnti di asse d e q.
- P_{m_in} , $dphiu$: indicano l'ampiezza e la fase dell'indice di modulazione; questa rappresentazione è equivalente a P_{mr} e P_{mi} .
- P_{m_in} , $f0(F0Hz)$: P_{m_in} definisce l'ampiezza della modulante mentre $f0$ permette di variare la frequenza della tensione di uscita. La variabile $F0Hz$ può essere utilizzata in alternativa a $f0$ e definisce la frequenza in Hz ($f0$ in p.u.).

In questo studio si sono utilizzati come input id_ref , iq_ref , \cosref , \sinref , poiché, la variazione di potenza attiva e reattiva può avvenire regolando rispettivamente la corrente diretta e in quadratura.

Di seguito è riportato lo schema a blocchi del controllo in corrente interno dove, in base ai valori di corrente in ingresso (I_d , I_q), avrà le corrispondenti potenze di riferimento (P_{md} , P_{mq}).

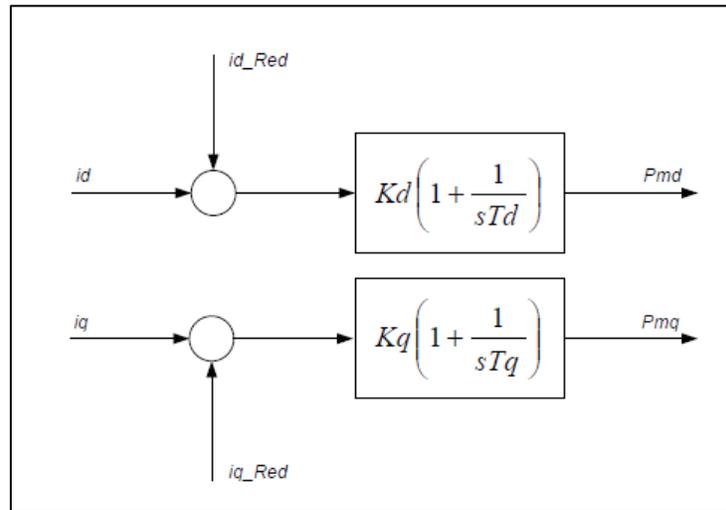


Figura 19: schema a blocchi del controllore in corrente

4.1.4 MODELLO DEL PLL (Phase locked loop)

L'elemento PLL (*ElmPhi*) misura la frequenza e la fase di una tensione nel sistema. Questo modello è supportato solo dalle simulazioni RMS ed EMT. Il suo utilizzo è finalizzato a sincronizzare il vettore della tensione d'uscita dell'inverter con la tensione della rete.

Il PLL utilizza come ingresso la tensione nel nodo utilizzato come riferimento, e grazie alla finestra di dialogo è anche possibile selezionare una misurazione monofase o trifase.

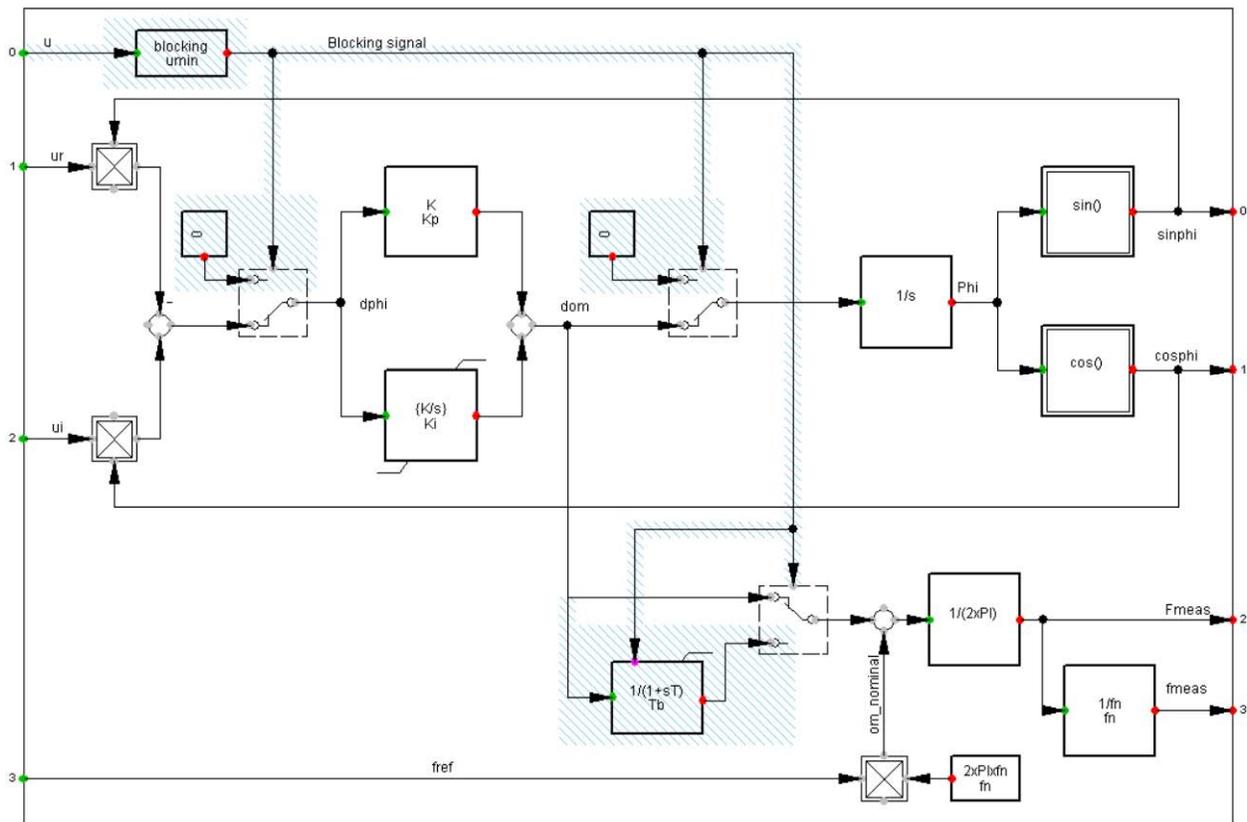


Figura 20: diagramma PLL nella simulazione RMS

Lo schema a blocchi del PLL utilizza come dati di input (rilevati automaticamente dal nodo di riferimento):

- ur e ui sono i segnali in quadratura, in $p.u.$
- u è l'ampiezza della tensione di ingresso in $p.u.$
- $fref$ è la frequenza di riferimento in $p.u.$

i valori di output sono:

- $sinphi$ e $cosphi$ i riferimenti dello sfasamento della tensione
- $Fmeas$ e $fmeas$ misura della frequenza rispettivamente in Hz e in $p.u.$

4.1.5 MODELLO DEI TRASFORMATORI

Il software, per simulare il funzionamento dei trasformatori, utilizza dei modelli molto dettagliati che differiscono tra loro, a livello di schemi equivalenti, in base alle varie sequenze e al gruppo.

All'interno del software, il modello del trasformatore è altamente dettagliato per diversi tipi di trasformatori trifase ed a 2 avvolgimenti.

Il modello a 2 avvolgimenti è composto dall'elemento (*ElmTr2*) e dal tipo di trasformatore (*TypTr2*). L'elemento permette l'inserimento degli input per il controllo del trasformatore mentre il tipo consente le immissioni delle proprietà fisiche.

In *Figura 21* è mostrato il circuito equivalente del trasformatore. Le reattanze di dispersione e le resistenze degli avvolgimenti sono incluse sui lati HV e LV e il ramo magnetizzante tiene conto delle perdite nel nucleo.

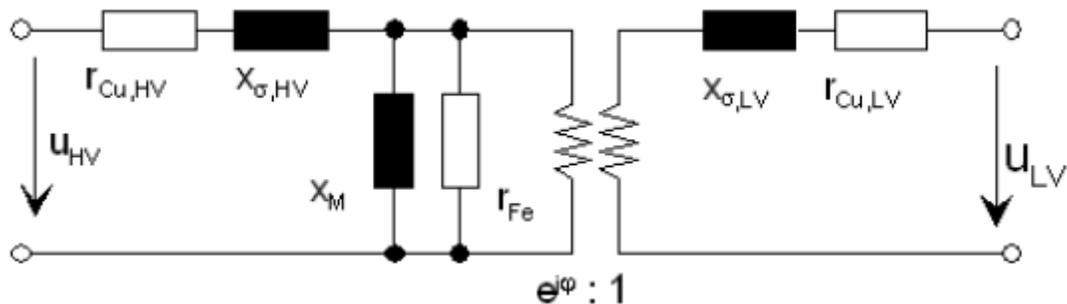


Figura 21: circuito equivalente del trasformatore a 2 avvolgimenti alla sequenza positiva

Nelle simulazioni RMS il modello utilizzato è identico al modello dei flussi di potenza. Tuttavia, non è possibile considerare le variazioni sotto carico.

4.1.6 MODELLO MACCHINA ASINCRONA

Il modello è rappresentato come il classico modello della macchina asincrona con una frequenza dipendente dall'impedenza di rotore. Le tensioni e correnti lato statore hanno un sistema di riferimento stazionario mentre lato rotore i riferimenti ruotano con la frequenza meccanica.

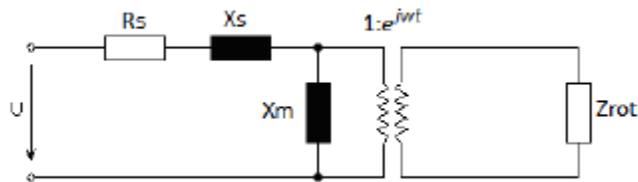


Figura 22:circuito equivalente macchina asincrona

Il modello è caratterizzato dall'avvolgimento di statore R_s , dalla reattanza di dispersione X_s , dalla reattanza magnetizzante X_m e dall'impedenza di rotore Z_{rot} .

L'impedenza di rotore può essere dipendente dalla frequenza, consentendo alla modellizzazione della macchina un'ampia gamma di velocità. *PowerFactory* offre diversi modelli per rappresentare le diverse impedenze del rotore: singola gabbia, gabbia di scoiattolo e doppia gabbia.

I dati del motore possono essere direttamente inseriti nella macchina specificando le resistenze e le reattanze degli schemi circuitali (*Electrcal Parameter*) o specificando punti caratteristici sulle curve di coppia e di corrente (*Slip-Torque/Current Characteristic*).

4.1.7 MODELLO DEI CARICHI

Nelle reti elettriche i carichi sono costituiti da vari tipi di dispositivi aventi caratteristiche statiche e dinamiche differenti. Il modello del carico utilizzato da *PowerFactory*, denominato *General Load*, permette di rappresentare diverse combinazioni di carichi statici e dinamici.

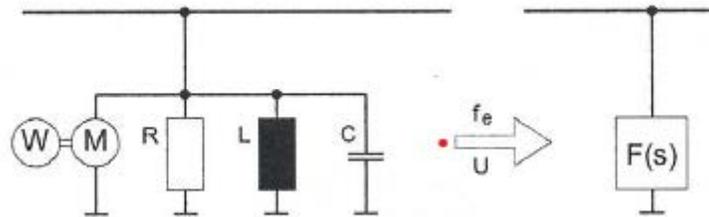


Figura 23: modello generale di carico in DigSILENT

Per l'analisi dei flussi di potenza è possibile specificare: S (potenza apparente), P (potenza attiva), Q (potenza reattiva), cosphi (fattore di potenza) e I (corrente). Inoltre, il carico è caratterizzato anche dal numero di fasi e dalla dipendenza dalla tensione.

Nelle simulazioni RMS, un carico trifase può essere modellizzato come la combinazione tra un carico statico e uno dinamico (Figura 24).

Il carico statico può essere rappresentato da un'impedenza, mentre la parte dinamica può essere modellata con un carico lineare o non lineare con dipendenza dalla tensione e dalla frequenza.

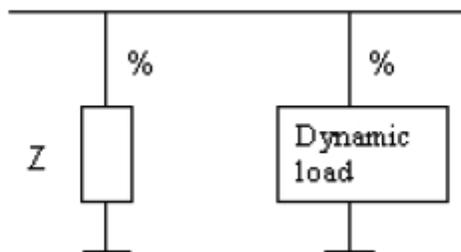


Figura 24: rappresentazione della combinazione tra un carico statico e uno dinamico

4.2 MODELLO DELL'IMPIANTO

Il modello utilizzato per le simulazioni dinamiche è riportato nella *Figura 25*.

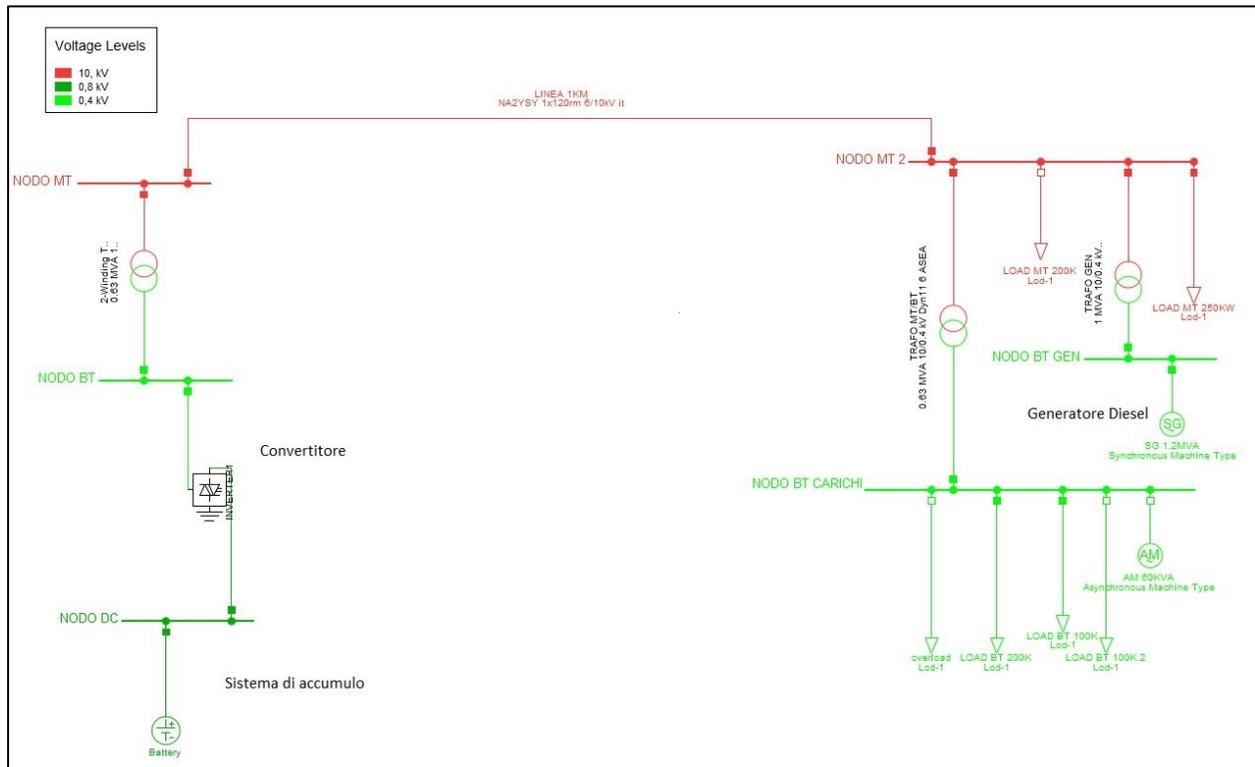


Figura 25: modello della rete

Nella rete si distinguono nodi di media tensione a 10KV e nodi in bassa tensione a 400V.

La rete è caratterizzata da un due blocchi principali connessi tra loro da una linea in media:

- Sinistra: costituisce il collegamento del sistema di storage al nodo in media tensione.
- Destra: composto dal gruppo elettrogeno e da carichi connessi sia al nodo di MT e di BT.

La soluzione migliore per interfacciare la batteria alla rete è utilizzare un convertitore bidirezionale, poi un trasformatore ($S_n=0.63\text{MVA}$) connette l'SdA al nodo di media tensione.

Il generatore diesel è connesso al nodo di media tramite un trasformatore ($S_n=1\text{MVA}$), oltre a essere presente un altro trasformatore ($S_n=0.63\text{MVA}$) per il collegamento del nodo in bassa con quello di media.

È importante evidenziare come la batteria e il generatore sincrono non siano collegati alla stessa sbarra in bassa tensione, ma siano connessi attraverso la media tensione. Questa scelta permettere di disaccoppiare la regolazione della potenza attiva dalla tensione, questo perché se il collegamento fosse stato in bassa, dove si hanno resistenze di linea maggiori, un'eventuale regolazione della potenza attiva comporterebbe delle variazioni di tensione importanti.

Le variazioni di frequenza e di tensione sono simulate tramite l'inserzione/distacco di carichi, connessi al nodo di media e bassa tensione. All'inserzione di un carico si ha un aumento della potenza assorbita con conseguente abbassamento della frequenza, viceversa nel caso di un distacco.

4.2.1 DESCRIZIONE DEL MODELLO

All'interno del modello realizzato da DIgSILENT PowerFactory è importante distinguere i due sistemi di alimentazione utilizzati per regolare tensione e frequenza:

- SdA elettrochimico
- Generatore diesel

Quest'ultimi devono essere in grado di comunicare tra loro per avere un controllo ottimale della rete, evitando che le loro regolazioni entrino in contrasto.

La logica che permette il controllo della rete è realizzata grazie all'utilizzo del *composite model* e del *common model*.

Il *Composite Model* rappresenta il livello più alto dello schema a blocchi, in esso vengono inseriti i modelli rappresentativi dei singoli elementi del sistema. Successivamente esso verrà associato agli elementi che compongono la rete.

Di seguito viene riportato, anche se diviso in due immagini, il *composite model* usato per la regolazione e controllo della rete.

