



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**Regolazione primaria di frequenza con sistemi di accumulo
elettrochimici: il caso di un impianto idroelettrico ad acqua fluente**

Relatore: Prof. Roberto Caldon
Dipartimento di Ingegneria Industriale

Correlatore: Ing. Fabio Pasut
S.T.E. Energy S.p.A.

Laureando: Martino Pettinà
Matricola: 1080327

Anno Accademico 2015/2016

INDICE

SOMMARIO	3
INTRODUZIONE	5
1 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA	9
1.1 GENERALITA'	9
1.1.1 CENNI SULLA REGOLAZIONE DI TENSIONE	10
1.1.2 CENNI SULLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA	11
1.2 TEORIA DELLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA	12
1.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA	13
1.2.2 CENNI SULLA REGOLAZIONE SECONDARIA E TERZIARIA	18
1.2.3 REGOLATORE DI VELOCITA' DEI GRUPPI IDROELETTRICI	19
1.2.3.1 Modello dinamico	22
1.3 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA IN EUROPA	25
1.3.1 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA IN ITALIA	30
1.3.1.1 Allegato A.15 di Terna	30
1.3.1.2 Allegato A.73 di Terna	35
1.3.2 REGOLAZIONE DI FREQUENZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA	39
1.3.2.1 Regolazione in sovra-frequenza.....	40
1.3.2.2 Prescrizioni per sistemi di accumulo elettrochimici	44
1.4 CONSIDERAZIONI E SCELTE PER L'ANALISI	47
2 ACCUMULATORI ELETTROCHIMICI	49
2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	49
2.2 ACCUMULATORI PIOMBO - ACIDO	55
2.3 ACCUMULATORI AL LITIO	59
2.3.1 LITIO-IONE.....	60
2.3.2 CONFRONTO ACCUMULATORI AL LITIO E AL PIOMBO.....	67
2.4 ACCUMULATORI SODIO/CLORURO DI NICHEL	69
2.5 CONSIDERAZIONI E SCELTE PER L'ANALISI	74
2.6 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICI	74
3 CASO DI STUDIO	77
3.1 CENTRALI IDROELETTRICHE AD ACQUA FLUENTE	77
3.1.1 CENTRALE IDROELETTRICA IN ESAME	81

3.2	DIgSILENT POWERFACTORY	82
3.2.1	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI.....	82
3.2.1.1	Modello della macchina sincrona.....	83
3.2.1.2	Modello della batteria.....	85
3.2.1.3	Modello del convertitore bidirezionale.....	85
3.2.1.4	Modello del PLL (<i>Phase-Locked Loop</i>).....	90
3.2.2	MODELLO DELL'IMPIANTO.....	91
4	SIMULAZIONI DINAMICHE	93
4.1	DESCRIZIONE DEL MODELLO	93
4.2	SIMULAZIONI CON LA CENTRALE IDROELETTRICA	97
4.2.1	REGOLAZIONE IN SOTTO-FREQUENZA.....	98
4.2.2	REGOLAZIONE IN SOVRA-FREQUENZA.....	100
4.3	SIMULAZIONI CON SISTEMA DI ACCUMULO	102
4.3.1	REGOLAZIONE IN SOTTO-FREQUENZA.....	103
4.3.2	REGOLAZIONE IN SOVRA-FREQUENZA.....	107
5	ANALISI TECNICO - ECONOMICA	111
5.1	DATI INIZIALI	111
5.1.1	REGOLATORE POTENZA - FREQUENZA.....	112
5.1.2	PROFILI DI POTENZA DELLA CENTRALE IDROELETTRICA.....	112
5.1.3	DATI SULLA FREQUENZA DI RETE.....	116
5.1.4	PREZZI DI VENDITA DELL'ENERGIA E COSTANTI ANNUE.....	117
5.1.5	DATI RELATIVI AL SISTEMA DI ACCUMULO.....	120
5.2	SIMULAZIONI MATLAB	123
5.2.1	SCENARIO 1, CASO 1: CENTRALE IDROELETTRICA.....	123
5.2.1.1	Risultati delle simulazioni.....	125
5.2.2	SCENARIO 1, CASO 2: SISTEMA DI ACCUMULO INTEGRATO.....	130
5.2.2.1	Taglia ottimale del sistema di accumulo.....	135
5.2.2.2	Risultati delle simulazioni con taglia ottimale.....	145
5.2.3	SCENARIO 2: SISTEMA DI ACCUMULO SENZA LIMITE DI RISERVA.....	151
	Conclusioni	157
	Bibliografia e Sitografia	159
	Ringraziamenti	163

SOMMARIO

Questo lavoro di tesi è incentrato sull'analisi di fattibilità tecnica ed economica nell'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimici asserviti alla regolazione primaria di frequenza, ed associati ad una centrale idroelettrica ad acqua fluente. A tal fine è stato svolto uno stage presso S.T.E. Energy S.p.A, società operante nel settore idroelettrico.

Il motivo dello studio deriva dal fatto che la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (oltre a eolico e fotovoltaico comprendono anche centrali idroelettriche ad acqua fluente) comporta problematiche di varia natura nella gestione delle reti elettriche, legate al fatto che quest'ultime non sono tenute (o in modo molto limitato) a fornire servizi di rete. Uno di questo è la regolazione primaria di frequenza, con conseguente riduzione della riserva primaria disponibile.

Si è ipotizzato innanzitutto che in futuro la normativa preveda l'introduzione delle fonti rinnovabili non programmabili, e quindi delle centrali idroelettriche ad acqua fluente, a sostenere l'onere di regolazione primaria analogamente alle grosse centrali tradizionali.

L'obiettivo della tesi è giustificare l'utilizzo di un sistema di accumulo elettrochimico per soddisfare la riserva primaria al posto della centrale, sulla base di 2 principali motivazioni:

- consentire ai gruppi idroelettrici di non generare a potenza ridotta per far fronte alla riserva primaria, e quindi vendere più energia in rete;
- consentire una regolazione di frequenza "migliore", in quanto i sistemi di accumulo elettrochimici, erogano e assorbono potenza molto rapidamente. Questo consente di contenere maggiormente la deviazione di frequenza, e incrementare la qualità del servizio.

A tal scopo, mediante il software per l'analisi di reti elettriche DIgSILENT *Powerfactory*, è stato studiato il comportamento dinamico della centrale idroelettrica e del sistema di accumulo, in modo da osservare la velocità di risposta di quest'ultimo, paragonata a quella dei generatori sincroni.

Infine con uno *script* realizzato in Matlab è stata condotta un'analisi per valutare la fattibilità economica dell'installazione del sistema di accumulo elettrochimico, e la taglia ottimale delle batterie per ottenere il maggior guadagno.

INTRODUZIONE

Negli ultimi anni la questione della sostenibilità ambientale del settore energetico sta diventando sempre più rilevante, in quanto l'influenza crescente dell'attività umana sulla temperatura terrestre è dovuta in gran parte all'utilizzo di combustibili fossili per generare energia elettrica e per la mobilità. Questo effetto è dovuto alle enormi quantità di gas serra immesse in atmosfera, in aggiunta a quelle naturalmente presenti, dando luogo al cosiddetto "effetto serra" e quindi al surriscaldamento globale.

Esistono fonti energetiche per generare energia elettrica che non immettono in atmosfera sostanze inquinanti. Una di queste è l'idroelettrico, già diffuso da più un centinaio d'anni a tal scopo. Negli ultimi anni invece c'è stata una larghissima diffusione di altre fonti rinnovabili quali eolico e fotovoltaico, grazie anche a vantaggiosi incentivi (es. i vari conti energia per il fotovoltaico).