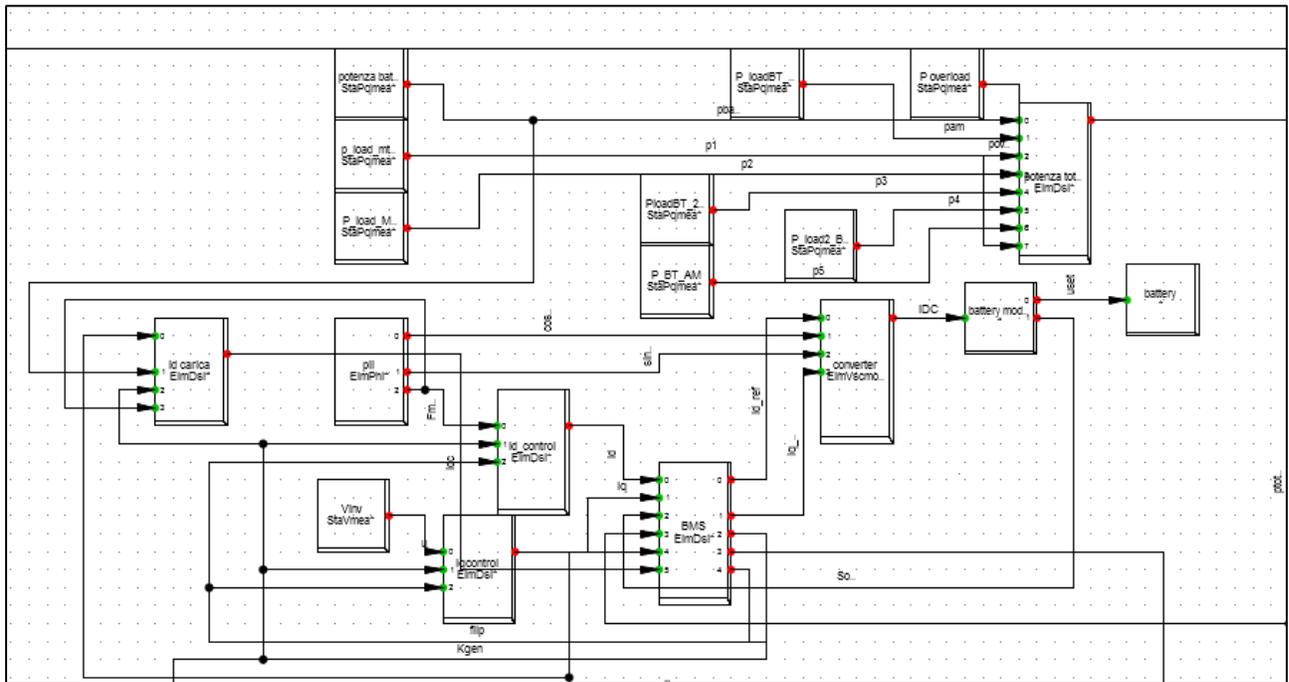


Figura 26: composite model, controllo della batteria e misura potenze cariche

Nella parte superiore della figura sono presenti i blocchi per la misurazione della potenza assorbita dai carichi. Il resto del circuito è atto al controllo sulla batteria.

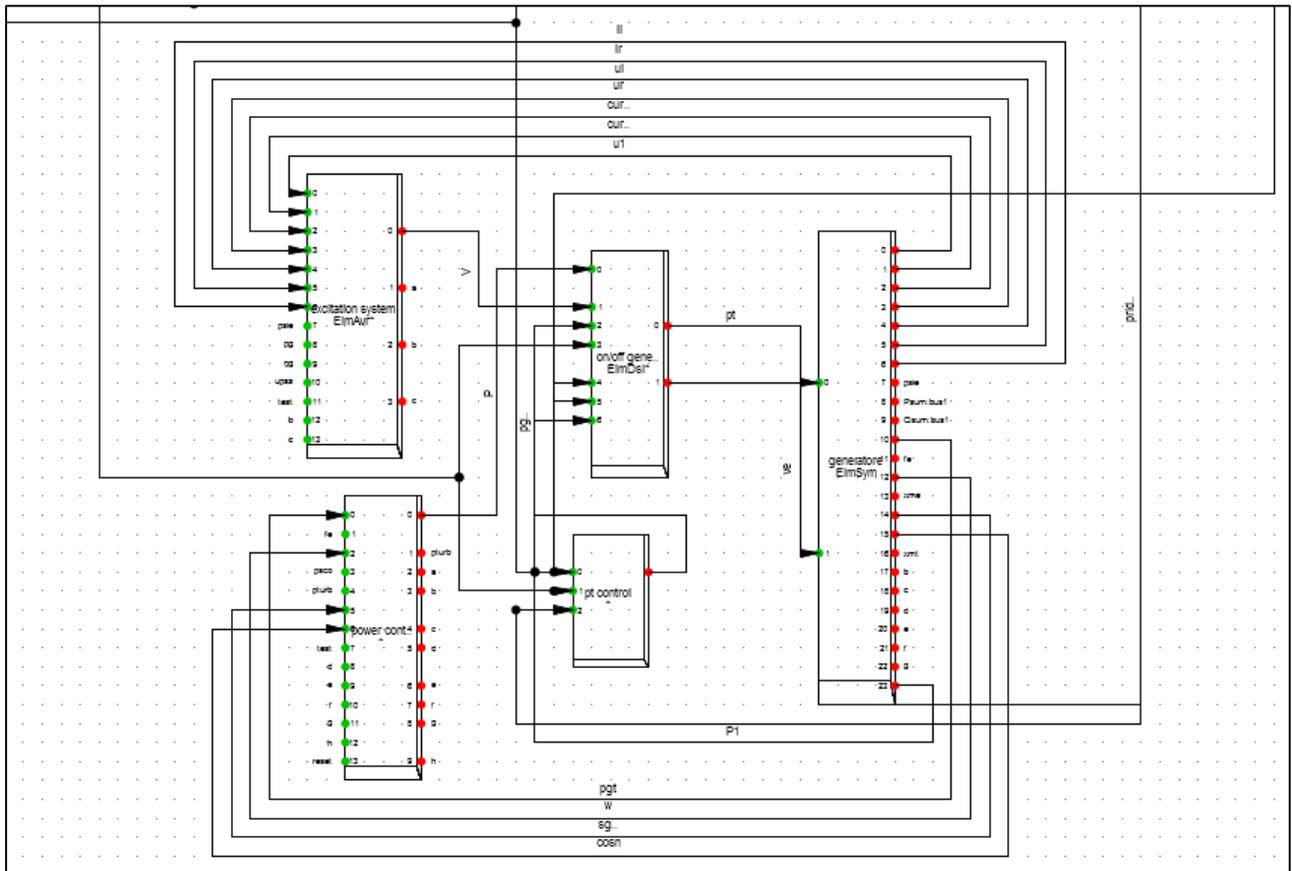


Figura 27: composite model controllo generatore

La Figura 27 mostra il composite model relativo al controllo e gestione del generatore diesel.

Dalla due figure è possibile riconoscere i seguenti blocchi, già presenti nella libreria di DigSILENT:

- **PLL (ElmPhi):** fornisce in uscita i valori relativi all'angolo di fase del vettore della tensione ($cosref, sinref$) ed il valore della frequenza ($Fmeas$). Per il controllo del sistema di riferimento rotante dq, è necessario fornire i riferimenti dell'angolo di fase della tensione di rete, così da permettere la sincronizzazione del vettore della tensione d'uscita dell'inverter.
- **PMEAS (StaPqmea):** misura la potenza attiva e reattiva
- **VMEAS (StaVmea):** misura la tensione
- **INVERTER (ElmVscmono):** blocco che rappresenta l'inverter

- **GENERATORE** (*ElmSym*): blocco relativo al generatore diesel
- **BATTERIA** (*ElmBattery*): blocco che rappresenta la batteria
- **EXCITATION SYSTEM** (*ElmAvr*): blocco per regolazione eccitazione macchina sincrona
- **POWERCONTROL** (*ElmDsl*): regolazione velocità di rotazione della macchina sincrona

Di seguito invece vengono elencati tutti i blocchi che non fanno parte della libreria:

- **On/off generatore**
- **Pt control**
- **Id_control**
- **Iq_control**
- **BMS**
- **Battery model**

4.2.2 FUNZIONAMENTO GENERALE

I dati di input da cui parte l'intera regolazione della rete sono la tensione e la frequenza misurati nel nodo di bassa tensione "*LATO BT CARICHP*", ipotizzando dei valori nominali rispettivamente di 400V e 50Hz.

Dalla misura di frequenza (PLL) e di tensione il SdA fornisce le correnti di riferimento i_d e i_q , regolate mediante dei controllori pid.

Questi riferimenti prima di raggiungere il convertitore passano attraverso il *battery management system* dove, in base alle condizioni dello stato di carica, darà i riferimenti per impostare chi tra la batteria e il generatore diesel farà regolazione oltre ad evitare di superare i limiti di SOC.

In uscita dal BMS, vi è un riferimento di potenza utilizzato dal generatore quando funziona ad una potenza costante.

Infine, grazie ai blocchi “pt_control”, “on/off generatore” e “powercontrol” si pilota la potenza da fornire all’albero del generatore mentre il controllo sulla tensione e quindi sull’eccitazione è fornita dal blocco “excitation system”.

4.2.3 COMMON MODEL

Ad un livello più basso è presente il *Common Model* dove è presente tutta la logica per il controllo dei blocchi presenti nel *Composite Model*.

4.2.3.1 **Battery model**

Qui viene implementato il calcolo del *SOC* della batteria in base alla I_{DC} erogata, e calcola il valore di tensione da applicare.

Con il blocco della batteria si è ommesso il numero di celle da porre in serie ed in parallelo per raggiungere la tensione e la capacità desiderata, ma esse vengono inserite come dati iniziali. Inoltre, il calcolo del *SOC* è composto da due blocchi per tener conto del rendimento di carica e di scarica, ed altri due blocchi per tener conto della variazione della capacità con il valore della corrente di scarica.

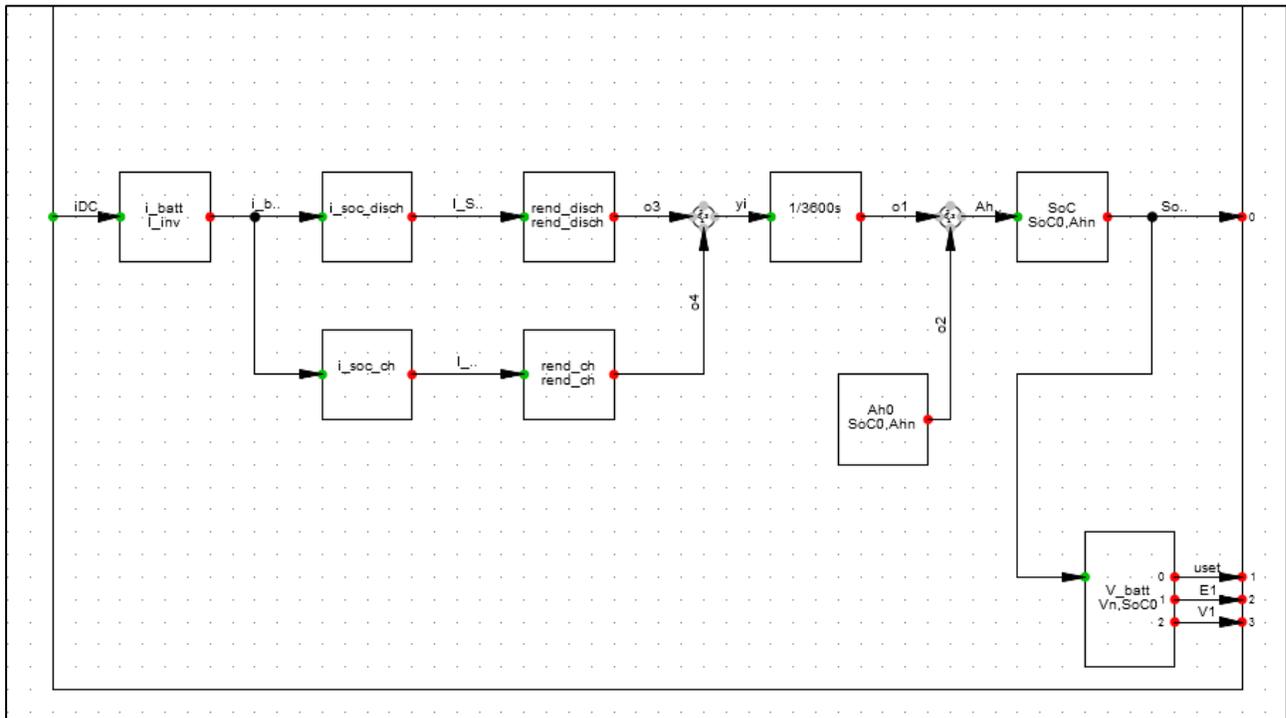


Figura 28: common model della batteria

4.2.3.2 Regolazione V-F

Per il controllo della tensione e della frequenza da parte dell'inverter si sono utilizzati come riferimento la i_d , i_q , $\cos\text{ref}$, $\sin\text{ref}$ ricavati dal PLL. La corrente di asse diretto (i_d) e la componente in quadratura (i_q) permettono di regolare rispettivamente la potenza attiva e reattiva, quindi frequenza e tensione (regolazione V-F).

In una prima valutazione, come dati di input si erano utilizzate la potenza attiva e reattiva, ma questo portava in errore perché le misure di potenza, erano dipendenti dalla regolazione quindi non si riusciva ad avere dei valori di riferimento da usare come input. La soluzione è stata di utilizzare come dati di input tensione e frequenza, ed essendo i loro valori standardizzati, si può effettuare un controllo senza che quest'ultimi ne siano influenzati.

Per la regolazione della frequenza e della tensione (blocchi $i_d\text{control}$, $i_q\text{control}$), dopo diverse valutazioni, si è utilizzato un regolatore PID con costanti variabili, questa scelta permette di

variare la velocità di risposta della batteria in base al suo funzionamento, evitando così di entrare in contrasto con la regolazione attuata dal generatore diesel.

Il controllo riceve come input la variazione di frequenza e di tensione che si ha rispetto alla nominale, dando in uscita un valore di i_d in p.u., che il convertitore trasformerà nella corrispondente potenza attiva. In *Figura 29* è mostrato lo schema a blocchi del controllo della frequenza, analogo per la regolazione della tensione. *Figura 29*

All'interno del modello sotto descritto è presente la variabile K_{gen} , utilizzata per azzerare i guadagni dei PID quando essa assume un valore pari a 1, cioè quando la batteria non fa più regolazione ma è il generatore a comportarsi da master.

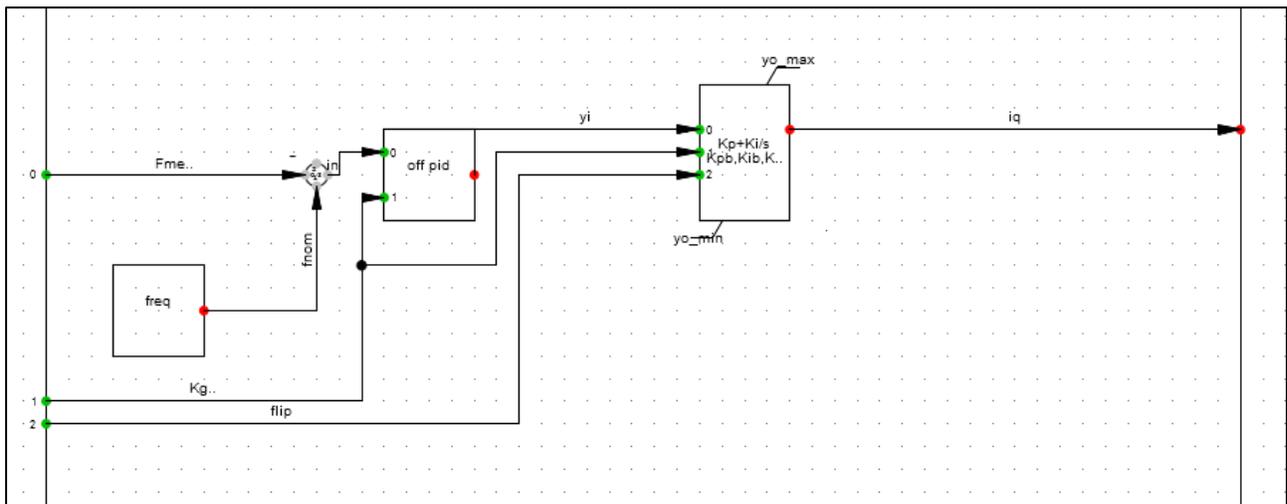


Figura 29: controllo della frequenza

Tabella 7: regolatore V-F

REGOLAZIONE V-F		
PID	Id_control	Iq_control
Frequenza e tensione nominale	50Hz	400V
Guadagno proporzionale master batteria (Kpb)	4	5
Guadagno integrale master batteria (Kib)	9	8
Guadagno proporzionale master batteria (Kpb)	0.4	0.4
Guadagno integrale master batteria (Kib)	0.7	0.7

4.2.3.3 Battery management system (BMS)

All'interno del *battery management system* sono presenti due blocchi "id carica/scarica" ed il "soclimite", *Figura 30*.

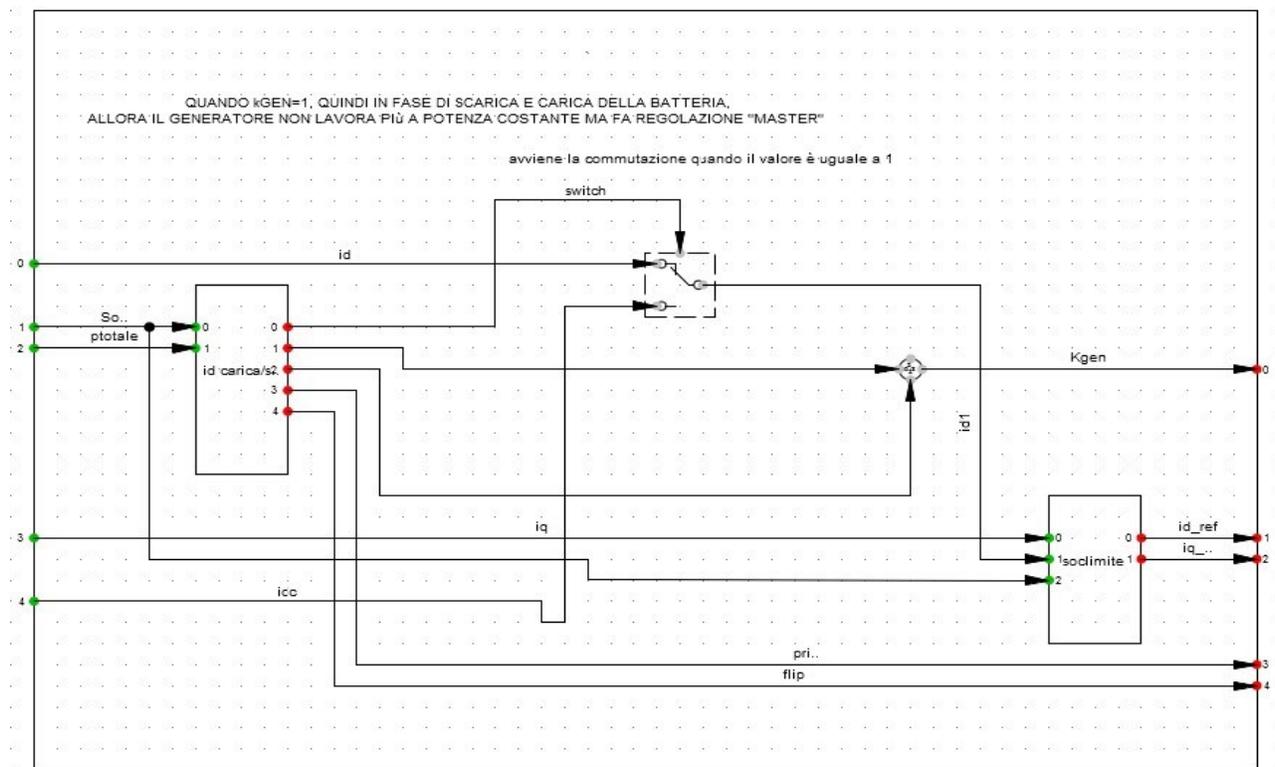


Figura 30: modello del BMS

Il blocco “soclimate” ha il semplice scopo di azzerare le uscite delle correnti di riferimento, nel momento in cui il SOC non sia più compreso all’interno dei suoi valori limite (20-80%).

Invece, più complesso è “*id carica/scarica*” dove al suo interno è implementato un codice che regola le correnti per poter assorbire o erogare la potenza utile, in base alle condizioni di carico. Nel codice si evidenziano le variabili “*flipc*” e “*flip*”, rispettivamente utilizzate per distinguere le fasi di carica e scarica della batteria, considerando anche se sia in funzionamento da master.

Il “*flipc*” avrà uscita positiva solo nella fase in cui si sia raggiunto il SoC minimo, quindi si dovrà riportare la batteria ad uno stato di carica obiettivo, questa fase comporta che sia il generatore a fare da master. Con valore positivo di “*flip*” viene comandato uno switch per impostare come corrente di riferimento dell’inverter la “*idc*”, valore proveniente da un blocco esterno denominato “*id_carica*”. La variabile *flipc*, all’uscita del blocco, viene nominata *Kgen*.

Grazie alla funzione “*flipflop*” (Figura 31) è possibile settare l’uscita quando viene superato il *socmax* o il *socmin*, per poi resettarla quando ha raggiunto un valore obiettivo (50%).

La variabile “*pridotta*” invia al generatore tre valori di potenza di riferimento:

- 0: se la potenza del carico è inferiore al minimo tecnico (disconnessione del generatore)
- 0,5: nel funzionamento con la batteria da master abbassiamo la potenza fornita dal generatore per permetterne la scarica.
- 0,8: corrisponde alla potenza nominale.

Tutte le condizioni sopra elencate prevedono che la regolazione di tensione e frequenza sia fatta dalla batteria.

```

!carica della batteria con soc<20%
Kdro=select (SoC1<0.2,1,0)
outcarica=flipc
soclimc=select (SoC1>0.5,1,0)
flipc=flipflop (Kdro,soclimc)

!scarica della batteria con soc>80%
Kdros=select (SoC1>0.8,1,0)
outscarica=select (ptot<0.5.and.flip=1,picdro (Kdros,0,450)*0,0)

soclim=select (SoC1<0.5,1,0)
flip=flipflop (Kdros,soclim)
! se la pot. carico è minore di 0.5Mw(0.3) e siamo in scarica azzero l'uscita alt
! assume valore 0.5 se siamo in scarica o in caso contrario 0.8
pridotta=select (ptot<0.5.and.flip=1,0,select (flip=1,0.5,0.8))
out=outcarica+outscarica

```

Figura 31: codice all'interno del blocco "SoC nominale"

4.2.3.4 Blocco "on /off generatore"

In questo blocco viene selezionata la potenza da fornire all'albero del generatore in base alla potenza elettrica richiesta.

Dal codice (vedi Figura 32) si osserva come la potenza pt da fornire all'albero possa assumere due valori diversi P e p_{gen} . Il valore P dipende dal blocco chiamato "power control" e viene utilizzato quando il generatore ha un funzionamento da master. Invece, il valore "p_{gen}" viene utilizzato per fornire una potenza costante, questo avviene quando il sistema di storage fa regolazione.

Inoltre, la potenza p_{gen} assume diversi valori a seconda della situazione di carico in cui ci troviamo:

- Fase di scarica della batteria (batteria master): $p_{gen}=0,5$
- Batteria in regolazione: $p_{gen}=0,8$
- Potenza carico inferiore al minimo tecnico del generatore: $p_{gen}=0$

Il valore di p_{gen} viene definito all'interno del *battery management system* in base alle condizioni della rete.

Osservando la logica in figura la tensione in uscita viene calcolata mediante il blocco esterno denominato “*excitation system*” (Figura 32), basandosi sul nodo a capo del generatore.

Quest'ultima viene poi posta a zero solamente nel caso la potenza richiesta sia inferiore al minimo tecnico (per simularne la disinserzione vengono posti a zero la potenza e la tensione del generatore).

```
inc(V)=0
inc(Kgen)=0
inc(pgen)=0
inc(P)=0
! pgen potenza quando il generatore lavora ad una potenza costante
! ptotale potenza richiesta dal carico
!kgen=1 generatore master

ve=select(test>0.5,0,V)
Kpot=select(pridotta=0,0,Kgen)
! quando Kgen=1(test=0) in uscita avrò
!pt ha sempre valore 0 quando siamo sotto al minimo tecnico
pt=select(test>0.5,0,select(Kpot>0.5,P,pgen))      !kpot confrontato con Kgen

!test kgen=1 generatore fa da master e lo si vede nella pt,
!se kgen=0 batt master allora in uscita dal test avrò valore 1 se ho una P>0,3
! scopo principale della variabile test è azzerare la potenza quando siamo sotto
test=select(Kgen=1,0,select(ptotale<0.3,1,0))
```

Figura 32: codice on/off generatore

All'interno del PID, in base al valore dell'ingresso (*flip*) si va a selezionare il valore dei guadagni.

Nel codice si distinguono le costanti in cui la batteria funziona da master (Kpb, Kib) e quelle in cui è il generatore a fare regolazione (Kpg, Kig).

4.2.3.5 Blocco "pt_control"

In questo modello si hanno come input la P1 (potenza erogata dal generatore), Kgen, pridotta (potenza costante alla quale far funzionare la macchina elettrica), lo scopo è di fornire in uscita un valore all'albero tale da mantenere la potenza elettrica fornita costante.

Come detto in precedenza alla "pridotta" corrispondono due potenze di funzionamento in base alle condizioni di carico. Il blocco "p.u." ha lo scopo di portare il valore in ingresso in per unità e ad un valore nullo nel caso ci sia la necessità di azzerare i valori dei guadagni del pid.

Il blocco *choose pgen* è utilizzato per dare una potenza nulla di riferimento nel caso in cui il carico della rete sia inferiore al minimo tecnico.

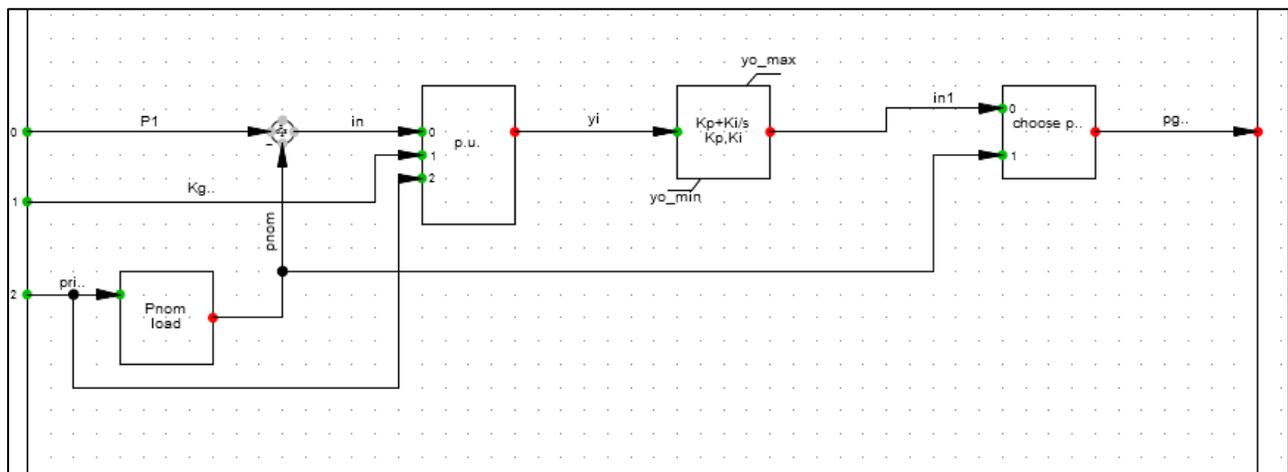


Figura 33: common model pt_control

4.2.3.6 Blocco "Id_carica"

Il suo scopo è di fornire la corrente di riferimento di asse diretto durante la fase di ricarica della batteria, processo durante il quale è il generatore a far regolazione.

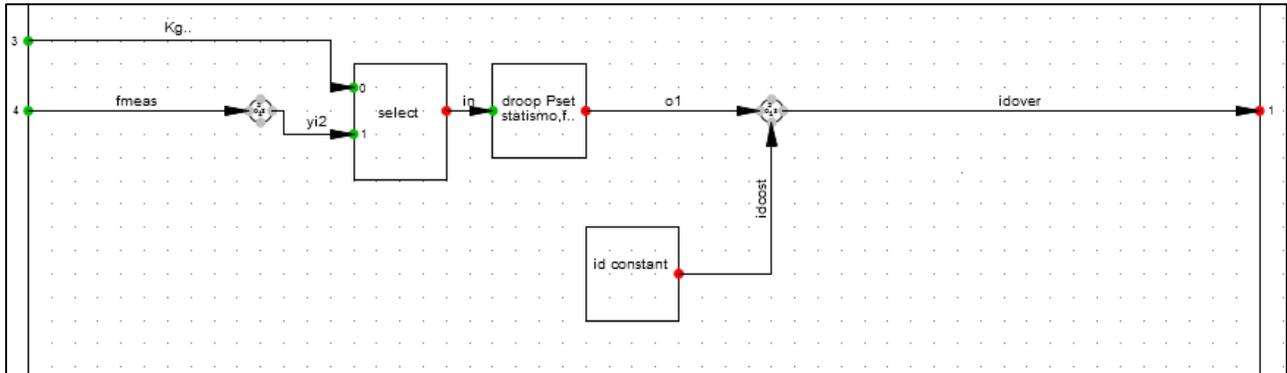


Figura 34: Common model "id_carica"

Qui, si è utilizzata una corrente di ricarica costante (blocco id_costante) perché, valutando solo la variazione di frequenza e senza utilizzare nessuna informazione sul carico, risultava la soluzione meno complessa.

In questa fase si è analizzato anche un possibile caso di sovraccarico, situazione in cui il generatore non è in grado di fornire la potenza necessaria.

Per risolvere questa situazione si è utilizzata un *droop control* che permette alla batteria di fornire la potenza mancante, uscendo temporaneamente dalla condizione di carica, nel momento in cui la frequenza esce dalla sua banda morta.

Tabella 8: dati di input droop control

Droop control	
Frequenza nominale [Hz]	50
banda morta [Hz]	0,02
Statismo (%)	0,5%
Frequenza massima [Hz]	50,02
Frequenza minima [Hz]	49,98

4.2.4 LOGICA DI CONTROLLO

Di seguito viene descritta la logica di funzionamento della rete in isola.

Nel normale funzionamento il generatore funziona alla sua potenza nominale e nel caso si presentino situazioni in cui la potenza richiesta al carico sia minore o maggiore di quella nominale sarà la batteria che compenserà questa differenza, facendo così regolazione (batteria master).

Questo porterà l'SDA a caricarsi o scaricarsi, a seconda del funzionamento, fino al raggiungimento del SOC limite imposto.

Quando viene raggiunto il SOC massimo lo si riporterà ad un SOC obiettivo (50%), questa fase viene gestita abbassando la potenza fornita dal generatore (se è stato raggiunto il *socmax* significa che la potenza richiesta era inferiore a quella nominale dal generatore, quindi la batteria assorbiva) permettendo così all'SDA di erogare potenza; in questa fase è la batteria che fa da master.

Nel caso opposto in cui venga raggiunto il valore limite inferiore dello stato di carica, la macchina sincrona si comporterà da master e quindi gestirà sia il carico che la batteria, per riportarla al SOC ottimale.

La potenza fornita dal generatore non sarà più costante ma sarà regolata in modo che la potenza fornita alla batteria e richiesta dal carico, non superi quella massima erogabile.

Nel caso in cui il carico ha una potenza inferiore al minimo tecnico del generatore, esso si staccherà dalla rete e la sua regolazione sarà gestita solamente dalla batteria.

In questo lavoro sono state analizzate tutte le condizioni sopra elencate, oltre ad essere state create delle variazioni di carico in modo tale da poter osservare la risposta della rete, a seconda se la regolazione viene fatta dal generatore, o dal sistema di accumulo.

5 SIMULAZIONE DINAMICA

In questo capitolo viene valutata la risposta dinamica della rete in due diverse configurazioni:

- Contributo del solo gruppo elettrogeno.
- Sistema ibrido, generatore + SdA.

Sono confrontate le curve di frequenza, tensione e potenza per analizzare le loro risposte dinamiche, valutando lo scostamento dal valore nominale e i tempi di assestamento nei due sistemi.

5.1 SIMULAZIONE CON SOLO IL GRUPPO ELETTROGENO

Nella prima simulazione è stata studiata la risposta dinamica del solo gruppo elettrogeno, è necessario creare la stessa variazione di potenza con le stesse condizioni di carico che si avranno nel caso con il sistema di storage connesso.

5.1.1 REGOLAZIONE CON INSERZIONE CARICO

Nel caso vi sia l'inserzione di un carico pari a 210KVA ($P=200KW$, $\cos\phi=0,95$), la rete richiede una maggior potenza con conseguente diminuzione di frequenza e tensione.

I regolatori del generatore intervengono aumentando la potenza erogata dal generatore mentre il sistema di eccitazione aumenterà la tensione fino a riportarla al valore nominale.

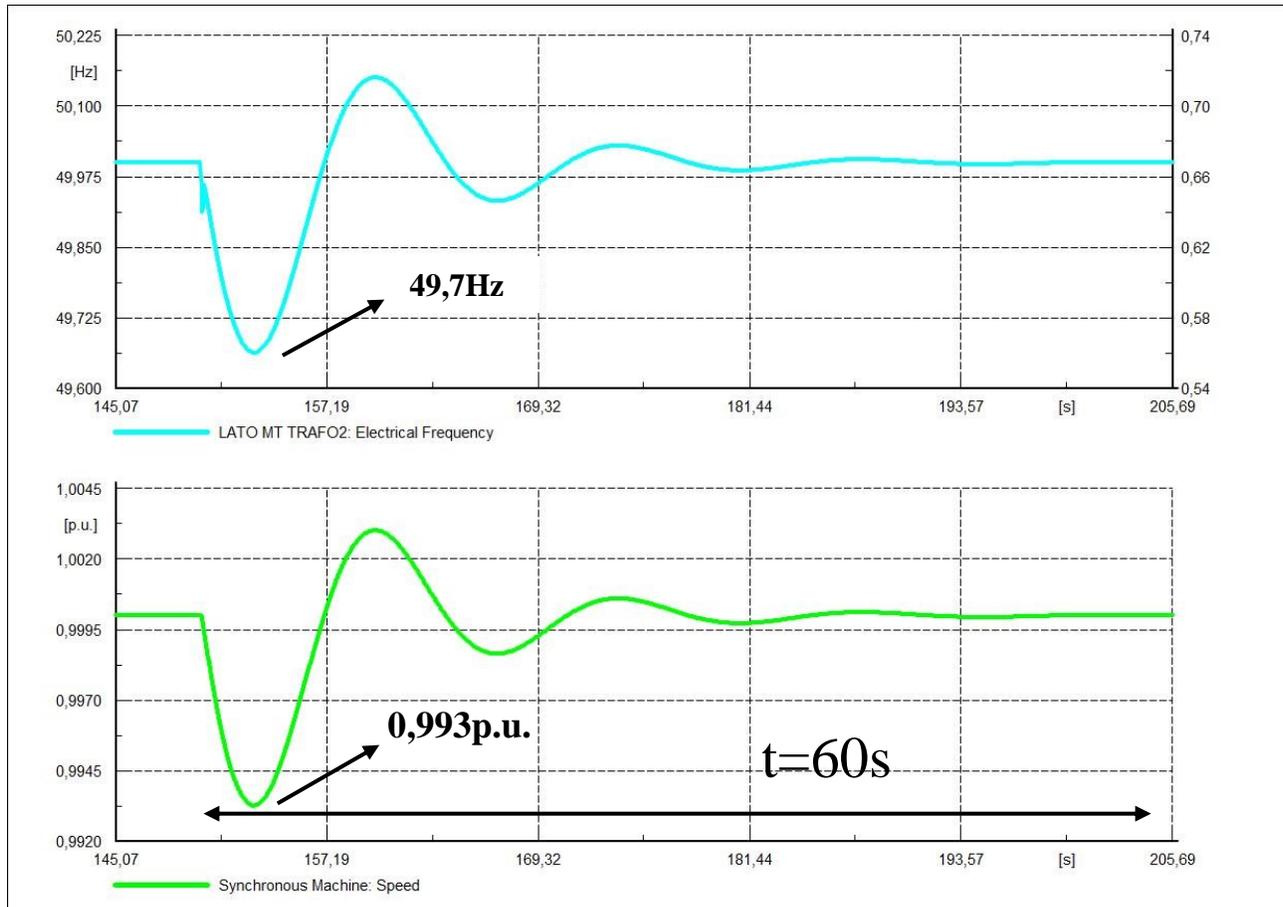


Figura 35: andamento frequenza e velocità con solo gruppo elettrogeno

Come viene evidenziato dai grafici la frequenza impiega circa 60 secondi per ripotarsi al suo valore nominale, questo dipende dal tempo necessario alla macchina per rimportarsi al numero di giri ottimale. In termini di velocità si traduce in una variazione di 10rpm.

Nella frequenza si evidenzia un picco iniziale dovuto all'influenza che il sistema d'eccitazione ha sulla rete nel momento in cui va a regolare la tensione.