Infatti l'UE ha fissato degli obiettivi fino al 2050 per ridurre progressivamente le emissioni di gas serra, tra i quali il pacchetto 2020, denominato "piano 20/20/20", che definisce 3 obiettivi:

- riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, rispetto ai livelli del 1990;
- arrivare al 20% di fabbisogno energetico da fonti rinnovabili;
- miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Ponendo attenzione al caso italiano, dal 2005 si è registrato un forte aumento di impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili), soprattutto eolico e fotovoltaico, per una totale potenza installata rispettivamente di 7100 MW e 18800 MW. Di conseguenza il fabbisogno coperto da FRNP è passato dal 2,2% del 2009 ad oltre 12,3% del 2014. [1].

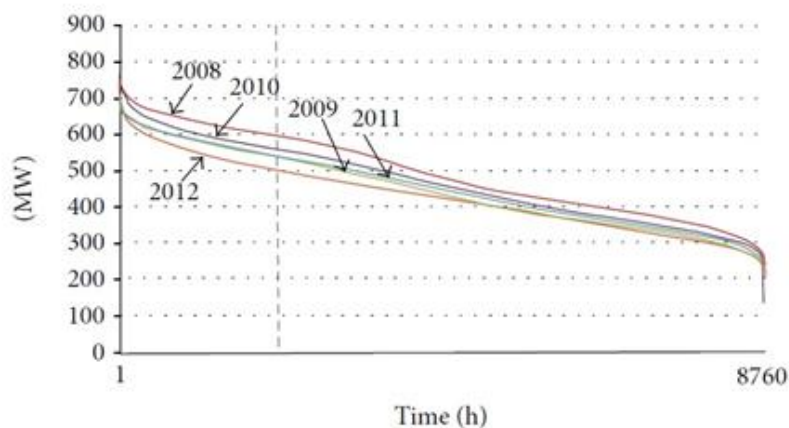
Questa tipologia di impianti consentono di evitare immissioni di gas serra in atmosfera sfruttando appunto risorse "rinnovabili" quali vento e sole. Il risvolto negativo è la difficoltà di gestione della rete elettrica con la loro crescita incontrollata, ed esasperata da incentivi molto convenienti, senza affiancare un'adeguata evoluzione del sistema elettrico. Questo è dovuto alla priorità di dispacciamento degli impianti FRNP per sfruttare al massimo l'energia rinnovabile "gratuita", e di conseguenza si è assistito ad una progressiva riduzione degli impianti di tipo tradizionale in funzione.

Altro fenomeno recente è la diffusione della GD (Generazione Distribuita), ovvero di impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione, che storicamente è stata pensata per flussi di potenza unidirezionali (dalla rete di trasmissione agli utenti finali). Nel 2015 si è invece registrato un'inversione dei flussi di potenza (dalle reti di distribuzione a quella di trasmissione) in oltre 700 cabine per più del 5% del tempo.

Dato che gli impianti FRNP e la GD non sono tenuti a fornire servizi di rete quali regolazione di tensione e frequenza (o almeno non come i grossi impianti tradizionali), sono subentrate difficoltà nel gestire la rete elettrica e si è assistito ad un peggioramento della qualità dell'energia fornita agli utenti finali.

In questo lavoro di tesi è stata trattata solamente la regolazione primaria di frequenza; secondo la normativa vigente gli impianti di produzione tradizionali con potenza maggiore di 10 MW sono tenuti a mantenere una riserva primaria, funzionando a potenza ridotta per aumentare la loro produzione se richiesto, in quanto frequenza e potenza attiva sono legate tra loro.

Con l'aumento degli impianti FRNP a discapito del numero di centrali tradizionali in funzione, la riserva primaria italiana ha subito un calo del 25% negli ultimi anni [2]. Di conseguenza il profilo di frequenza di rete risulterà peggiore, con scostamenti più significativi e frequenti dal valore nominale di 50 Hz.



Curva di durata della riserva primaria in Italia, dal 2008 al 2012

Ad aggravare la situazione vi è il fatto che a pari passo sta aumentando il numero di generatori connessi in rete tramite convertitori elettronici, privi di inerzia. L'inerzia, legata alle masse rotanti dei gruppi turbina/alternatore è di fondamentale importanza per la stabilità del sistema nei primi istanti dopo un disturbo.

Per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sarebbe opportuno prevedere una partecipazione maggiore delle FRNP ai servizi di rete. Una possibile soluzione può considerare l'utilizzo di sistemi di accumulo (SdA) elettrochimici a loro supporto, e dedicati a far fronte alla riserva primaria di potenza in loro sostituzione.

Anche se la regolamentazione riguardo i sistemi di accumulo deve essere ancora bene definita e perfezionata, le loro potenzialità sono inequivocabili. Essi si prestano bene a servizi in energia (*energy intensive*), dove è richiesta erogazione modesta di potenza per tempi lunghi, e in potenza (*power intensive*), dove è richiesta elevata potenza in tempi brevi, come i servizi ancillari, tra cui la regolazione primaria di frequenza. In base al tipo di servizio richiesto vi sono tecnologie più o meno adatte.

Il lavoro di tesi è focalizzato sull'analisi dell'utilizzo di un SdA costituito da batterie al litio, per il servizio di regolazione primaria di frequenza, sollevando da quest'onere una centrale idroelettrica ad acqua fluente, essendo anch'esse esenti dal servizio secondo la normativa vigente. Un SdA consente tempi di risposta molto rapidi, che lo rende particolarmente adatto a funzioni di regolazione e bilanciamento del sistema elettrico.

Nel primo capitolo è stata esposta la regolazione primaria di frequenza, il funzionamento del regolatore di velocità di un gruppo idroelettrico e la normativa italiana vigente. Nel secondo capitolo vi è una breve panoramica sulle tecnologie di accumulatori elettrochimici che potrebbero soddisfare questo tipo di servizio.

Al terzo capitolo è stato presentato il caso di studio e il programma di simulazioni di reti elettriche utilizzato per le simulazioni dinamiche, DigSILENT *Powerfactory*.

Nel quarto capitolo è stato approfondito il modello creato della centrale idroelettrica con SdA associato e sono stati riportati i risultati più significativi delle simulazioni, per dimostrare la rapidità di risposta decisamente migliore del SdA rispetto ai gruppi idroelettrici.

Infine il quinto capitolo tratta l'analisi tecnico-economica effettuata con uno *script* realizzato in Matlab, per stimare i ricavi della vendita dell'energia che la centrale idroelettrica può produrre con SdA che funge da riserva primaria. Questo consente di valutare se l'installazione a supporto di una centrale idroelettrica ad acqua fluente possa risultare conveniente o meno.

1 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

1.1 GENERALITA'

Il sistema elettrico nazionale è articolato nelle tre fasi fondamentali di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

La produzione di energia elettrica consiste nel convertire la fonte di energia primaria (carbone, petrolio, gas, nucleare per le fonti tradizionali e eolico, solare, idroelettrico per le fonti rinnovabili) tramite una centrale di produzione.

Generalmente, nelle centrali tradizionali di grossa potenza, l'energia elettrica viene generata in media tensione (10-20 kV) e tramite un trasformatore elevatore si innalza il livello di tensione (220-380 kV) per poi essere trasmessa grazie alle linee di trasmissione. Le reti di trasmissione devono quindi consentire il flusso di grandi potenze e su lunghe distanze, dalle centrali alle zone di consumo [3].

Invece gli impianti a energia rinnovabile sono generalmente da caratterizzati da potenze più contenute; in questo caso l'energia viene immessa in rete di media tensione (20 kV) o bassa tensione (400 V), con criticità che verranno esposte in seguito.