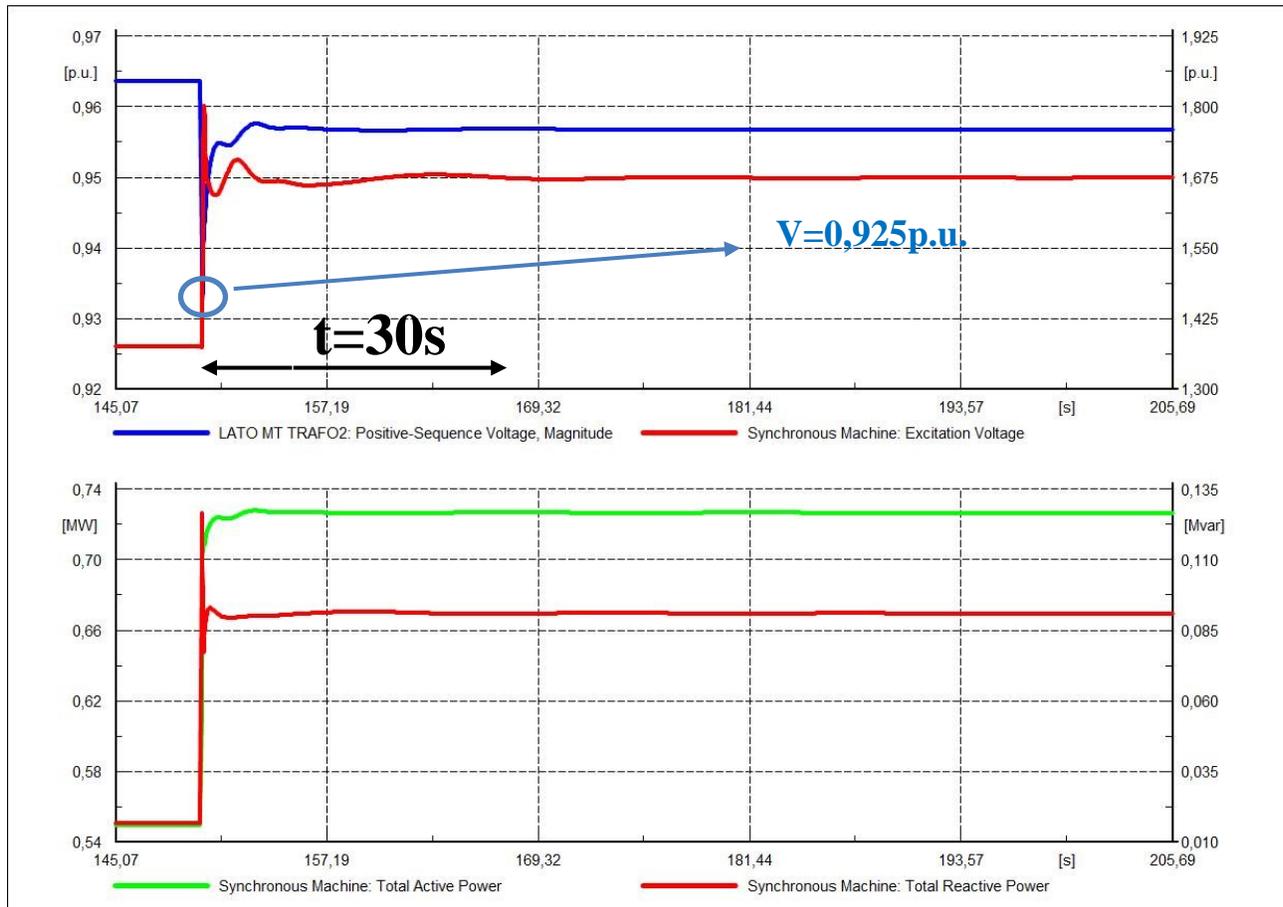


Figura 36: andamento tensione/tensione d'eccitazione e potenza attiva/reattiva con solo gruppo elettrogeno

Molto più rapida è la risposta della macchina alla diminuzione della tensione, dovuta al fatto che il sistema di eccitazione non presenta inerzie come per la regolazione in frequenza, la variazione di tensione è maggiore del 7% della tensione nominale misurata ai capi della macchina.

La potenza attiva e reattiva dipendono dalla velocità con cui il gruppo ristabilisce la tensione nominale. Il grafico mostra come la potenza attiva passi da 545KW a 735KW, la differenza di 10KW è dovuto all'errore che si ha sulla tensione di linea.

La potenza reattiva presenta un aumento di circa 60KVAR, anch'essa con un errore dovuto dalla tensione.

La tabella sottostante evidenzia gli errori di tensione e frequenza in termini di sovralongazione e tempo di assestamento.

Tabella 9: variazione tensione e frequenza con solo gruppo elettrogeno

inserzione	Sovraelongazione	Tempo di assestamento (sec)
Frequenza	-350mHz	60
Tensione	4%	30

La tensione presenta una variazione massima del 4% con un tempo di assestamento di 30 secondi, con un errore a regime costante pari sempre al 4%, l'errore a regime dipende dalle condizioni iniziali della macchina, ma si presenta ad ogni variazione di carico.

La variazione di frequenza è pari a 350mHz con tempo di assestamento di 60 secondi.

5.1.2 REGOLAZIONE CON DISTACCO DEL CARICO

In seguito ad una diminuzione di carico pari a 210KVA si ha un eccesso di potenza in rete, con un conseguente innalzamento della frequenza e della tensione. In questa situazione il generatore diminuirà la potenza attiva e reattiva immessa in rete, con comportamento analogo al caso precedente.

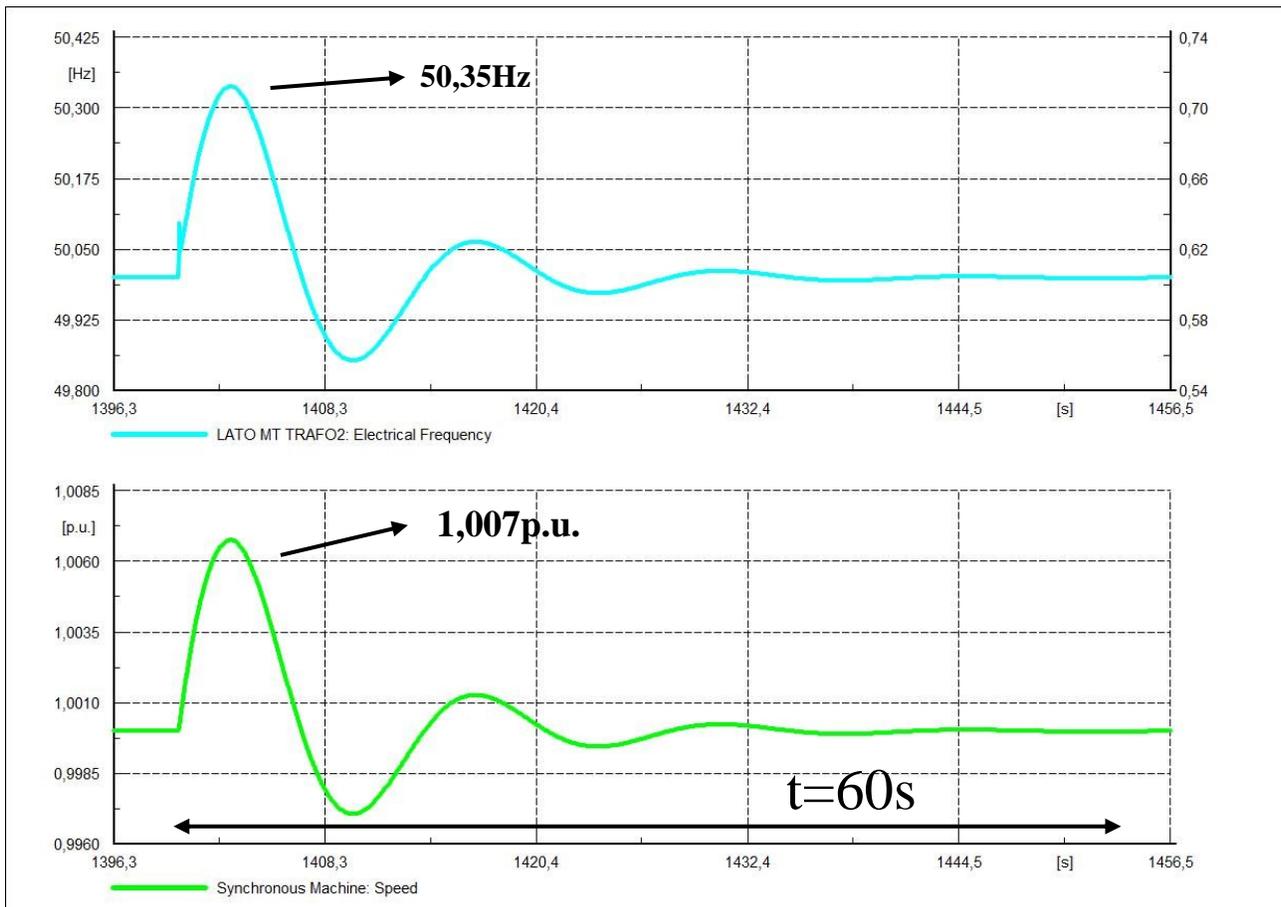


Figura 37: andamento tensione e velocità

La frequenza raggiunge un valore massimo pari a 50,35Hz cioè si ha un aumento di 350mHz rispetto al valore nominale. Il tempo di durata dell'oscillazione è direttamente proporzionale al

tempo impiegato dal gruppo a riportarsi alla velocità di sincronismo, quindi con un ritardo di 60 secondi. Lo scostamento dalla velocità di sincronismo è pari 0,7% come nel caso precedente.

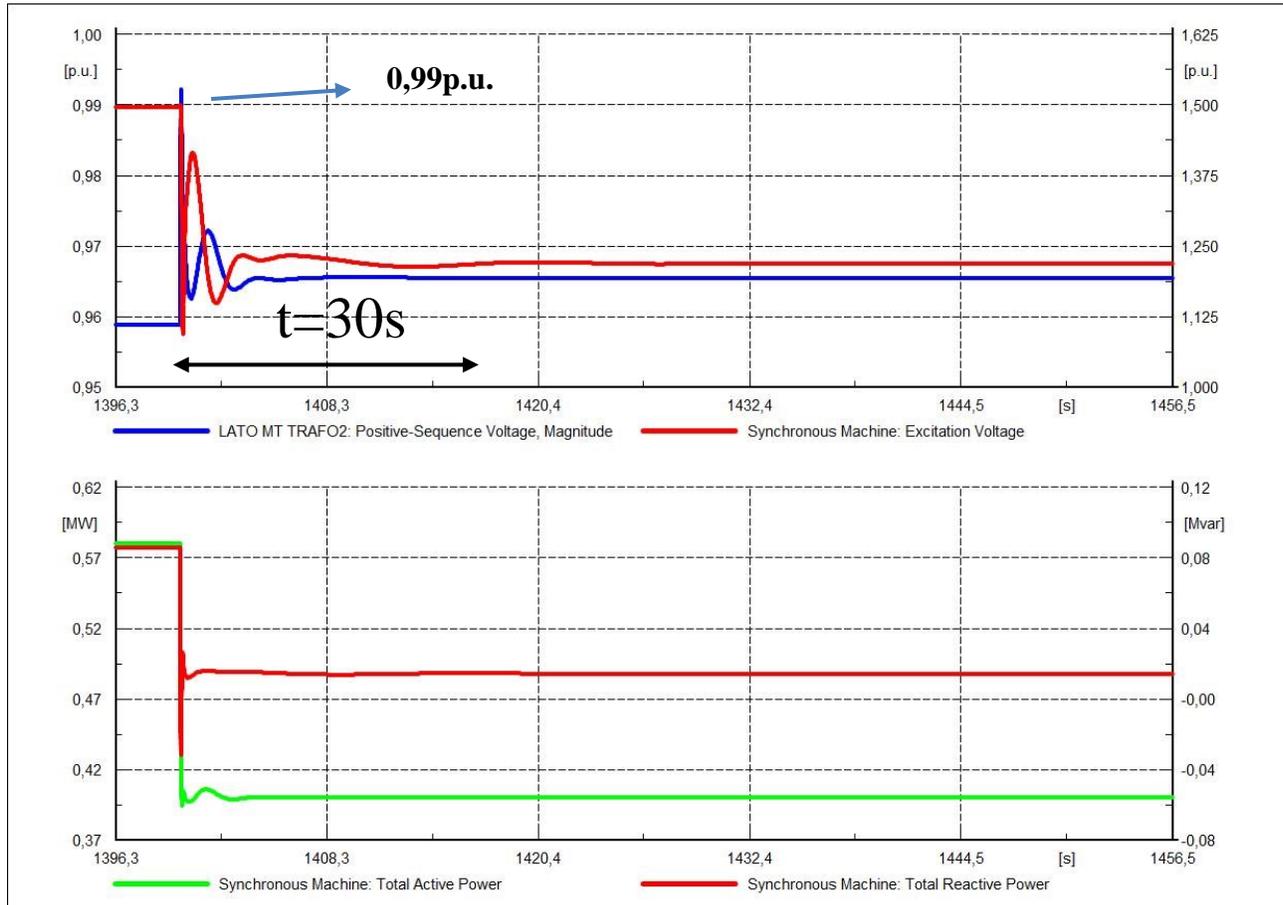


Figura 38: grafico superiore tensione ed eccitazione, grafico inferiore potenza attiva e reattiva

Il comportamento della tensione è l'opposto al caso dell'inserzione di carico. La tensione si presenta già con un errore, dopo il distacco la tensione subisce una sovraelongazione del 4% per poi portarsi a lavorare ad un valore di circa il 96,5% del valore nominale (si avvicina di poco al valore voluto). La regolazione impiega 30 secondi per portarsi ad una condizione stabile.

La potenza attiva subisce una diminuzione di circa 190KW e non di 200KW, ciò è dovuto all'errore che si ha sulla tensione (3,5%). Analoga situazione si ha per la potenza reattiva (diminuzione di 55 rispetto ai 63KVAR).

Tabella 10: variazione tensione e frequenza con solo gruppo elettrogeno

distacco	Scostamento max	Tempo di assestamento (sec)
Frequenza	+350mHz	60
Tensione	4%	30

La tabella mostra la variazione di frequenza e tensione in seguito al distacco del carico.

La frequenza subisce una sovralongazione di 350mHz con un tempo di 60 secondi per ripotarsi al valore nominale. La tensione raggiunge un picco massimo con una variazione del 4% rispetto al valore precedente, ma presenta un errore a regime inferiore al 4%.

5.2 SIMULAZIONE CON SISTEMA DI ACCUMULO INSERITO

Dopo aver valutato il comportamento in regolazione del solo gruppo elettrogeno, si studia il comportamento della rete con il sistema ibrido, ovvero generatore associato con il sistema di storage.

Nella simulazione sono state fatte due ipotesi semplificative:

- le variazioni sono supposte a gradino.
- la variazione dello stato di carica della batteria è venti volte più veloce rispetto al tempo di simulazione.

5.2.1 CASO STUDIO

Nella simulazione si studia il sistema composto dal generatore e dal SdA, il principio di funzionamento è di far lavorare il gruppo elettrogeno al suo massimo rendimento lasciando al sistema di storage la compensazione di eventuali disturbi sulla rete dovuti alle variazioni di carico.

La simulazione ha inizio supponendo un carico iniziale di 550KW in cui il generatore eroga la sua potenza nominale $P=0,8MW$ ($83\%P_n$).

Nella condizione in cui la potenza fornita dal generatore sia maggiore di quella richiesta (vedi *Figura 39*) la batteria assorbe la differenza, andando a caricarsi. Viceversa, se la domanda è maggiore, la batteria si scaricherà fornendo potenza.

Nel momento in cui la batteria raggiunge il limite superiore del SOC (80%), inizia la sua fase di scarica fino a raggiungere un SOC obiettivo (50%), in questo punto della simulazione si è deciso di abbassare la potenza fornita dal generatore ad un valore di 0,5 MW, per permettere alla batteria di fornire energia, ed allo stesso tempo far regolazione.

Quando si è raggiunto il valore desiderato del SOC si ritorna nella situazione precedente in cui il generatore eroga la sua potenza nominale.

Se viene superato il SOC limite inferiore (20%), entriamo nella fase di ricarica della batteria (variabile $flipc=1$) finché non si raggiunge un SOC pari al 50%; in questo caso specifico è il generatore che si comporta da master (non lavora più alle condizioni nominali).

La carica della batteria avviene con una corrente costante, scelta dovuta dal fatto che si è scelto di gestire questa fase solo osservando la variazione di frequenza, non utilizzando informazioni sul carico.

Si possono verificare due situazioni critiche:

- Viene raggiunto il minimo tecnico del gruppo elettrogeno (0,3MW)
- Sovraccarico (potenza richiesta maggiore alla potenza massima del generatore)

Nella situazione in cui si è raggiunto il minimo tecnico del generatore, la soluzione scelta è di staccare il generatore e alimentare la rete solo attraverso l'SDA (*Figura 40*).

Invece, al tempo $t \approx 3100s$ si verifica una situazione di sovraccarico, qui il generatore si porterà a lavorare alla sua potenza massima mentre l'SDA fornirà la potenza mancante.

In *Figura 39*, tramite la variabile *flipc*, viene distinto il funzionamento in cui è la batteria a far da master oppure il generatore.

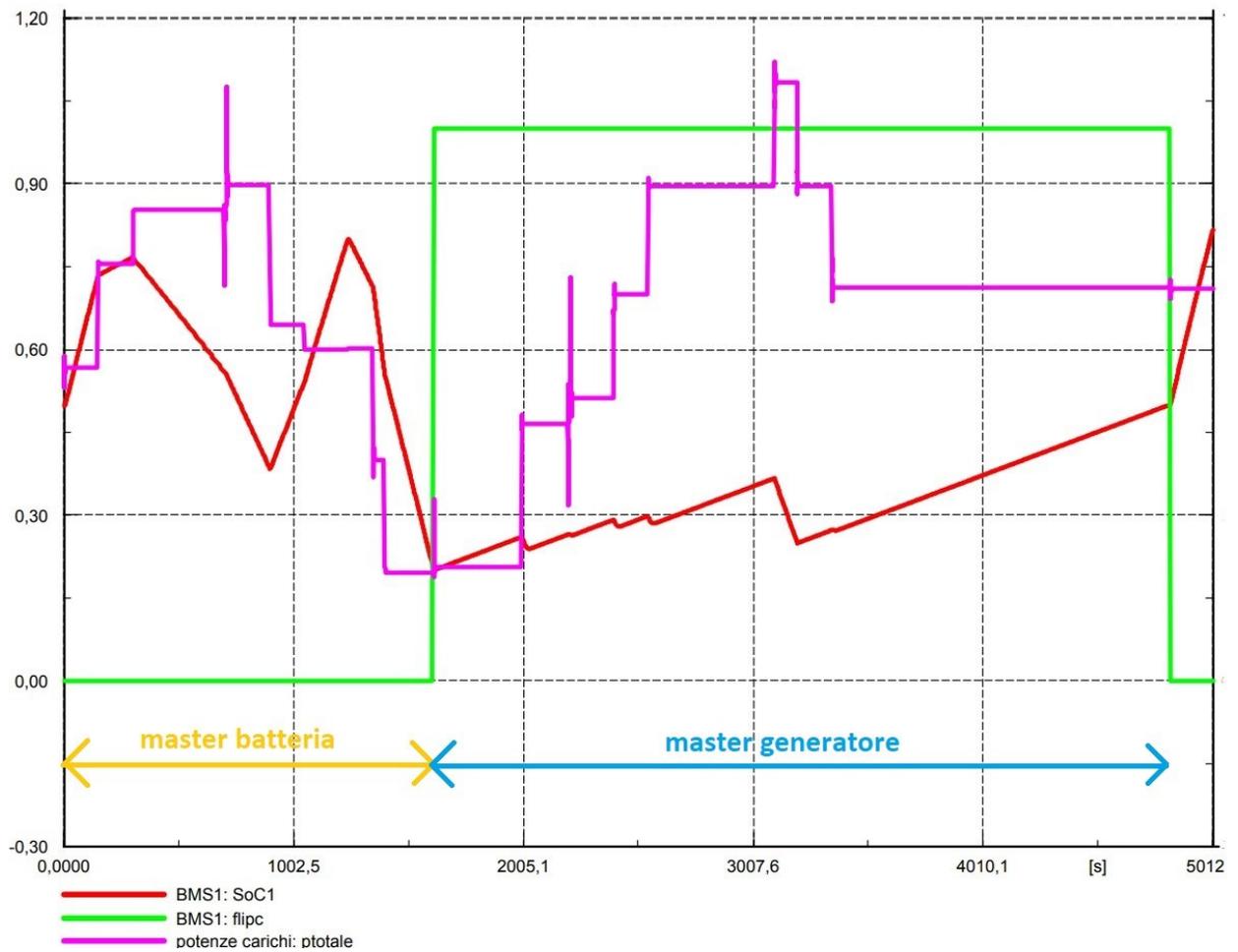


Figura 39: andamento delle potenze dei carichi e del SOC

Nella seguente immagine, sono mostrate gli andamenti della potenza attiva fornita dalla batteria e dal generatore, si evidenziano le due fasi critiche di minimo tecnico e sovraccarico.

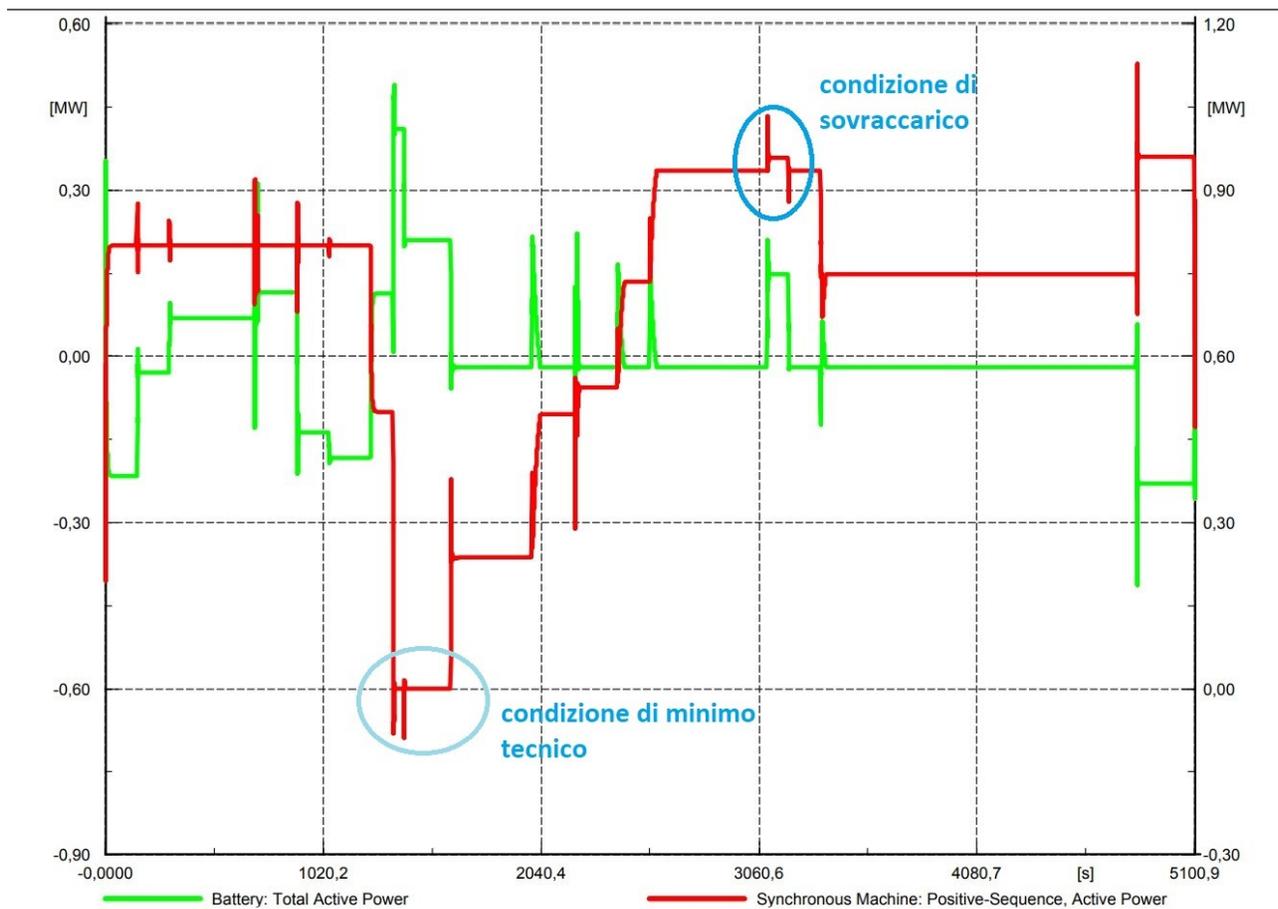


Figura 40: andamento della potenza della batteria e del generatore

Di seguito è mostrata una tabella in cui sono elencate tutte le inserzioni o distacchi dei carichi utilizzate per creare la simulazione dinamica.

Tabella 11: variazione dei carichi nel tempo

TIPO DI CARICO	P[kW]	Q[Kvar]	NODO	TEMPO[s]	STATO
Carico generico	200	60	MT	150	Chiuso
Carico generico	100	0	BT	300	Chiuso
Carico generico	200	0	BT	500	Chiuso
Motore asincrono	50		BT	700	Chiuso
Carico generico	250	0	MT	900	Aperto
Motore asincrono	50	0	BT	1050	Aperto
Carico generico	200	60	MT	1200	Aperto
Carico generico	200	0	BT	1350	Aperto
Carico generico	200	60	MT	2000	Chiuso
Motore asincrono	50	30	BT	2200	Chiuso
Carico generico	200	95	MT	2400	Chiuso
Carico generico	200	0	BT	2550	Chiuso
Carico generico	200	0	BT	3100	Chiuso
Carico generico	200	0	BT	3200	Aperto

5.2.2 INSERZIONE DEL CARICO

Nei grafici sottostanti sono mostrati il comportamento della frequenza e della tensione in seguito ad un aumento di carico pari a 220KVA.

Un aumento di carica provoca a sua volta una diminuzione della frequenza e della tensione, fino a che non viene riequilibrata la potenza generata e assorbita.

Vengono evidenziate anche le condizioni in cui sia il SdA o il generatore a fare da master.

5.2.2.1 *Master batteria*

In questa situazione è la batteria a far regolazione, mentre il generatore lavora ad una potenza costante.

Ad un aumento del carico il convertitore interviene rapidamente prelevando la potenza attiva e reattiva dal sistema di accumulo per riportare la rete alle sue condizioni nominali, mentre il gruppo elettrogeno opera ad una potenza attiva e reattiva costante.

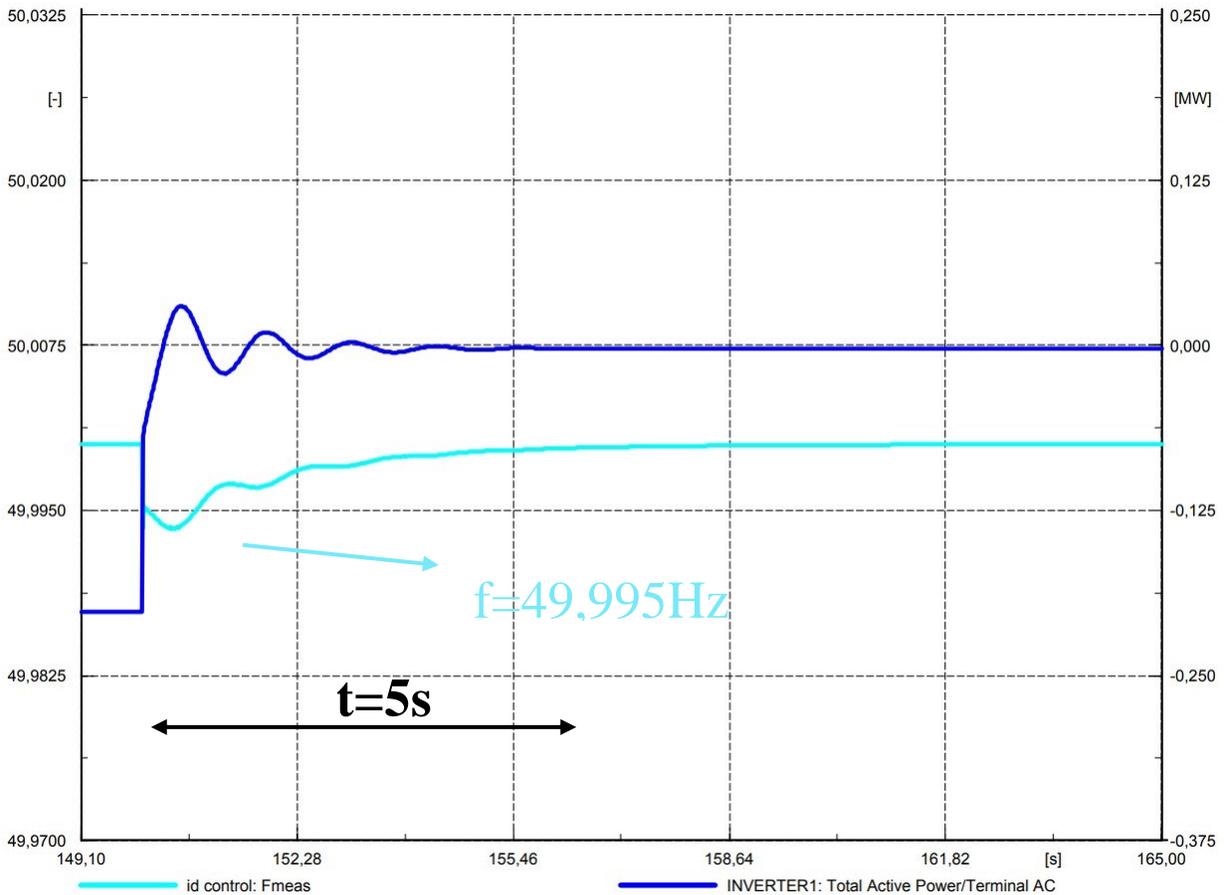


Figura 41: variazione frequenza/potenza attiva batteria master

Qui il convertitore risponde al disturbo riducendo la potenza assorbita (la batteria era in carica).

La frequenza raggiunge un valore minimo pari a 49,995HZ, in termini percentuali una variazione del 0,01%. Il tempo impiegato per riportarsi alle condizioni di esercizio è di 5 secondi. Rispetto al caso in cui era solo il gruppo elettrogeno a far regolazione il tempo di risposta si è ridotto da 60 a 5 secondi mentre la variazione massima di frequenza da 350mHz a 5mHz.

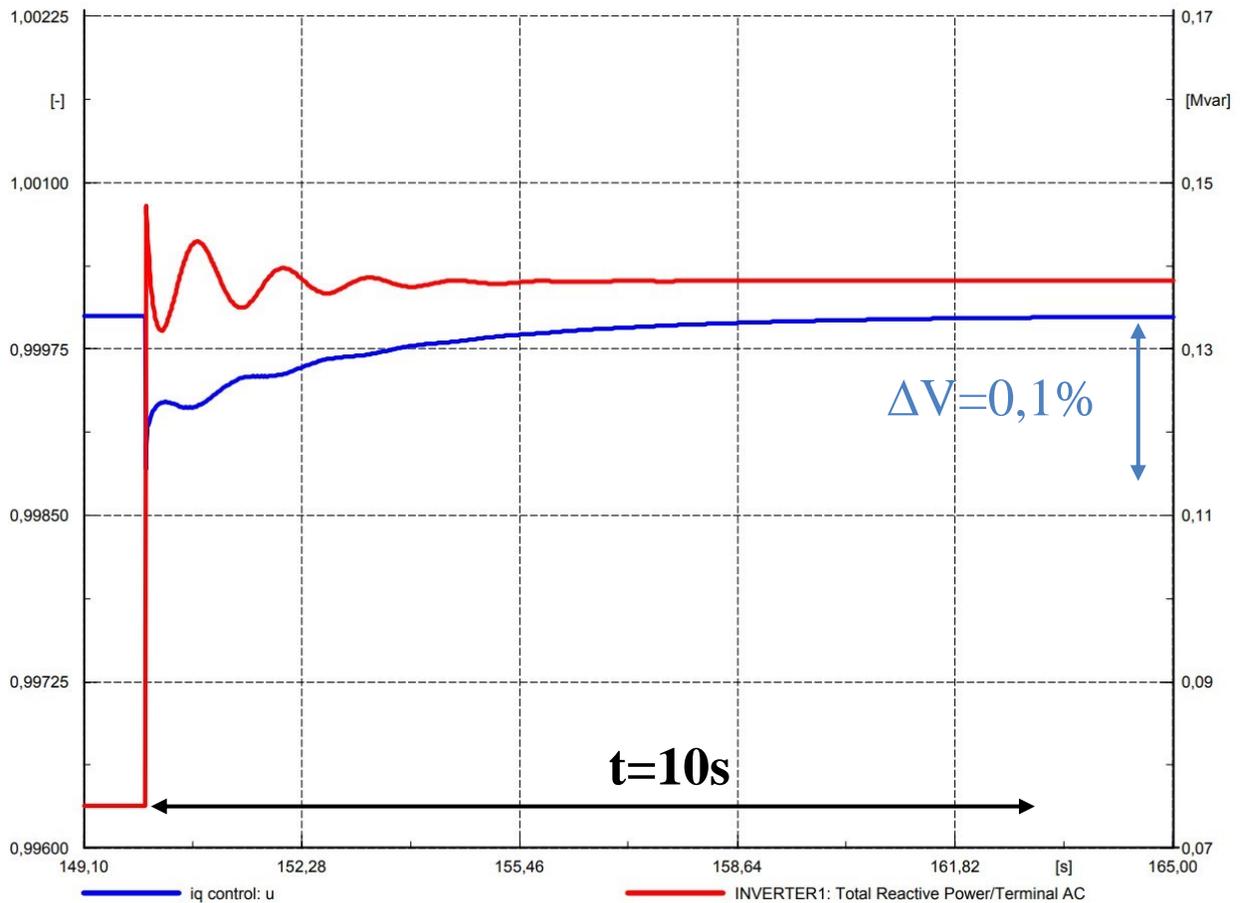


Figura 42: variazione tensione/potenza reattiva master batteria

La tensione subisce una variazione pari all'0,1% dal valore nominale e impiega 10 secondi per riportarsi alle condizioni di esercizio.

In questo caso si è deciso di non modificare il controllo in tensione della macchina sincrona quindi il SdA fornisce una regolazione di tipo secondario, questa soluzione diminuisce il tempo del disturbo (da 30 a 10 secondi), ma il contributo più importante è che ora viene eliminato l'errore a regime costante che la regolazione con solo generatore presentava.

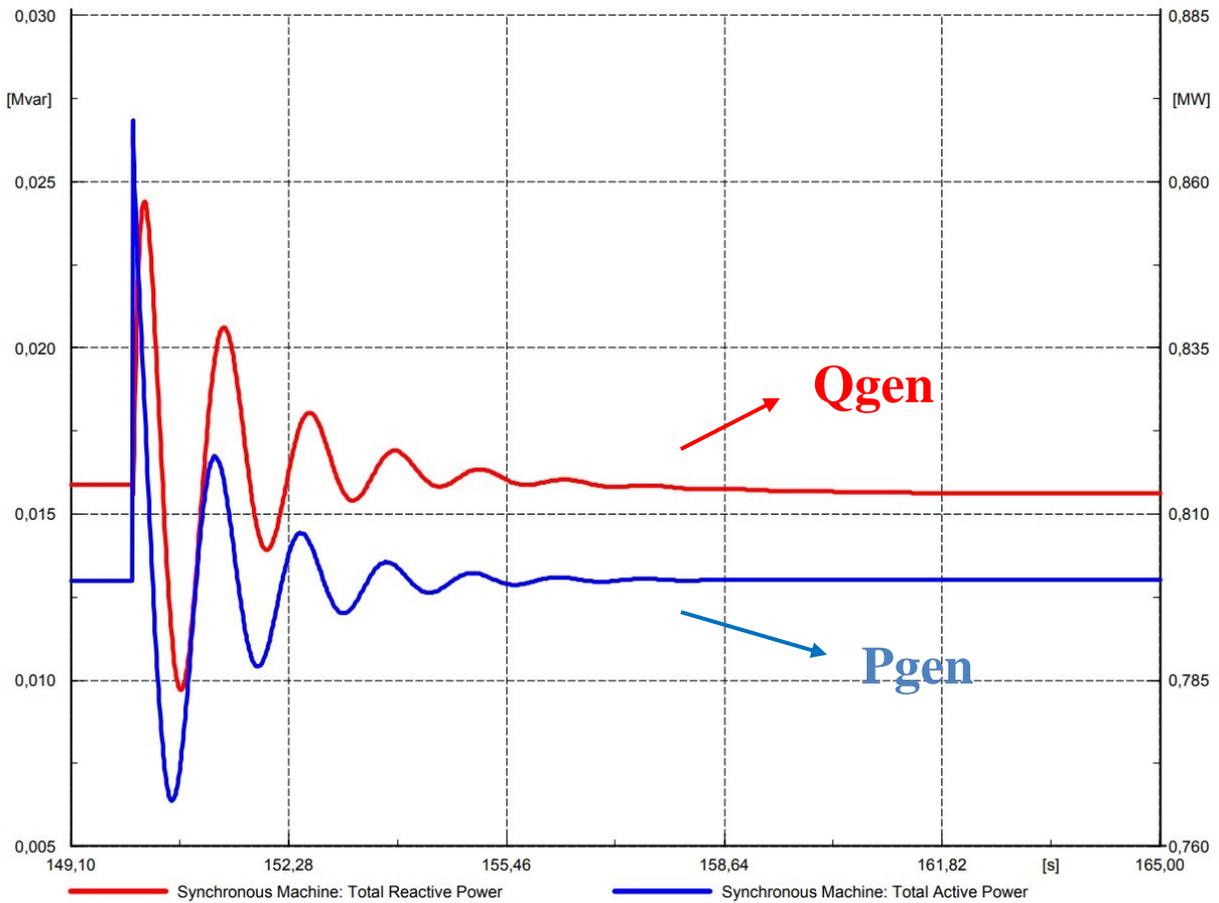


Figura 43:variazione potenza attiva e reattiva generatore

In Figura 43 è evidenziato come le potenze del generatore, in seguito alla perturbazione, si riportino a lavorare alle condizioni nominali, 0,8MW per la potenza attiva mentre la tensione d'eccitazione si riporta al valore precedente alla perturbazione, mentre è la batteria a soddisfare la differenza di domanda.