Le reti di distribuzione, quali media e bassa tensione sopra citate, e di alta tensione, hanno il compito di connettere al sistema elettrico ogni singolo utente.

L'energia elettrica generata dagli impianti di produzione e trasmessa/distribuita dalle reti di trasmissione/distribuzione deve essere consumata istante per istante dalle utenze finali (industriali o residenziali). Il fabbisogno di potenza elettrica, attiva [kW] e reattiva [kVAR] viene quindi associato a un carico elettrico, che è variabile istante per istante, ma con andamenti prevedibili e simili a parità di intervallo di tempo e periodo considerati. Il gestore di rete prevede giorno dopo il giorno il fabbisogno di potenza richiesto (Fig. 1.1) al fine di esercire al meglio il sistema elettrico e assicurare la fornitura di energia agli utenti finali. [4]

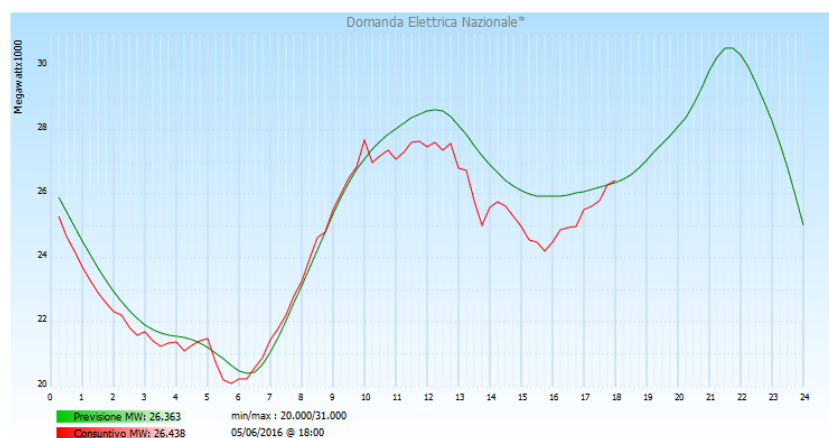


Fig. 1.1 – Andamento del fabbisogno di energia elettrica in tempo reale

Dato che, come appena detto, il carico varia istante per istante, le grandezze caratteristiche di un rete elettrica, ovvero tensione e frequenza, variano. Al fine di assicurare un corretto funzionamento del sistema è necessario che i valori assunti da queste due grandezze si mantengano entro certi intervalli. Di conseguenza, in ogni momento è necessario provvedere al servizio di regolazione di tensione e frequenza.

1.1.1 CENNI SULLA REGOLAZIONE DI TENSIONE

Il valore assunto dalla tensione in una rete elettrica è un indice della qualità dell'energia elettrica con cui vengono alimentati i carichi; infatti quest'ultimi dovrebbero funzionare ad una tensione prossima a quella per cui sono stati progettati, per assicurare sicurezza di servizio e un corretto funzionamento.

Le potenze attive e reattive richieste da quest'ultimi dovrebbero fluire tramite la rete di trasmissione e di distribuzione senza eccessive cadute di tensione. Come dimostrato a seguito, le ampiezze delle tensioni nei vari nodi di una rete elettrica dipendono prevalentemente dai flussi di potenza reattiva, quindi un'efficace regolazione di tensione è legata alla disponibilità in rete di dispositivi in grado di mettere in gioco potenze reattive che compensino quelle assorbite dai carichi e dagli elementi della rete stessa.

Per capire come avviene la regolazione di tensione, si considera un collegamento puramente induttivo (Fig. 1.2), che può rappresentare la reattanza di un singolo elemento di rete (generatore, trasformatore o linea), dato che generalmente la componente resistiva è trascurabile rispetto quella induttiva).

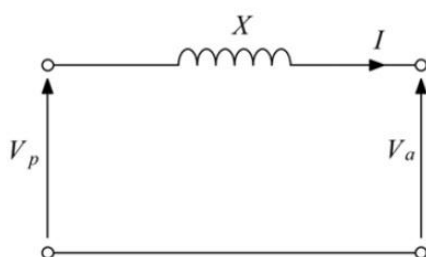


Fig.1.2 – Collegamento puramente induttivo

La potenza complessa all'arrivo è pari a:

$$\dot{n}_a = p_a + jq_a = \frac{v_p v_a}{x} e^{j(\frac{\pi}{2} - \theta)} - \frac{v_a^2}{x} e^{j\frac{\pi}{2}} \quad (1.1)$$

Dove le grandezze sono espresse in per unità (pu) e θ è l'angolo di sfasamento tra v_p e v_a . Separando la parte reale e immaginaria:

$$p_a = \frac{v_p v_a}{x} \text{sen}\theta \quad (1.2)$$

$$q_a = \frac{v_p \cos\theta - v_a}{x} v_a \quad (1.3)$$

Si nota che, in caso di collegamento puramente induttivo, la potenza attiva è legata allo sfasamento θ e la potenza reattiva alla differenza di ampiezza tra le tensioni. Considerando θ sufficientemente piccolo si può assumere $\cos\theta \approx 1$ e $\text{sen}\theta \approx \theta$:

$$p_a \approx \frac{v_p v_a}{x} \theta \quad (1.4)$$

$$q_a = \frac{\Delta v}{x} v_a \quad (1.5)$$

Si evince che la caduta di tensione in una linea di trasmissione è dovuta principalmente alla potenza reattiva circolante. E' quindi consigliato immettere potenza reattiva in rete su nodi vicini a dove essa è richiesta. [3]

1.1.2 CENNI SULLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA

I sistemi elettrici di potenza sono generalmente dei sistemi interconnessi (Fig. 1.3) nei quali dei generatori lavorano in parallelo tramite una rete di trasmissione, e con l'ausilio delle reti di distribuzione, gli utenti finali vengono alimentati alla stessa frequenza.[5]

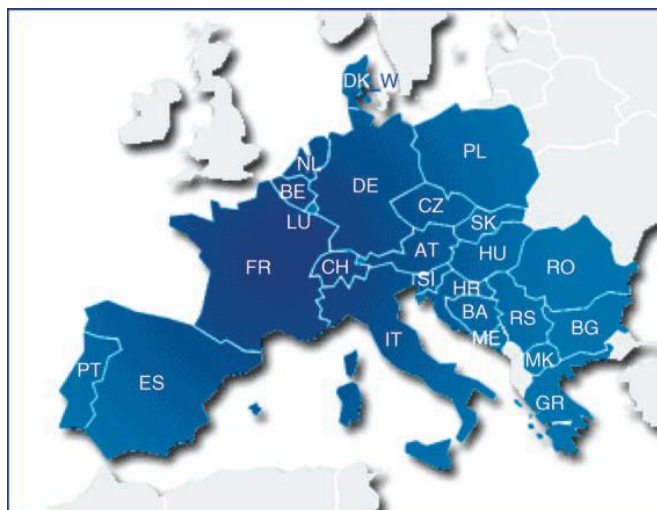


Fig. 1.3 – Mappa del sistema interconnesso europeo

Il valore di frequenza è strettamente legato alle potenze attive in gioco, e in ogni istante, la potenza generata deve eguagliare quella assorbita dai carichi (più le perdite); in caso contrario vi è una deviazione dal valore nominale di frequenza, pari a 50 Hz per tutto il sistema europeo. La deviazione sarà maggiore, se maggiore è la differenza tra generazione e assorbimento; ad esempio, sarà bassa per fluttuazioni di carico, grande per perdite di centrali.