Tabella 12:variazione tensione e frequenza master batteria, inserzione carico

inserzione	Scostamento max	Tempo di assestamento (sec)	$\Delta P, \Delta Q$
Frequenza	-5mHz	5	200KW
Tensione	-0,1%	10	60Kvar

5.2.2.2 Master generatore

Il funzionamento con il generatore in modalità *master* è presente solamente durante la carica della batteria. In una prima valutazione si era valutato un approccio tramite PID control, quindi conoscendo la differenza di potenza tra la richiesta e quella massima erogabile, si andava ad impostare una corrente di ricarica della batteria. Questa soluzione era efficace però si è preferito valutare una condizione più simile alla realtà, dove non si conosca la potenza della rete ma solamente la frequenza.

Questo ha portato ad utilizzare come soluzione un *droop control*, quindi se la frequenza presenta una variazione superiore a 20mHz ci sarà un contributo del sistema storage, il quale esce momentaneamente dalla condizione di carica e fornirà una regolazione secondaria.

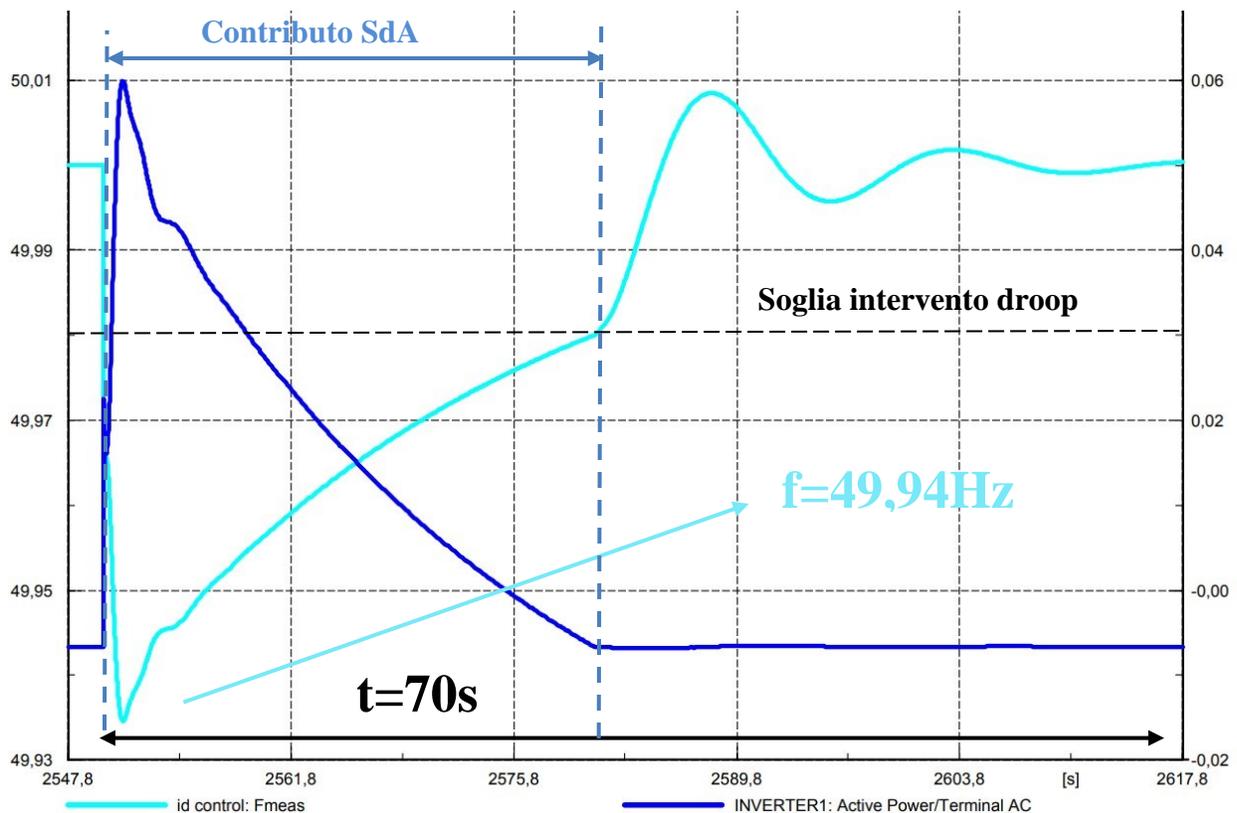


Figura 44: variazione frequenza/potenza attiva con master generatore

Nel grafico viene analizzata la potenza attiva della batteria e la frequenza, non è mostrato il contributo del generatore perché analogo alle condizioni viste nella condizione con solo gruppo elettrogeno (vedi *Figura 35*).

In seguito al disturbo il regolatore del gruppo inizia la sua regolazione ma non essendo sufficientemente rapido, quando viene superata la soglia dei 20mHz, si ha il contributo del SdA. In questa fase la batteria passa dall'assorbire (ricarica) all'erogare potenza.

Questo approccio permette di contenere la variazione di frequenza ($\Delta f=60\text{mHz}$) però implica tempi assestamenti di 70 secondi.

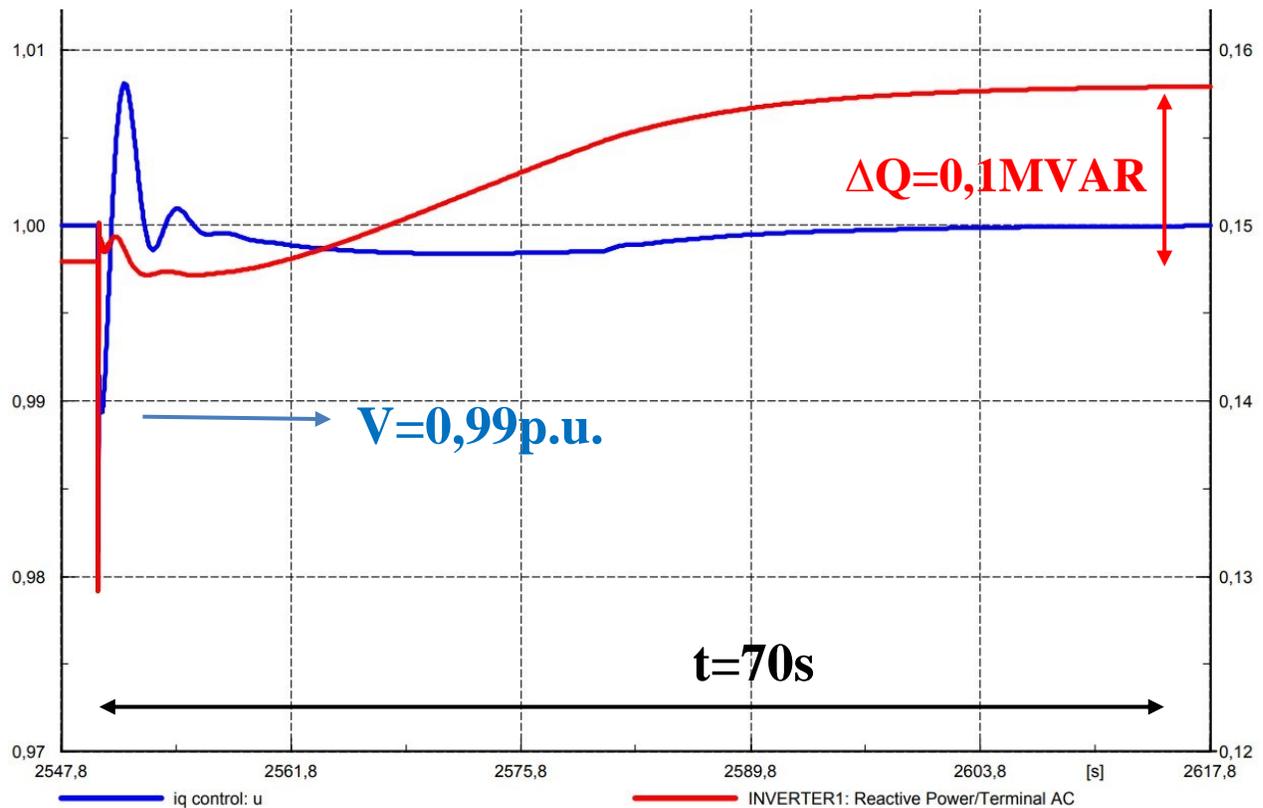


Figura 45: variazione tensione/potenza reattiva con master generatore

Nel controllo in tensione la regolazione dominante viene fatta dall'eccitazione della macchina sincrona, mentre l'SdA è utilizzato per una regolazione secondaria più lenta per riportarla al suo valore nominale (vedi *Figura 45*). Il tempo di assestamento è maggiore (70 secondi) però il contributo permette di contenere la variazione all'interno del punto percentuale ed ad annullare l'errore a regime.

Tabella 13: variazione tensione e frequenza master generatore, inserzione carico

inserzione	Sovraelongazione	Tempo di assestamento (sec)
Frequenza	-60mHz	60
Tensione	1%	70

5.2.3 DISTACCO DEL CARICO

Viceversa, una diminuzione del carico pari a 220KVA comporta un aumento della frequenza e della tensione ai nodi, finché non viene ristabilito l'equilibrio tra la potenza richiesta ed erogata, con comportamento analogo al caso precedente.

5.2.3.1 Master batteria

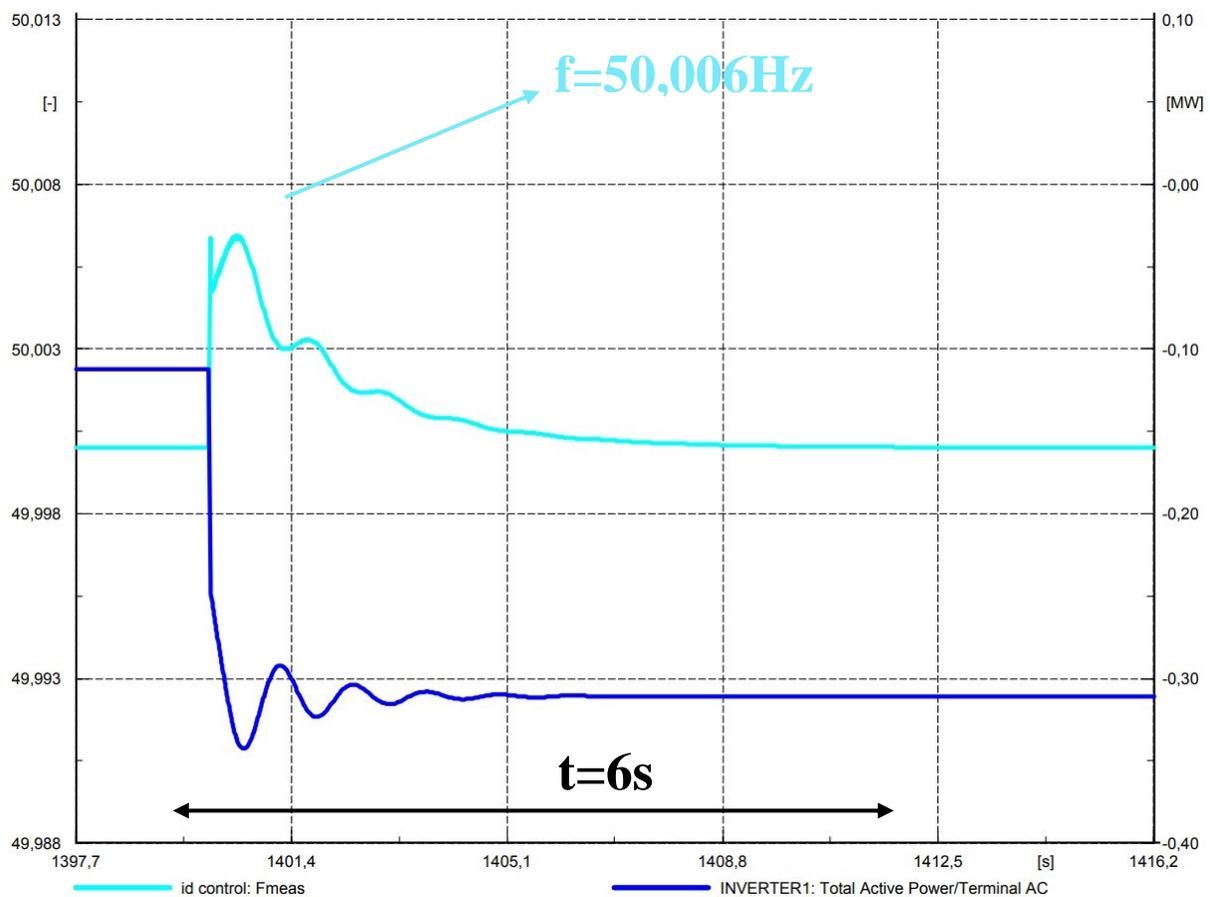


Figura 46: andamento frequenza e potenza attiva convertitore, master batteria

In questa situazione la batteria sta assorbendo potenza perché si è in una situazione in cui la domanda è inferiore alla potenza nominale del gruppo. Una diminuzione del carico porta ad un assorbimento maggiore da parte della batteria.

La frequenza raggiunge un valore massimo pari a 50,006HZ, in termini percentuali una variazione del 0,01%. Il tempo impiegato per riportarsi alle condizioni di esercizio è di 5 secondi. Rispetto al caso in cui era solo il gruppo elettrogeno a far regolazione il tempo di risposta si è ridotto da 60 a 6 secondi mentre la variazione massima di frequenza da 350mHz a 5mHz.

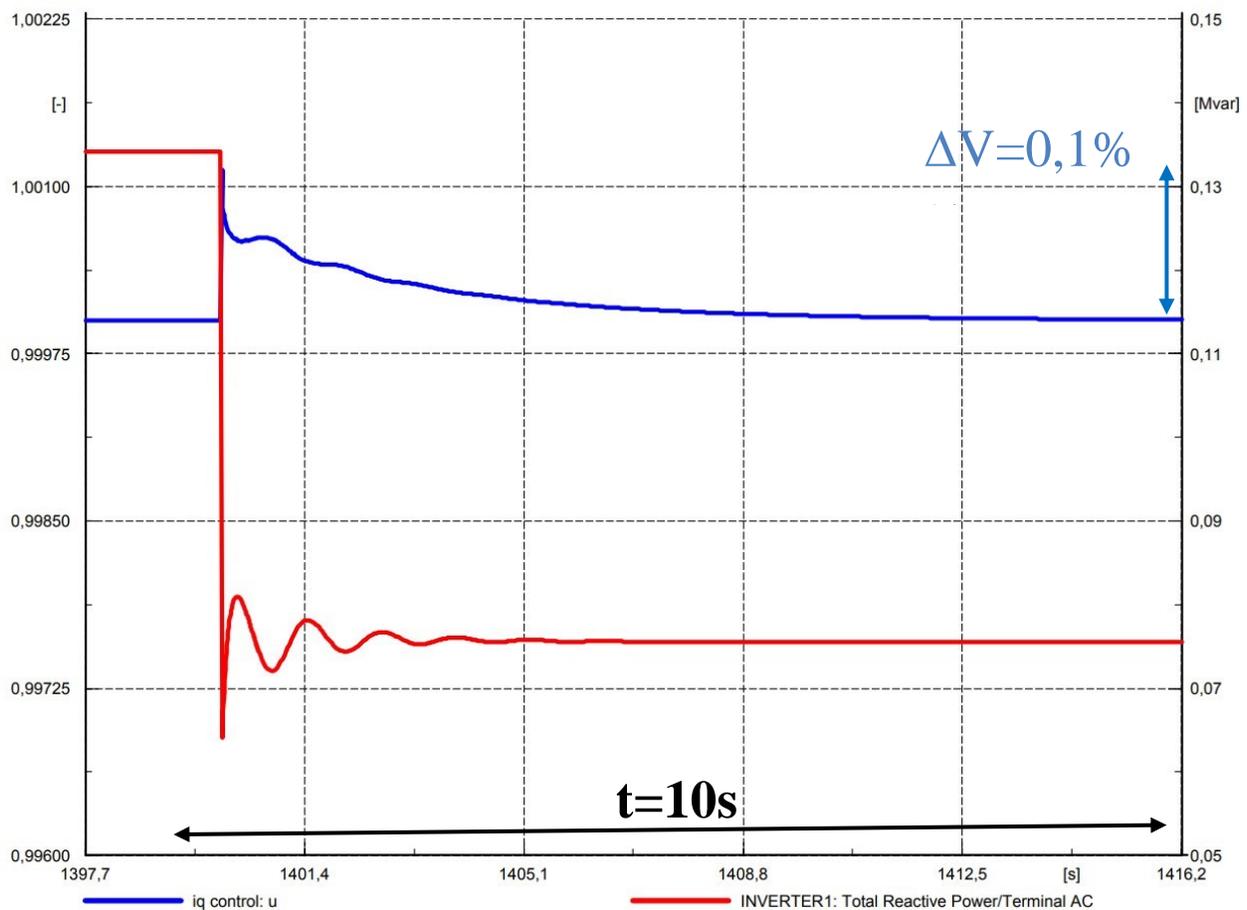


Figura 47: andamento tensione e potenza reattiva convertitore, master batteria

La tensione subisce una variazione pari all'0,1% dal valore nominale e impiega 10 secondi per riportarsi alle condizioni di esercizio.

In questo caso si è deciso di non modificare il controllo in tensione della macchina sincrona quindi il SdA fornisce una regolazione primaria, questa soluzione diminuisce il tempo del disturbo (da 30 a 10 secondi), ma il contributo più importante è che ora viene eliminato errore l'errore a regime costante che la regolazione con solo generatore presentava. Una soluzione diversa portava in contrasto i due controlli in tensione.

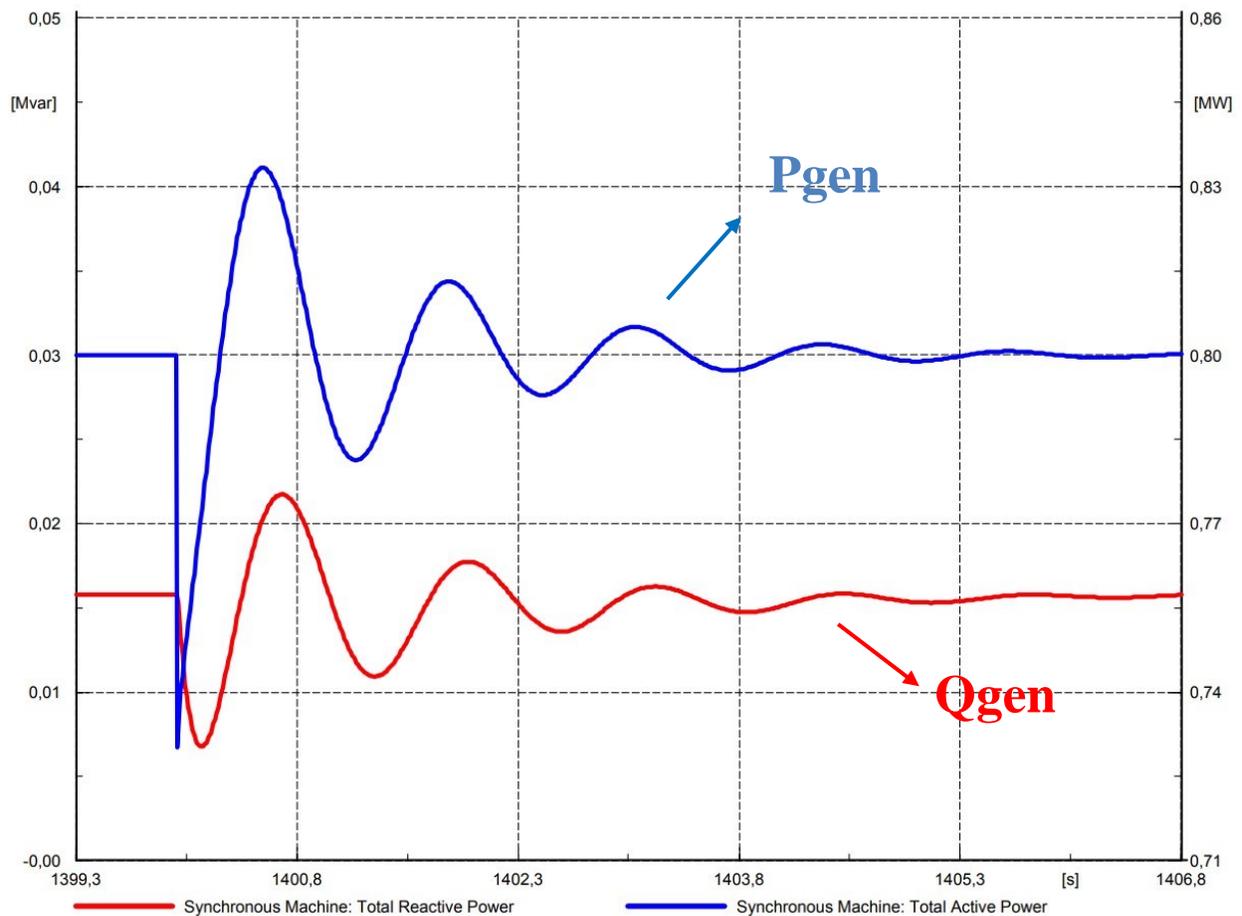


Figura 48: potenze attive e reattiva generatore, master batteria

In Figura 48 è evidenziato come le potenze del generatore, in seguito alla perturbazione, si riportino a lavorare alle condizioni nominali, 0,8MW per la potenza attiva mentre la tensione

d'eccitazione si riporta al valore precedente alla perturbazione, mentre è la batteria a soddisfare la differenza di domanda.

Tabella 14: variazione tensione e frequenza master batteria, disinserzione carico

distacco	Scostamento max	Tempo di assestamento (sec)	$\Delta P, \Delta Q$
Frequenza	+5mHz	6	-200KW
Tensione	+0,1%	10	-60Kvar

La tabella evidenzia come la frequenza viene contenuta all'interno di un errore massimo di 5mHz mentre la tensione all'0,1%. I tempi di assestamento sono minori ai 10 secondi.

5.2.3.2 *Master generatore*

Come nel caso precedente, in cui la batteria è nella fase di ricarica, il regolatore di frequenza del SdA è composto da un *droop control*, quindi se la frequenza presenta una variazione superiore a 20mHz ci sarà anche un suo contributo, e non solo quello del generatore.

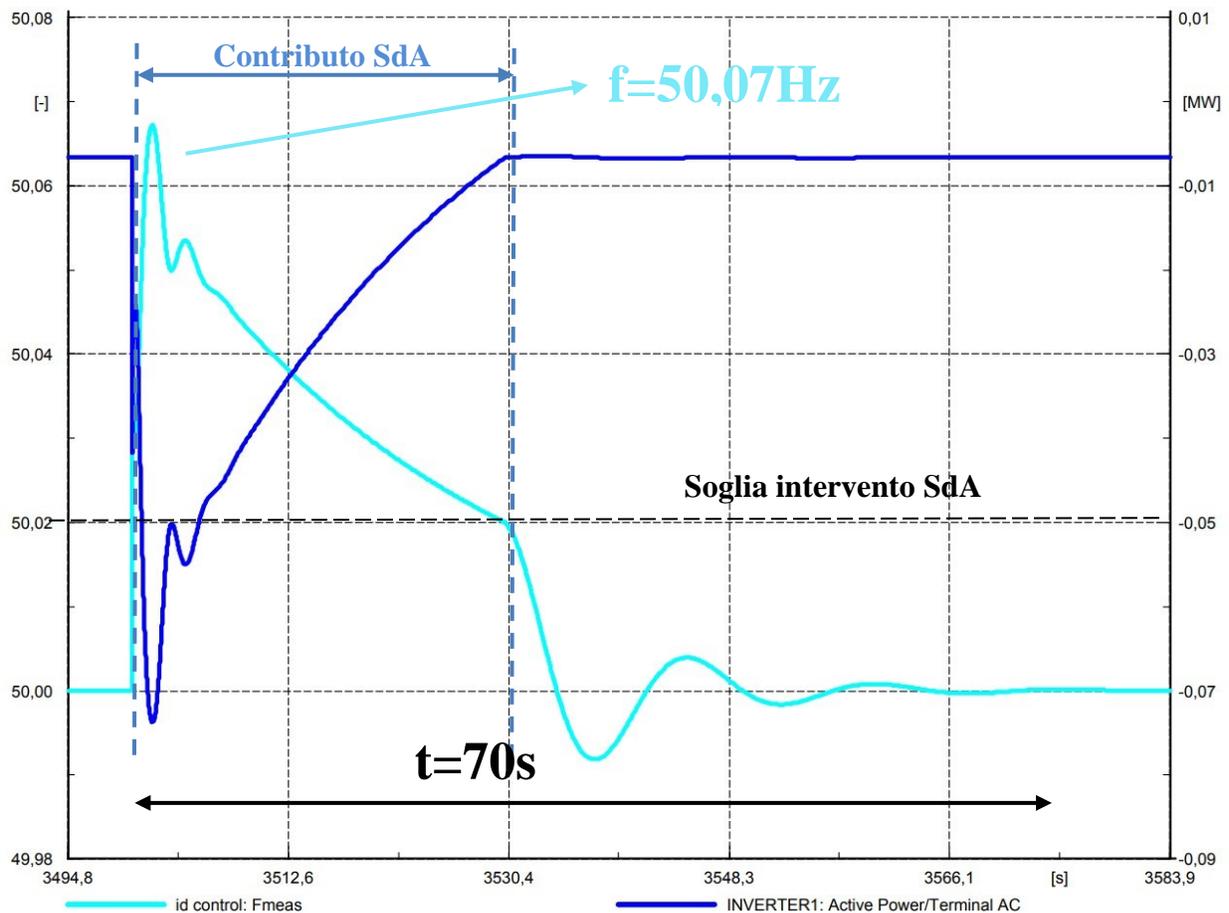


Figura 49: andamento frequenza e potenza attiva convertitore, master generatore

La figura mostra come il sistema di accumulo risponde al disturbo. Il regolatore del gruppo non è sufficientemente rapido da poter contenere la frequenza all'interno di una banda morta di 20mHz, superata questa soglia il sistema di storage esce dalla sua fase di ricarica e contribuisce a riportare la frequenza alle sue condizioni nominali.

Nel momento in cui la batteria partecipa alla regolazione si evidenziano delle oscillazioni dovute al disturbo proveniente dall'eccitazione.

Questa soluzione permette di contenere la variazione di frequenza ($\Delta f=70\text{mHz}$) però implica tempi di assestamento di 70 secondi.

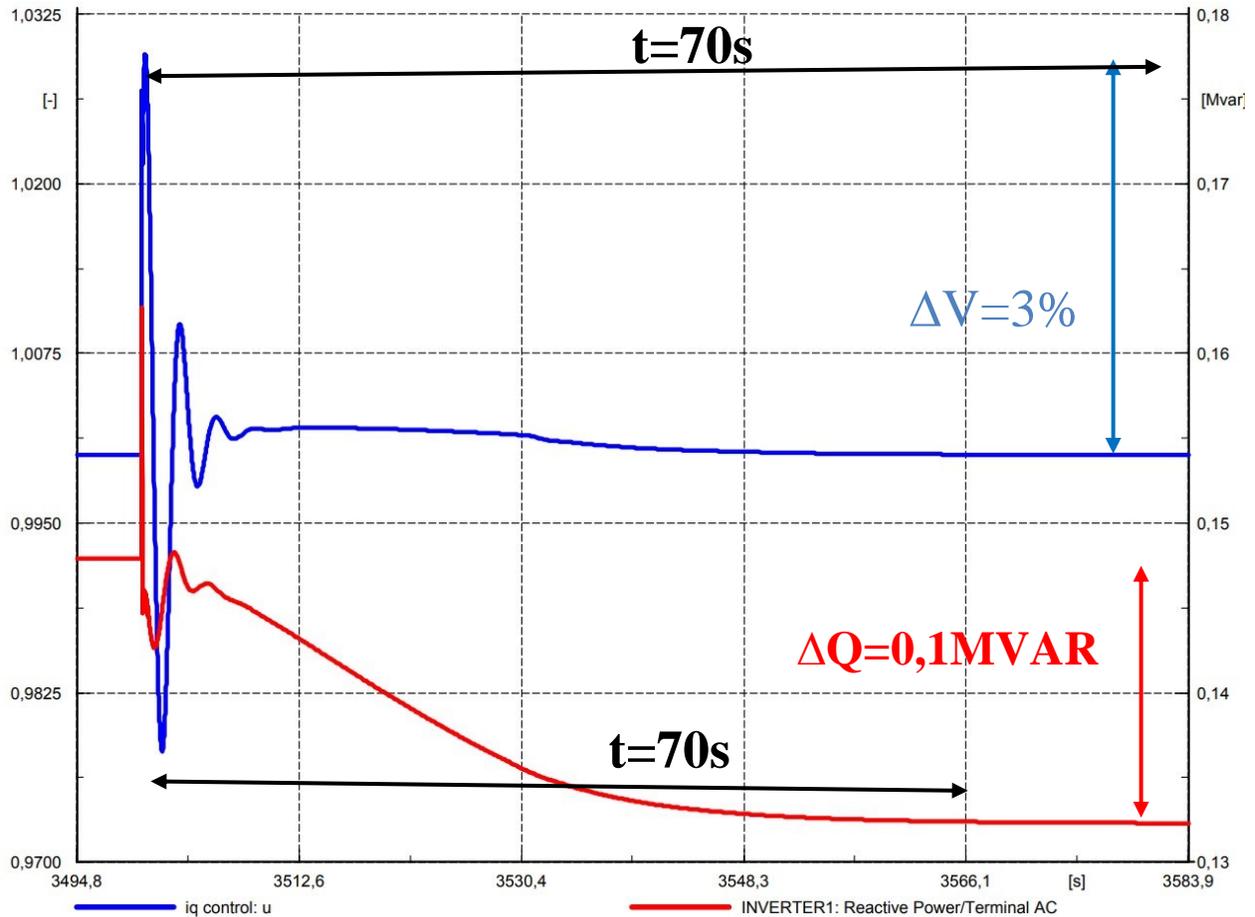


Figura 50: tensione e potenza reattiva, master generatore

Nel controllo in tensione la regolazione dominante è fatta dalla macchina sincrona, mentre l'SdA è utilizzato per una regolazione secondaria più lenta, in modo da riportarla al suo valore nominale.

In figura è evidente come l'eccitazione della macchina sia rapida a rispondere riportando la tensione ad un errore al di sotto dell'1% in un tempo inferiore ai 5 secondi, però rimane un errore a regime. Per riportare la tensione al suo valore nominale interviene la batteria.

Il tempo di assestamento è maggiore di 70 secondi, tempi di reazione più rapidi portava ad errori di scostamento maggiori dovuti alla partecipazione del SdA.

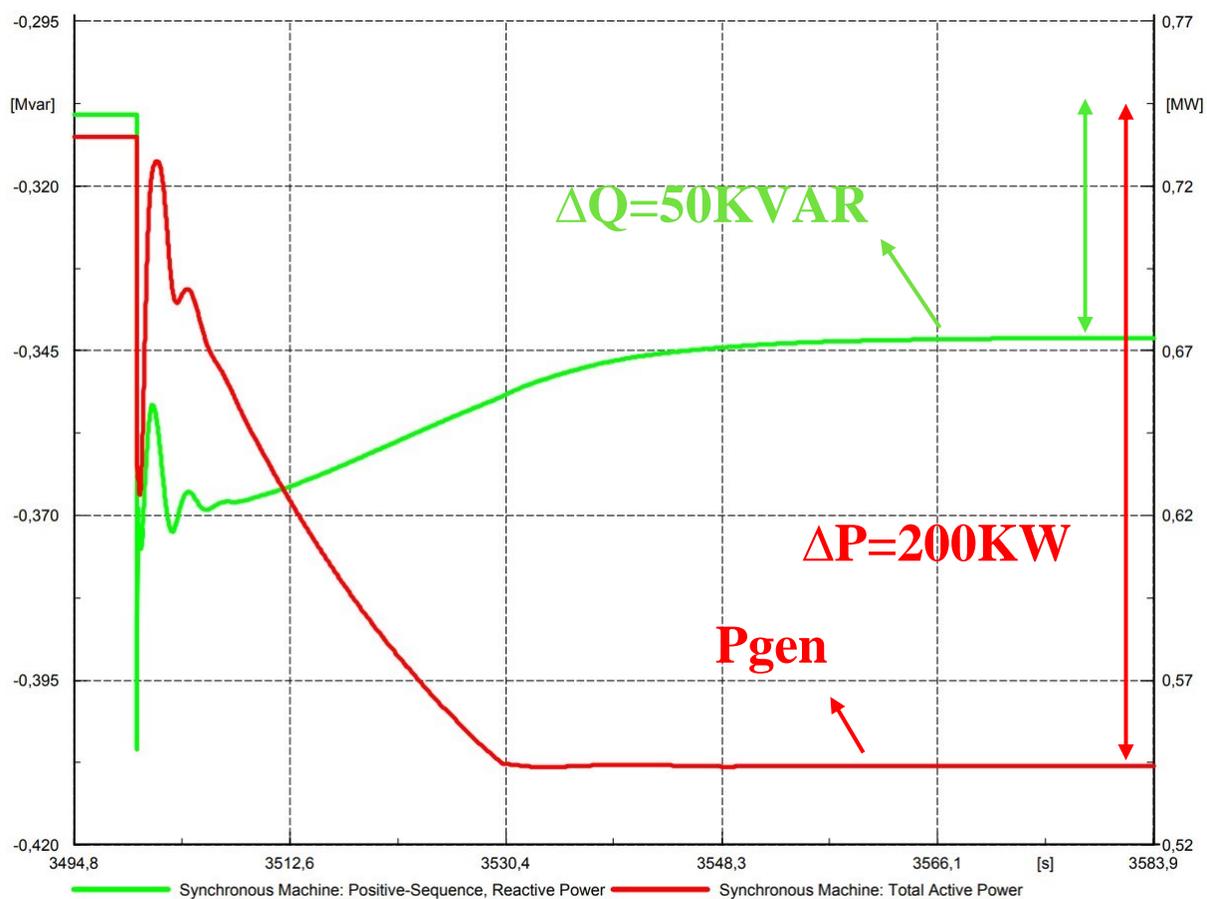


Figura 51: potenze attive e reattiva generatore, master generatore

La Figura 51 mostra come il gruppo partecipa alla regolazione in termini di potenza attiva e reattiva. Il generatore diminuisce la potenza prodotta (200KW) mentre la potenza reattiva diminuisce di 50KVAR rispetto ai 60 richiesti, questo si tramuta in una tensione superiore alla nominale. Infatti, ad assorbire i restanti 10KVAR sarà la batteria, riportando la tensione al suo valore nominale (vedi Figura 50).

La tabella confronta brevemente la variazione della risposta in tensione e frequenza all'inserzione e al distacco del carico, confrontando le situazioni in cui sia la batteria a fare da *master* oppure il generatore.

La tabella evidenzia come la regolazione con master batteria risulti più efficiente in termini sia di scostamento (variazione massima di 5mHz e 0,1% per la tensione) sia in termini di rapidità nell'eliminare il disturbo (SdA riesce a essere 10 volte più rapido).

Tabella 15: confronto scostamento e tempo di assestamento nella fase di inserzione e distacco del carico

	Scostamento max		Tempo di assestamento (sec)	
	Master batteria	Master generatore	Master batteria	Master generatore
Inserzione				
Frequenza	-5mHz	-60mHz	5	70
Tensione	-0,1%	2%	10	70
Distacco				
Frequenza	+5mHz	+65mHz	6	70
Tensione	+0,1%	4%	10	70

5.3 SIMULAZIONE SITUAZIONE DI SOVRACCARICO

Osservando la *Figura 40*, si osserva come nel momento in cui il carico aumenta oltre la potenza massima erogabile dal generatore, la batteria passa dalla fase di carica a quella di scarica per fornire energia.

La condizione di sovraccarico viene raggiunta aggiungendo un carico di 200KW, la figura mostra come il generatore riesca a fornire una potenza di circa 50KW rispetto ai 200 richiesti; i mancanti 150KW sono forniti dall'SdA.

Per il suo controllo è stato scelto di utilizzare solo il riferimento di frequenza, ciò ha portato all'utilizzo di un *droop control*. Esso interviene quando la frequenza esce dai limiti di banda morta di 20mHz, comandando la corrente diretta dando così un riferimento di potenza attiva che il convertitore andrà a fornire.

In questa situazione l'SDA offre una regolazione secondaria di frequenza, infatti come si vede dalla *Figura 52*, quest'ultima non viene riportata perfettamente al suo valore nominale.

Nel momento in cui si estingue l'evento la batteria riprenderà a caricarsi.