In caso di eccesso di generazione, o diminuzione del carico, vi è un aumento della frequenza rispetto al valore nominale, e si interverrà riducendo la potenza generata.

Viceversa, un aumento della potenza assorbita dalle utenze provoca una diminuzione della velocità dei generatori sincroni connessi in parallelo alla rete, e quindi della frequenza, secondo la relazione:

$$f = \frac{p n}{60} \quad (1.6)$$

Dove p è il numero di coppie polari e n il numero di giri al minuto della macchina.

Analogamente, un'improvvisa perdita di generazione provocherà una diminuzione della frequenza, e le centrali in servizio dovranno far fronte alla quota di potenza mancante per soddisfare le richieste dei carichi.

Le variazioni di frequenza devono essere molto limitate, in primo luogo per consentire un corretto funzionamento dei carichi; si pensi ad esempio ad un motore asincrono che a frequenza ridotta lavora a rendimento minore e a velocità minore di quella desiderata. In secondo luogo, le centrali di produzioni stesse non possono funzionare continuamente a frequenza minore di 48 - 48,5 Hz a causa dei servizi ausiliari pilotati da generatori sincroni, ad esempio l'alimentazione dell'acqua in caldaia, combustibile, comburente ecc.

Normalmente, il gestore di rete è in grado di contenere gli scarti di frequenza entro $\pm 0,05$ Hz, fatta eccezione per disturbi di grave entità. [3]

La teoria della regolazione di frequenza è esposta nel capitolo seguente, dato che è l'unica di interesse per questo lavoro di tesi (in particolare la regolazione primaria di frequenza).

1.2 TEORIA DELLA REGOLAZIONE DI FREQUENZA

Come evince dalla premessa del paragrafo precedente, a seguito di uno squilibrio tra la potenza attiva generata e quella assorbita dai carichi, ha inizio un transitorio di variazione della frequenza dipendente dall'entità dello squilibrio stesso ed è necessario intervenire agendo sulla potenza attiva erogata dai generatori stessi.

La regolazione di frequenza può essere suddivisa in tre fasi, che agiscono nel seguente ordine:

- regolazione primaria
- regolazione secondaria
- regolazione terziaria

Per spiegare il funzionamento della regolazione di frequenza ed evidenziare le grandezze di interesse, si considera un aumento a gradino della potenza attiva richiesta dai carichi ΔP .

1.2.1 REGOLAZIONE PRIMARIA

La regolazione primaria di frequenza inizia nel momento in cui vi è il disturbo che comporta una differenza tra la potenza generata e quella assorbita, con conseguente variazione della frequenza. A seguito di questo disturbo, vi è una variazione delle potenze assorbite dai carichi e l'intervento dei regolatori di velocità e quindi della potenza attiva immessa in rete dalle unità di produzione per aggiustare il bilancio di potenza. Alla fine della regolazione primaria vi è una nuova condizione di regime, in cui potenza generata e assorbita sono in equilibrio, ma il valore della frequenza di rete è diverso da quello antecedente al disturbo. Si può già affermare che il ruolo della regolazione primaria non è di riportare la frequenza al valore nominale, ma cercare di contenerne il più possibile la sua deviazione e mantenere l'equilibrio tra generazione e fabbisogno di potenza in un sistema elettrico.

Per analizzare come la frequenza varia in questo intervallo di tempo, si considera una sola unità di produzione, composta dal sistema turbina-alternatore (per semplicità di rendimento unitario), e un sistema di carichi, e se ne studia il bilancio delle potenze attive. [3]

In assenza di disturbi la potenza immessa in turbina P_i equivale alla potenza assorbita dai carichi P_u . Al momento del disturbo a gradino ΔP , un altro fattore rilevante nei transitori di frequenza è la variazione di energia cinetica delle macchine rotanti connesse alla rete (generatori e motori sincroni e asincroni) dovuta alla variazione della loro velocità di rotazione. L'energia cinetica delle macchine elettriche si oppone alla variazione di frequenza in quanto esse tendono a mantenere la loro velocità. Significa che alla derivata dell'energia cinetica corrisponde una potenza accelerante assorbita o ceduta (1.1) dalle macchine rotanti a seconda che la loro velocità stia aumentando o diminuendo.

$$\Delta P_a(t) = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (1.7)$$

Quindi a seguito del disturbo ΔP , avrà inizio un regime perturbato e il bilancio delle potenze risulta:

$$P_i^* + \Delta P_i(t) - \Delta P_{a1}(t) = P_u^* + \Delta P_u(t) + \Delta P_{aU}(t) + \Delta P(t) \quad (1.8)$$

Dove:

- ΔP_i è la variazione di potenza dell'impianto di generazione a seguito dell'intervento del regolatore di velocità, che è causato dalla variazione di frequenza;
- ΔP_{a1} è la variazione di potenza accelerante dell'impianto di generazione;
- ΔP_u è la variazione di potenza assorbita dai carichi a seguito della variazione di frequenza;
- ΔP_{aU} è la variazione di potenza accelerante dei carichi connessi alla rete.

Il segno negativo di ΔP_{a1} è dovuto al fatto che, ad esempio, se la frequenza cala, la variazione di energia cinetica è negativa; ovvero la potenza accelerante fornisce un contributo di potenza positivo, aiutando a contenere la deviazione di frequenza. Discorso analogo è valido per il contributo ΔP_{aU} .

Dato che $P_i^* = P_u^*$ e accorpando i due contributi della variazione di energia cinetica $\Delta P_{a1} + \Delta P_{aU} = \Delta P_a = \frac{dW_{cin}}{dt}$, si ottiene:

$$\Delta P_i(t) - \Delta P(t) = \Delta P_u(t) + \Delta P_a(t) \quad (1.9)$$

Per definire la funzione di trasferimento della rete in regolazione primaria è necessario prima definire $\Delta P_u(t)$ e $\Delta P_a(t)$.

Per ricavare $\Delta P_u(t)$ si assume che la potenza assorbita dai carichi in funzione della frequenza sia:

$$P_U(t) = P_U^* \left(\frac{f(t)}{f^*} \right)^\alpha \quad (1.10)$$

Valida per piccole variazioni di frequenza f dal valore iniziale f^* . L'esponente α in genere è compreso tra 1,5 e 2. Questo deriva dal fatto che molte utenze sono costituite da motori asincroni o sincroni, i quali devono fornire ai carichi meccanici una coppia maggiore all'aumentare della velocità, che risulta imposta dal valore di frequenza di rete. Ad esempio, per pompe centrifughe si avrà $\alpha=3-4$, per i ventilatori $\alpha=2-3$, altri $\alpha=1$ oppure nullo. Derivando rispetto a f :

$$\frac{dP_U}{df} = P_U^* \alpha \left(\frac{f}{f^*} \right)^{\alpha-1} \frac{1}{f^*} \quad (1.11)$$

La variazione di frequenza in genere si mantiene entro limiti modesti, per cui si può considerare $\frac{f}{f^*} \approx 1$. Quindi per incrementi finiti della frequenza si ottiene:

$$\Delta P_U(t) = \frac{\alpha P_U^*}{f^*} \Delta f(t) = K_U \Delta f(t) \quad (1.12)$$

Il parametro K_U rappresenta l'energia regolante dei carichi [J].

Per quanto riguarda l'energia cinetica delle macchine rotanti, e quindi il contributo ΔP_a , si osserva che l'energia cinetica accumulata da tutte le macchine rotanti dipende dal quadrato della velocità angolare ω^1 , ed è pari a:

$$W_{cin} = W^* \left(\frac{f(t)}{f^*} \right)^2 \quad (1.13)$$

Si deriva rispetto al tempo:

$$\frac{d}{dt} W_{cin} = 2 W^* \frac{f(t)}{f^*} \frac{1}{f^*} \frac{df}{dt} \quad (1.14)$$

Considerando che:

$$\frac{df}{dt} = \frac{d}{dt} (f^* + \Delta f) = \frac{d}{dt} \Delta f \quad (1.15)$$

e che $\frac{f}{f^*} \approx 1$, risulta:

$$\frac{d}{dt} W_{cin} = \frac{2W^*}{f^*} \frac{d}{dt} \Delta f = \Delta P_a(t) \quad (1.16)$$

Infine, definendo $K_W = \frac{2W^*}{f^*}$:

$$\Delta P_a(t) = K_W \frac{d}{dt} \Delta f \quad (1.17)$$

Si può definire il parametro K_W in funzione del tempo di avviamento di un gruppo di potenza nominale P_N , velocità nominale Ω_N e momento d'inerzia complessivo J , che si suppone di avviare per mezzo di una coppia costante pari alle nominale C_N , da fermo, sino alla velocità nominale.

¹ L'energia cinetica di un corpo in rotazione attorno ad un asse è: $W_{cin} = \frac{1}{2} J \omega^2$

$$C_N = \frac{P_N}{\Omega_N} = J \frac{d\Omega}{dt} \quad (1.18)$$

$$T_a = \int_0^{T_a} dt = \frac{J \Omega_N}{P_N} \int_0^{\Omega_N} d\Omega = \frac{2 W_N}{P_N} \quad (1.19)$$

$$\text{con } W_N = \frac{1}{2} J \Omega_N^2$$

Ciò detto, si può indicare $2W^*$ distinguendo il tempo di avviamento T_{aN} del generatore e T_{ar} di un generico motore:

$$2W^* = P_N T_{aN} + \sum_r P_r T_{ar} = P_N \left(T_{aN} + \frac{1}{P_N} \sum_r P_r T_{ar} \right) = P_N T_a \quad (1.20)$$

Con T_a definito come tempo di avviamento della rete. Quindi si potrà indicare K_W come:

$$K_W = \frac{P_N T_a}{f^*} \quad (1.21)$$

A questo punto è possibile sostituire $\Delta P_U(t)$ e $\Delta P_a(t)$ su (1.9), ottenendo:

$$\Delta P_i(t) - \Delta P(t) = K_U \Delta f(t) + K_W \frac{d}{dt} \Delta f \quad (1.22)$$

Si passa al dominio della frequenza tramite l'uso della trasformata di Laplace, ottenendo:

$$\Delta P_i - \Delta P = \Delta F (K_U + s K_W) \quad (1.23)$$

Quindi la variazione di frequenza è data da:

$$\Delta F = \frac{1}{(K_U + s K_W)} (\Delta P_i - \Delta P) \quad (1.24)$$

L'unico valore non ancora definito è il contributo ΔP_i , che dipende dal regolatore di velocità (sarà descritto nei paragrafi successivi, assieme alle definizioni dei parametri), e dalle caratteristiche dell'impianto di produzione. In regolazione primaria la posizione del variagiri resta invariata, e vi è soltanto il contributo accelerometrico derivante dallo scostamento di frequenza, che agisce sul distributore della turbina, variando la potenza immessa in rete del valore ΔP_i . La funzione di trasferimento che lega ΔP_i a ΔF risulta:

$$\Delta P_i = K_R \frac{1+s T_1}{1+s T_R} (-\Delta F) \quad (1.25)$$

Lo schema a blocchi della regolazione primaria è il seguente:

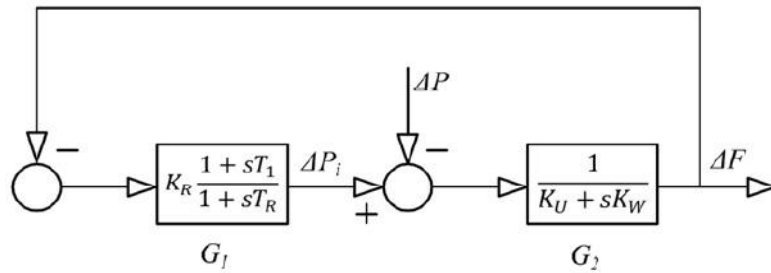
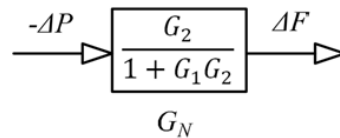


Fig. 1.4– Schema a blocchi della regolazione primaria

Indicando con G_1 e G_2 le funzioni di trasferimento sullo schema, si ottiene:



Dove G_N è la funzione di trasferimento della rete in regolazione primaria, nella quale intervengono i parametri riguardanti i carichi, macchine rotanti, gruppo generatore e relativo regolatore (con variagiri bloccato).

Per valutare G_N è necessario esplicitare G_1 e G_2 , e si ottiene:

$$G_N = \frac{1+sT_R}{(1+sT_R)(K_U+sK_W)+K_R(1+sT_1)} = \frac{1}{T_RK_W} \frac{1+sT_R}{s^2+s \frac{K_UT_R+K_W+K_RT_1}{T_RK_W} + \frac{K_R+K_U}{T_RK_W}} \quad (1.26)$$

Si verifica la stabilità del sistema valutando le radici dell'equazione caratteristica. Si definisce:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{K_R+K_U}{T_RK_W}} \quad (1.27)$$

$$\xi = \frac{1}{2} \frac{K_UT_R+K_W+K_RT_1}{\sqrt{T_RK_W(K_R+K_U)}} \quad (1.28)$$

Quindi si può scrivere:

$$G_N = \frac{1}{K_R+K_U} \frac{\omega_0^2+\omega_0^2T_RS}{s^2+2\xi\omega_0s+\omega_0^2} \quad (1.29)$$

L'equazione caratteristica e le sue radici sono:

$$s^2 + 2\xi\omega_0s + \omega_0^2 = 0 \quad (1.30)$$

$$\alpha_{1,2} = -\omega_0 \xi \pm \omega_0 \sqrt{\xi^2 - 1} \quad (1.31)$$

Le radici presentano parte reale negativa, tranne che per $\xi = 0$, mostrando stabilità della regolazione ed evidenziando che la variazione della frequenza di rete potrà avere andamento aperiodico o oscillatorio smorzato, a seconda che ξ sia maggiore o minore di 1.

La risposta $\Delta f(t)$ a seguito di un disturbo $\Delta P(t)$ si ottiene antitrasformando:

$$\Delta F = \frac{1}{K_R + K_U} \frac{\omega_0^2 + \omega_0^2 T_{RS}}{s^2 + 2\xi\omega_0 s + \omega_0^2} (-\Delta P) \quad (1.32)$$

Applicando il teorema del valore finale si desume che a seguito di un disturbo a gradino ΔP , una volta concluso il transitorio il sistema presenterà una variazione di frequenza pari a:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P}{K_R + K_U} \quad (1.33)$$

Questa relazione evidenzia che l'azione del regolatore consente di contenere molto più efficacemente lo scarto di frequenza, essendo normalmente $K_R \gg K_U$.

Il parametro $K_N = K_R + K_U$ viene definito energia regolante della rete.

1.2.2 CENNI SULLA REGOLAZIONE SECONDARIA E TERZIARIA

Si è appena visto che il ruolo della regolazione primaria è di ristabilire l'equilibrio tra potenza richiesta e generata, in modo da limitare la variazione di frequenza.

Ripartire la frequenza al suo valore nominale è compito della regolazione secondaria, che interviene con tempi più lunghi, una volta terminata la regolazione primaria, e si effettua variando la potenza dei gruppi in base allo scarto Δf ottenuto.