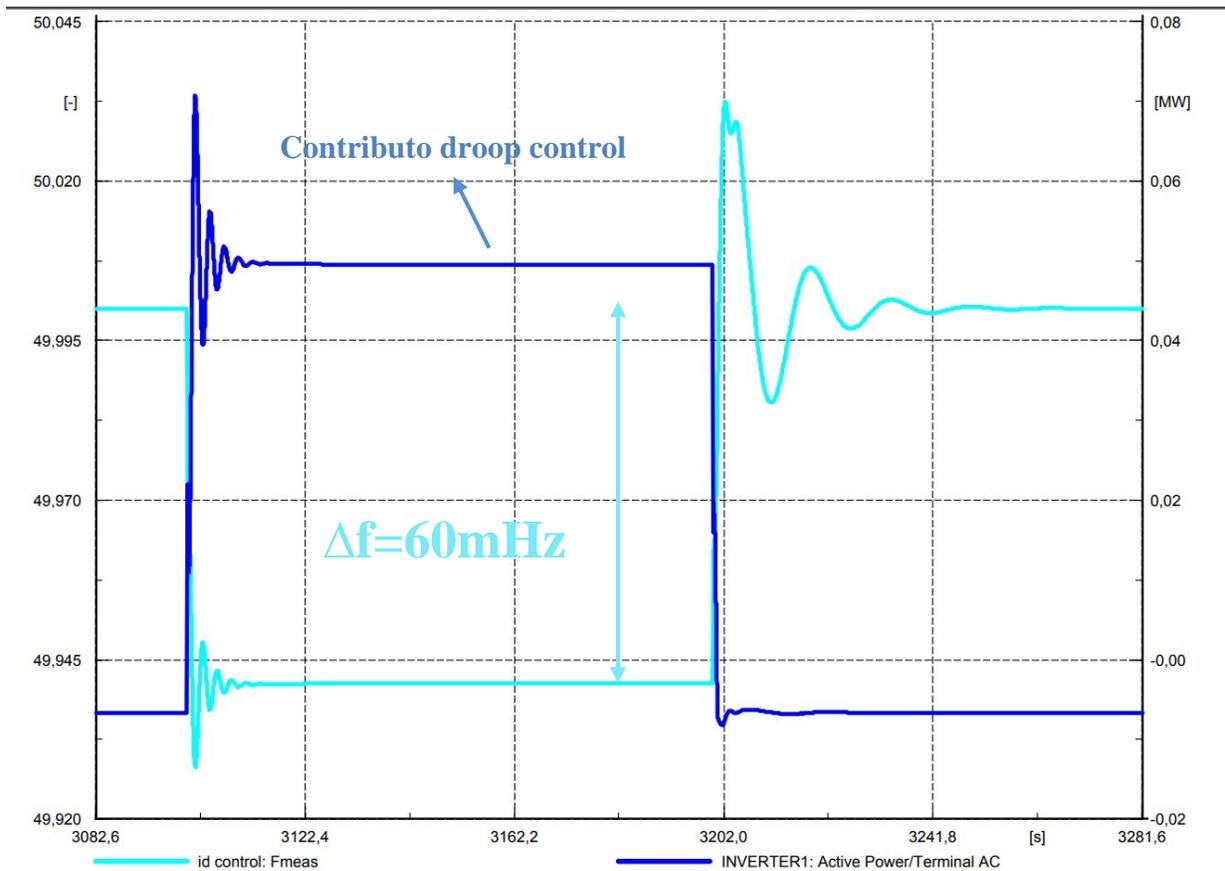


Figura 52: variazione della frequenza condizione di sovraccarico

Il controllo così fatto permette di mantenere la frequenza ad un valore di 49,945Hz per un tempo limitato nel momento in cui la batteria.

In questa fase la batteria esce dalla fase di ricarica per compensare la mancanza di potenza.

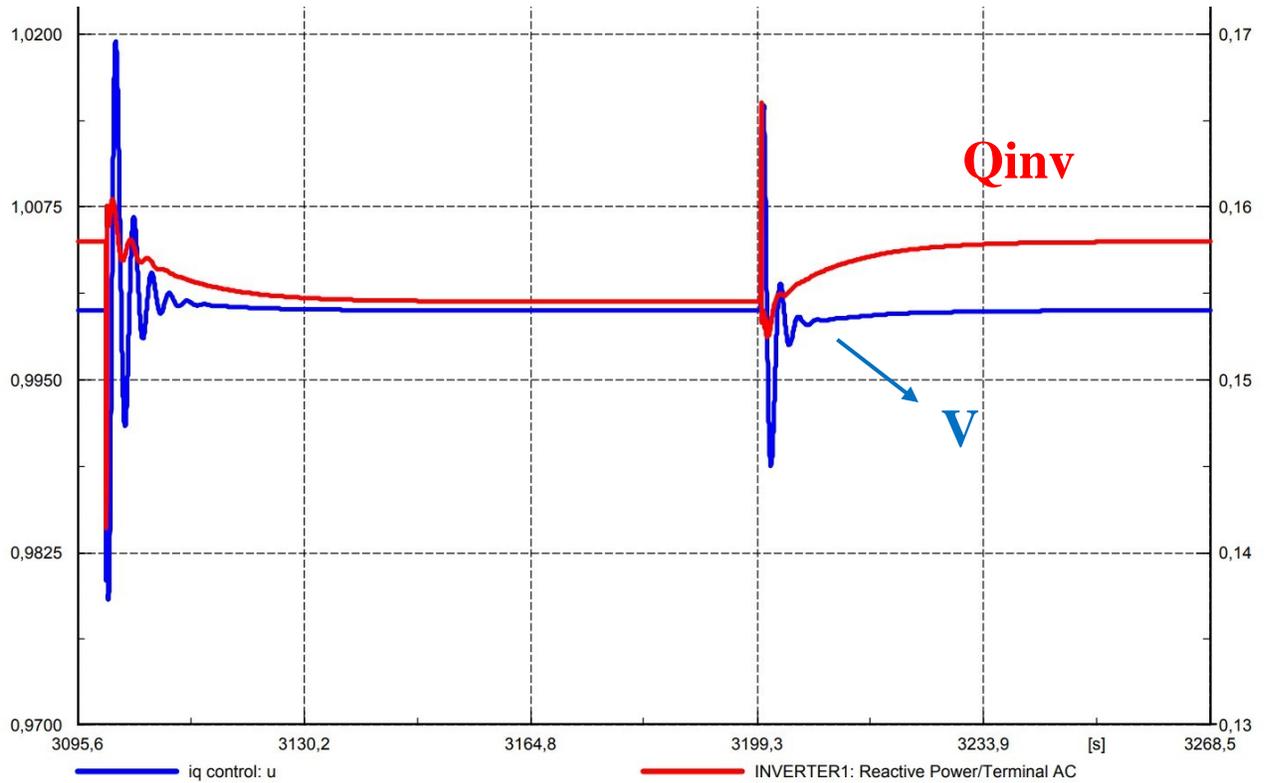


Figura 53: variazione della tensione condizione di sovraccarico

La tensione, anche in una situazione di sovraccarico temporaneo, presenta tempi di assestamento intorno ai 30 secondi senza errori a regime. Tuttavia, la presenza di un controllo di tipo *droop* aumenta le oscillazioni nell'istanti successivi al disturbo è variazione massima di tensione pari al 2%.

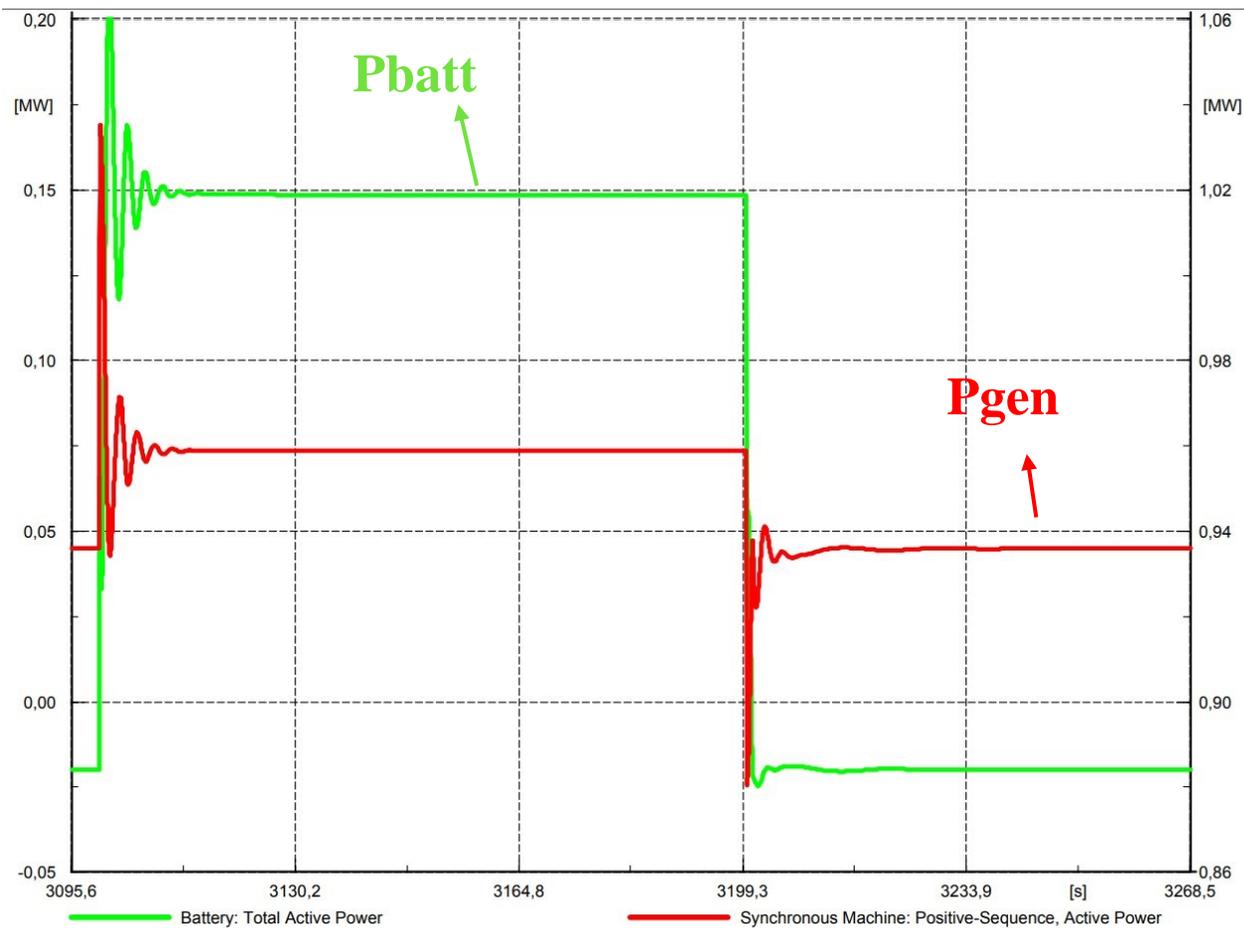


Figura 54: analisi potenze della batteria e del generatore

Anche in questa condizione si distingue la differenza tra le due regolazioni:

- All'inserzione del carico si vede come la risposta sia più rapida, ciò è dovuto al contributo fornito dalla batteria con il *droop control* siccome siamo al di fuori della banda morta impostata a 20mHz.
- Alla disinserzione, il contributo della batteria è presente finché non si rientra all'interno della banda morta, di conseguenza la risposta è più lenta avendo solo il generatore a contribuire.

Tabella 16:variazioni dovute ad un sovraccarico

$\Delta f[\text{mHz}]$	$\Delta V[\%]$	$\Delta P_{\text{batt}}[\text{Kw}]$	$\Delta P_{\text{gen}}[\text{Kw}]$
60	2	170	30

La tabella riassume le variazioni che subiscono frequenza e tensioni nella situazione in cui il carico sia maggiore al massimo erogabile. La maggior parte del contributo in potenza è dato dalla batteria (150KW) il restante è fornito dal generatore (50KW).

Anche se la frequenza presenta un valore inferiore pari a 60mHz questa non supera la soglia di allarme di 100mHz (allegato A.15 Terna).

6 CONCLUSIONE

In questo lavoro di tesi si è studiata l'integrazione di un sistema di storage elettrochimico basato su batterie a ioni di litio, ad un gruppo elettrogeno utilizzato per alimentare un sistema in isola non interconnessa, per farne un'analisi tecnica per la valutazione delle performance.

Lo scopo principale è utilizzare il SdA per regolare la tensione e la frequenza mentre il generatore sincrono lavora ad una potenza costante.

Questo studio è giustificato dal fatto che in sistemi in isola, alimentati da un solo gruppo elettrogeno, esso è spesso sovradimensionato per soddisfare eventuali picchi di domanda e al di sotto di una certa capacità presenta rendimenti bassi.

Inoltre, il continuo aumento di energia da fonti rinnovabili, e quindi una produzione non programmabile, giustifica ancor di più l'utilizzo di un sistema di accumulo in grado di immagazzinare energia per usufruirne nel momento in cui la produzione non soddisfa più la domanda.

Questa tecnologia permette stabilizzare la rete negli istanti immediatamente successivi al disturbo, nel caso in cui vi sia una carenza di inerzia, come accade nelle rinnovabili.

La soluzione adottata per la regolazione consiste nell'utilizzare dei PI a costanti variabili, in modo da distinguere il funzionamento tra master batteria o master generatore. La logica consiste nell'utilizzare delle costanti più rapide quando è la batteria a far regolazione viceversa più lenti quando è il gruppo a far da master. Questo permette di contrastare le deviazioni di tensione e frequenza nei primi istanti senza che vi sia un contributo della macchina rotante.

Nella fase di ricarica, utilizzando unicamente come dati di input la frequenza e tensione, la regolazione tramite PI non distingueva una variazione di carico dal sovraccarico, ciò portava la batteria, in alcune condizioni di carico, ad erogare potenza anziché assorbirla con il rischio di superare il *socmin*. In questa situazione è stata presentata come possibile soluzione un *droop*

control associato ad una corrente di carica costante, questo permette alla batteria di intervenire solamente quando la frequenza esce da un valore di soglia.

Le simulazioni dinamiche hanno convalidato che questo approccio permette di avere una regolazione efficace, infatti riesce a coordinare e coesistere con tutte le simulazioni di carico valutate. Riducendo i picchi di frequenza da 350mHz a solo 5mHz, e di tensione da dal 4% al 0,1% con tempi di risposta che passano da oltre a 1 minuto a qualche secondo.

Con un sistema di questo tipo si può parlare di regolazione primaria veloce, in quanto interviene in tempi minori rispetto al gruppo elettrogeno.

Il continuo calo dei prezzi dei sistemi di storage (soprattutto nelle batterie ioni-Litio) rende ancor più vantaggioso il suo utilizzo nei sistemi *off-grid*.

Un possibile sviluppo è una valutazione tecnico-economica atta a valutare quale sia la taglia, della batteria e del gruppo, più adatta a questa tipologia di rete, valutando costi di realizzazione, guadagni dell'esercizio e tempi di ritorno dell'investimento.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A.Paolucci, *Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica*. Padova, CLEUP,1998.
- [2] RSEview, *L'accumulo di energia elettrica*. Milano, IL MELOGRANO Editore srl, 2011.0
- [3] Terna S.p.A. Prescrizione tecnica - *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*.
- [4] ENTSO-E, *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, 2013.
- [5] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, "*Ricerca sistema elettrico - Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 - Analisi dello stato dell'arte*", Università degli Studi di Palermo, 2011.
- [6] H. Zhao, M. Hong, W. Lin, A. "Voltage and frequency regulation of microgrid with battery energy storage system", IEEE.
- [7] Terna S.p.A. *Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza*.
- [8] RSE-ANIE, "*I sistemi di accumulo nel settore elettrico*", 2015.
- [9] Terna S.p.A., *Progetto pilota servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza*.
- [10] CAT, *Datasheet gruppo elettrogeno diesel*.
- [11] H. Moon, A. Yun, E. Kim, S. Moon, "An analysis of energy storage systems for primary frequency control of power systems in south korea", ScienceDirect.
- [12] M. Delfanti, V. Olivieri. "*Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento di fonti rinnovabili non programmabili*

e generazione distribuita". Studio condotto per Autorità per l'energia elettrica e il gas, 2013.

[] V. Knap, D. Stroe, R. Teodorescu, "*Primary frequency regulation with Li-Ion battery based energy storage system – evaluation and comparison of different control strategies*", ResearchGate, 2013.

[13] CEI 0-16, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. 2014-09 160.

[14] J. Zhao, Xue Lyu, Yang Fu, Xiaoguang Hu, Fangxing Li, "*Coordinated Microgrid Frequency Regulation Based on DFIG variable coefficient using virtual inertia and primary frequency control*", IEE.

[15] M. Eremia, M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics*, 2013. 2013.

[16] IRENA, *Battery storage for renewables: market status and technology outlook*, 2015.

[17] F. Alessandrini, G. B. Appetecchi, M. Conte, "*Ricerca sistema elettrico - Studio di fattibilità tecnica sull'applicabilità delle batterie al litio nelle reti elettriche - Stato dell'arte e limiti scientifici e tecnologici*", 2010.

[18] A. Tortella, *Corsi di Generazione ed Accumulo di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili*. Slide ed appunti delle lezioni.

[19] S. Lissandron, "*Tecniche di controllo droop per la gestione di microreti isolate a bassa tensione*", tesi magistrale ingegneria dell'informazione, Università degli studi di Padova, 2011-2012.

[20] E.M. Carlini, G. Bruno, L. Campisano, L. Bonuglia, L. Ortolano Terna Rete Italia SpA, "*La fornitura dei servizi ancillari da parte delle risorse distribuite*".

[21] GSE, *Energia da fonti rinnovabili Anno 2014 - Rapporto Statistico*. 2015

- [22] DIgSILENT GmbH, "DIgSILENTPowerFactory version 15: User Manual, Appendix C, Technical References of Models". Gomaringen, Germany, May 2014.
- [23] N. Mohan, T.M. Undeland, W.P. Robbins, *Elettronica di potenza, convertitori e applicazioni*. Edizione italiana di Power Electronics 3rd Ed. Milano, HOEPLI, 2013.
- [24] Robert Caldon, Fabio Bignucolo, *Impianti di produzione dell'energia elettrica*, Esculapio, 2019.
- [25] M. Benini, E. Ciapessoni, "*Il servizio di regolazione primaria tramite batteria: valutazioni tecnico economiche*", Researchgate
- [26] K. Kussakana, H. Vermaak, "*Hybrid diesel generator – battery systems for offgrid rural applications*", ResearchGate,2013.
- [27] M. Hassan,M. Humayun, R. Ullah, B. Liu, "*Control strategy of hybrid energy storage system in diesel generator based isolated AC micro-grids*", ScienceDirect, 2018.
- [28] A. Khamis, M.Ruddin, C. Gan"*Design and analysis of diesel generator with battery storage for microgrid system*", ResearchGate, 2017.
- [29] A. Renjit, A. Mondal, S. Illindala, A. Khalsa, "*Analytical methods for characterizing frequency dynamics in islanded microgrids with gensets and energy storage*", IEEE, 2017.
- [30] IEEE Comimittee Report, «Exitation system models for power system stability studies,» IEEE Trans., 1981.
- [31] "*Exciter models, standard Excitation Systems in Neplan Power System Analysis Tool*", NEPLAN MANUAL.
- [32] H. Bevrani, S. Shokoohi, "*An intelligent droop control control for simultaneous voltage and frequency regulation in islanded microgrids*", IEEE, 2013.

Ringraziamenti

Ringrazio i miei genitori, nonni per il sostegno economico e morale in questo percorso e gli amici per i consigli ed i preziosi momenti extra-universitari.

Inoltre, ringrazio l'Ing. Riccardo Clementi ed il Prof. Fabio Bignucolo per il loro prezioso aiuto nella realizzazione di questo lavoro.