In passato per variare la potenza erogata dal generatore si agiva manualmente sui variagiri, mentre ora la regolazione è automatica, mediante acquisizione e elaborazione di un segnale denominato "livello di regolazione", inviato da un dispositivo automatico centralizzato, il regolatore di rete.

La regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita su richiesta del gestore di rete, ad esempio con l'entrata in servizio di un impianto di produzione di riserva, o con la variazione della potenza di una già in servizio. [6]

La regolazione secondaria e terziaria non saranno approfondite ulteriormente, dato che in questa tesi si considera solamente la regolazione primaria di frequenza.

1.2.3 REGOLATORE DI VELOCITA' DEI GRUPPI IDROELETTRICI

Si è accennato nei paragrafi precedenti che il regolatore di velocità, di cui ogni gruppo è provvisto, è sottoposto all'azione della frequenza, comandando l'apertura del distributore della turbina in modo da regolare automaticamente la potenza immessa P_i .

Per comprenderne il funzionamento, è utile far riferimento al regolatore di velocità idro-meccanico, che utilizza come sensore di velocità un pendolo di Watt, sostituito negli impianti più recenti con regolatori elettro-idraulici. [3]

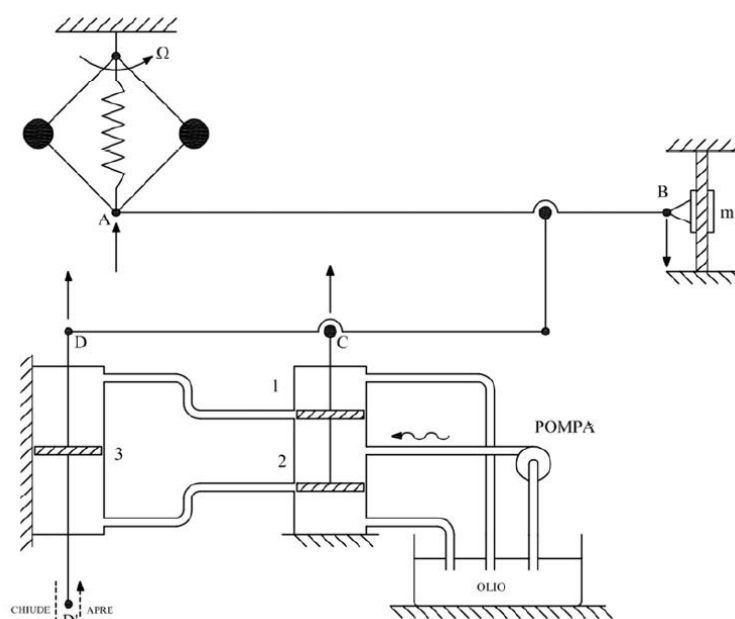


Fig. 1.5 – Regolatore di velocità per impianti idroelettrici

Con riferimento alla Fig.1.5, un eventuale aumento di velocità, e quindi di frequenza Δf , causa lo spostamento Δa del punto A e Δc del punto C, secondo il verso della freccia e consente l'afflusso di olio in pressione nel cilindro 3, il quale sposta D verso il basso e comanda in chiusura il distributore della turbina. In questo modo si riduce la potenza P_i immessa. Quindi lo spostamento del punto A rappresenta l'azione automatica del pendolo di Watt a seguito di una variazione di frequenza, mentre il punto B all'azione manuale sui variatori, la cui posizione in regolazione primaria è invariata.

Si ammette che il sistema sia lineare per piccole variazioni, in modo da ricavare il modello matematico. Si indicano con $\Delta a, \dots, \Delta d$ gli scostamenti in funzione del tempo, relativi ai punti A, ..., D, e con $\Delta A, \dots, \Delta D$ le laplace trasformate. Con ΔF e ΔP si indicano le Laplace trasformate degli incrementi di frequenza e potenza.

Si può quindi definire:

$$\Delta a = k_f \Delta f \qquad \Delta A = k_f \Delta F \qquad (1.34)$$

$$\Delta c = k_d \Delta d + k_a \Delta f - k_b \Delta b \qquad \Delta C = k_d \Delta D + k_a \Delta F - k_b \Delta B \qquad (1.35)$$

$$\Delta d = -k \int \Delta c \, dt \qquad \Delta D = -k \frac{\Delta C}{s} \qquad (1.36)$$

I coefficienti k sono tutti maggiori di zero, e si può ricavare:

$$\Delta D = \frac{K_a \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right)}{k_d + \frac{s}{k}} = \frac{\frac{K_a}{k_d}}{1 + \frac{s}{k k_d}} \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right) \qquad (1.37)$$

Trascurando fenomeni transitori presenti nella condotta idraulica, quali oscillazioni nel pozzo piezometrico o variazioni di pressione a causa del colpo di ariete in condotta, la variazione ΔP_i di potenza immessa in turbina varia linearmente con la variazione di apertura del distributore Δd .

$$\Delta P_i = k_i \Delta D \qquad (1.38)$$

E quindi, sostituendo (1.37) su (1.38):

$$\Delta P_i = \frac{\frac{k_i K_a}{k_d}}{1 + \frac{s}{k k_d}} \left(-\Delta F + \frac{k_b}{k_a} \Delta B \right) \qquad (1.39)$$

E ponendo:

$$K_R = \frac{k_i k_a}{k_d} [J] \qquad (1.40)$$

$$T_R = \frac{1}{k_d k} [s] \qquad (1.41)$$

$$K_B = \frac{k_b}{k_a} \left[\frac{Hz}{m} \right] \qquad (1.42)$$

Risulta:

$$\Delta P_i = \frac{K_R}{1 + s T_R} (-\Delta F + K_B \Delta B) \qquad (1.43)$$

Inizialmente si è supposto che gli spostamenti di A siano proporzionali (e senza ritardo) alle variazioni di frequenza, definita azione tachimetrica. E' possibile

introdurre un'azione accelerometrica $k'_a \frac{df}{dt}$ che migliora la risposta dinamica del sistema. Ponendo quindi $T_1 = \frac{k'_a}{k_a}$:

$$\Delta P_i = \left[K_R \frac{1+sT_1}{1+sT_R} (-\Delta F) + \frac{K_R}{1+sT_R} (K_B \Delta B) \right] \quad (1.44)$$

In questo modo è possibile separare l'azione del pendolo di Watt dal variagiri. Fissando $\Delta B = 0$, inibendo quest'ultimo, si ottiene:

$$\Delta P_i = K_R \frac{1+sT_1}{1+sT_R} (-\Delta F) = G_1(-\Delta F) \quad (1.45)$$

Per il teorema del valore finale, a regime si ottiene che per un dato Δf si ottiene un valore costante ΔP_i :

$$\Delta P_i = -K_R \Delta f \quad (1.46)$$

Si definisce K_R *energia regolante* permanente del generatore [MW/Hz], e il suo valore dipende sia dai parametri del regolatore sia dall'entità della potenza controllata dal distributore della turbina per un dato spostamento.

Supponendo che il funzionamento a vuoto corrisponda a frequenza f_0 , e pieno carico (potenza nominale) a f_1 :

$$K_R = \frac{P_N}{\frac{f_0-f_1}{f_N} f_N} = \frac{P_N}{\sigma_p f_N} \quad (1.47)$$

E' stato quindi introdotto un altro parametro importante, denominato *statismo permanente* di regolazione, indicato con $\sigma_p = \frac{f_0-f_1}{f_N}$.

E' possibile infine tracciare nel piano P-f la caratteristica statica rettilinea, nel quale si vede come ad un determinato valore di frequenza, corrisponde a regime, una certa potenza.

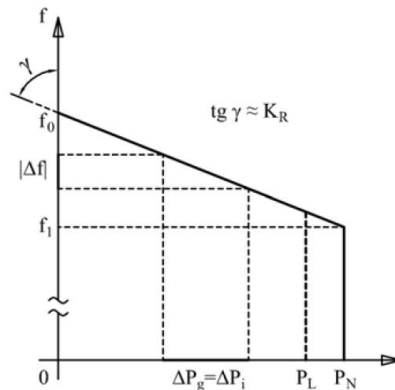


Fig.1.6 – Caratteristica statica rettilinea

1.2.3.1 Modello dinamico

Una volta visto il principio di funzionamento di un regolatore di velocità, è utile analizzare il modello reperibile in letteratura e implementato per le simulazioni dinamiche. In base all'errore di velocità, il regolatore invia un comando ad un attuatore che agisce sui dispositivi di controllo (es. distributore) in modo da variare la potenza erogata dalla turbina, ai fini di soddisfare la regolazione primaria di frequenza. Gli attuatori sono dispositivi usati per il controllo della turbina, a seguito del comando del regolatore, grazie a servomotori controllati da valvole.

Il sistema di regolazione è fortemente influenzato dagli effetti dell'inerzia dell'acqua, e vi sono due servomotori per assicurare il movimento del distributore (*gate*). Il primo (*pilot servomotor*), a bassa potenza, agisce sulla valvola (*distributor valve*) del servomotore principale (*gate servomotor*), ad alta potenza. Il primo servomotore è fornito di una valvola (*pilot valve*) che è controllata dal regolatore di velocità. L'uscita è definita in base alla velocità di riferimento impostata.

Lo schema di principio del sistema di regolazione di velocità meccanico è riportato in Fig. 1.7, dove è possibile individuare gli elementi sopra descritti. [7]

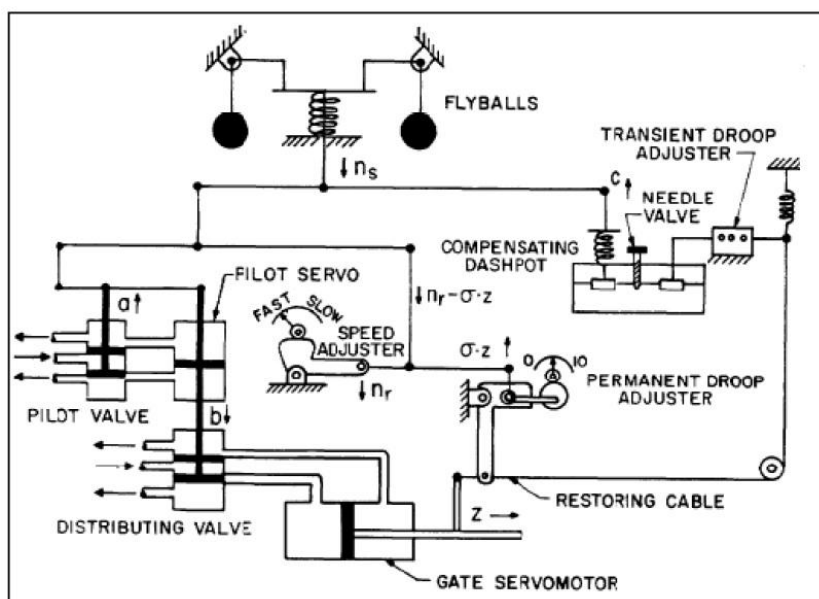


Fig. 1.7 – Sistema di regolazione di velocità idro-meccanico

Lo schema a blocchi che descrive il regolatore di velocità e turbina idraulica, e utilizzato come base per il modello per le simulazioni dinamiche è riportato in Fig. 1.8. [5]

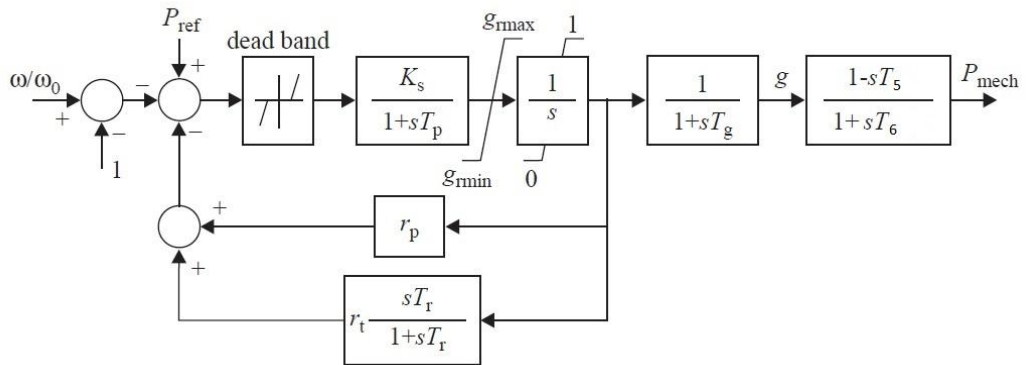


Fig. 1.8 – Modello del regolatore di velocità meccanico e turbina idraulica

$\frac{y}{b} = \frac{K_1}{s}$ è la f.d.t (funzione di trasferimento) tra "distributing valve" e "gate servomotor".

$\frac{b}{a} = \frac{K_2}{1+T_p s}$ è la f.d.t tra "pilot valve" e il "pilot servomotor", dove K_2 è definito dal livello di feedback e T_p dall'apertura della "pilot valve".

$$\text{Combinando le due equazioni si ottiene } \frac{y}{a} = \frac{k_1 K_2}{s(1+T_p s)} = \frac{K_s}{s(1+T_p s)} \quad (1.48)$$

Su (1.48) viene definito il guadagno del servomotore K_s . Il tempo di risposta del regolatore, T_g dipende dal tempo di chiusura del gate T_c alla massima velocità, in genere variabile da 5 a 10 secondi.

Il blocco $\frac{1-sT_5}{1+sT_6}$ rappresenta la funzione di trasferimento linearizzata del sistema condotta forzata/turbina, e le costanti T_5 e T_6 sono così definite:

$$T_5 = P_0 T_W \text{ [s]} \quad (1.49)$$

$$T_6 = \frac{P_0 T_W}{2} \text{ [s]} \quad (1.50)$$

P_0 è la potenza iniziale calcolata in per unità (p.u) rispetto la potenza nominale del generatore. T_w è associato al tempo di accelerazione dell'acqua sulla condotta ed è pari a:

$$T_W = \frac{L*Q}{g_v*A*H} \quad (1.51)$$

Dove:

- L = lunghezza della condotta [m]
- Q = portata in condotta [m³/s]
- g_v = accelerazione di gravità [m/s²]
- A = sezione della condotta [m²]
- H = salto utile [m]

Il segnale denominato g indica la posizione del distributore e sarà posto in ingresso al blocco della turbina.

r_p indica lo statismo permanente del gruppo, mentre $r_t \frac{s T_r}{1+sT_r}$ quello temporaneo, richiesto per stabilizzare il sistema turbina/regolatore quando il generatore non è sincronizzato alla rete. Di conseguenza questo controllo può essere eliminato una volta che il generatore è sincronizzato. rt è lo statismo temporaneo, che per la durata T_r incrementa il valore di statismo per evitare instabilità del sistema.

I valori tipici sono riportati a seguito. [5]

Tabella 1.1 – Valori tipici dei parametri del modello regolatore-turbina

Parameter	Description	Typical Value	Range
r_p	Permanent droop	0.05	0.04–0.06
r_t	Temporary droop	0.3	0.2–1.0
T_r	Reset time	5	2.5–25.0
K_s	Gate servo gain	5	2–8
T_p	Pilot servo time constant	0.04	0.03–0.05
g_{rmax}	Maximum rate of change of gate position		
g_{rmin}	Minimum rate of change of gate position		
T_g	Gate power servo time constant	0.2	0.2–0.4
g	Gate position		

Si è visto che il regolatore meccanico si basa sul pendolo di Watt. Il suo svantaggio principale è la presenza di bande morte a causa dei transitori meccanici, e scarsa precisione. Per questi motivi, il regolatore idro-meccanico classico è stato sostituito dal regolatore elettro-idraulico.

Il principio di funzionamento del sistema di regolazione elettro-idraulico è lo stesso di quello idro-meccanico, ma è gestito elettricamente, assicurando una maggior precisione e tempi di risposta migliori.

Questo tipo di regolatore ricorre a un controllore PID per comandare le funzioni a bassa potenza. Il termine proporzionale effettua un'azione di controllo proporzionale all'errore in ingresso, e ha influenza significativa sulla stabilità del sistema di regolazione. Il termine integrale stabilisce un'azione di controllo in base a ciò che è successo nel passato, e definisce l'accuratezza a regime del sistema, con l'inconveniente di introdurre un ritardo di fase, che ne rallenta la risposta. Il termine derivativo ha lo scopo di "anticipare" l'andamento futuro dell'errore. L'uso di un elevato guadagno derivativo può comportare eccessive oscillazioni e instabilità quando il sistema di generazione appartiene ad un sistema interconnesso, e può essere posto pari a zero. Nel modello descritto precedentemente è sufficiente aggiungere un controllore PID (Fig. 1.9). [7]

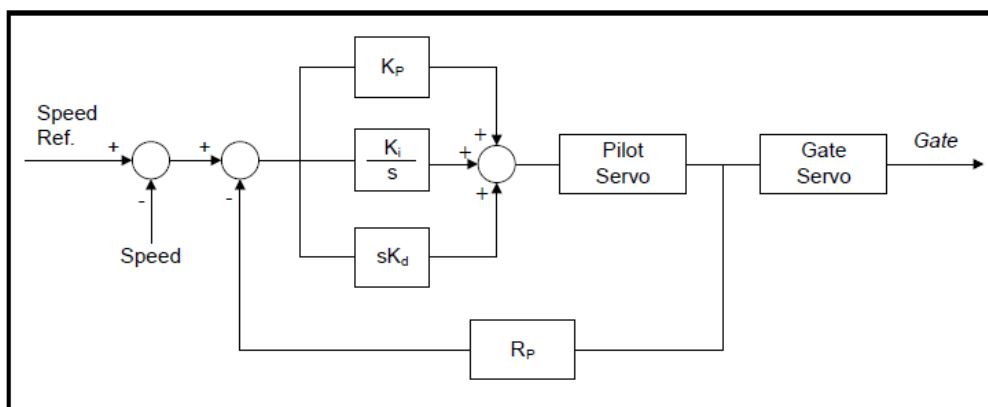


Fig.1.9 – Schema a blocchi di un sistema di regolazione PID

1.3 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA IN EUROPA

ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operator*) è il gestore della rete elettrica europea interconnessa e coordina in sicurezza l'operato dei TSOs (*Transmission system operators*) di 35 Paesi europei.

La riserva primaria del sistema europeo interconnesso ammonta a 3000 MW, calcolata secondo la peggior perdita di generazione ipotizzata da ENTSO-E, pari appunto a 3000 MW. Tale riserva deve essere erogata completamente quando la variazione di frequenza è pari a 200 mHz, ed è suddivisa tra i vari Paesi in base a coefficienti di partecipazione stabiliti annualmente:

$$C_i = \frac{E_i}{E} \quad (1.52)$$

dove E_i è l'energia annua prodotta nella zona i -esima ed E è l'energia prodotta nell'intero sistema.

ENTSO-E prescrive delle direttive valide per tutti i Paesi che fanno parte del sistema interconnesso e suddivide gli impianti di produzione in 4 gruppi (A,B,C,D) a seconda del livello di tensione a cui sono connessi e alla loro potenza massima [MW]. [8]

Quelli di tipo A sono connessi a tensione minore di 110 kV e presentano potenza massima pari a 0,8 kW. Quelli di tipo B e C sono connessi a tensione minore di 110 kV e potenza massima superiore ai relativi valori riportati in Tab. 1.2. Gli impianti di tipo D sono connessi a tensione maggiore di 110 kV e potenza massima superiore ai

valori riportati in Tab. 1.2. Le soglie devono comunque essere coordinate con il TSO del Paese interessato.

Tabella 1.2 - Suddivisione degli impianti di produzione in Europa, in base alla zona

Synchronous Area	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type B	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type C	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1.5 MW	10 MW	30 MW
Great Britain	1 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0.5 MW	10 MW	15 MW

Impianti di tipo A: E' richiesta la capacità di restare connessi su certi intervalli di frequenza, in base alla zona di appartenenza, secondo la Tab. 1.3

Tabella 1.3 - Tempo minimo per cui gli impianti di produzione devono essere in grado di operare in base alla deviazione di frequenza.

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Nordic	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Great Britain	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 seconds
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes
Ireland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
Baltic	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes

Inoltre devono essere in grado di regolare in sovra-frequenza, riducendo la potenza per valori di frequenza oltre il valore impostabile tra 50,2 e 50,5 Hz, con statismo anch'esso impostabile tra 2 % e 12 % (Fig. 1.10).

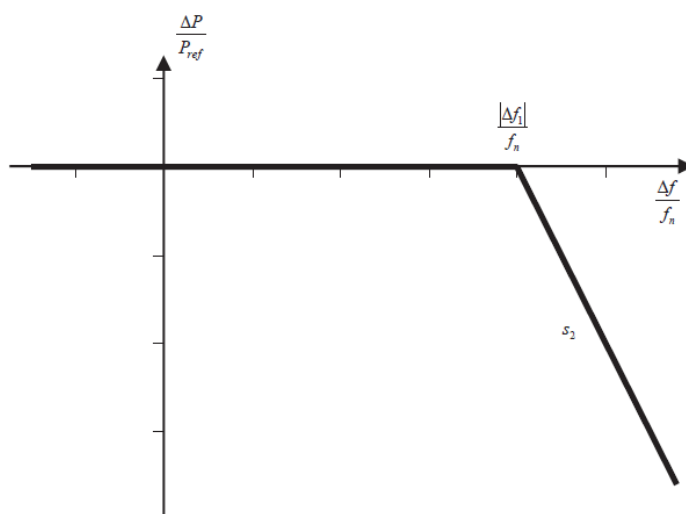


Fig. 1.10 – Regolazione primaria in sovra-frequenza per impianti di tipo A.

Impianti di tipo B: per quanto riguarda la regolazione di frequenza le prescrizioni sono le stesse degli impianti di tipo A.

Impianti di tipo C: Gli impianti di generazione di tipo C devono essere in grado di soddisfare la regolazione primaria di frequenza secondo la curva in Fig. 1.11, in accordo con i parametri specificati da ogni TSO ed entro gli intervalli riportati in tabella 1.4.

In caso di sovra-frequenza la regolazione è limitata da una massima potenza in riduzione, e in caso di sotto-frequenza dalla massima potenza erogabile. E' da evidenziare che la riserva minima di potenza deve essere pari a 1,5% della potenza massima dell'impianto di generazione.

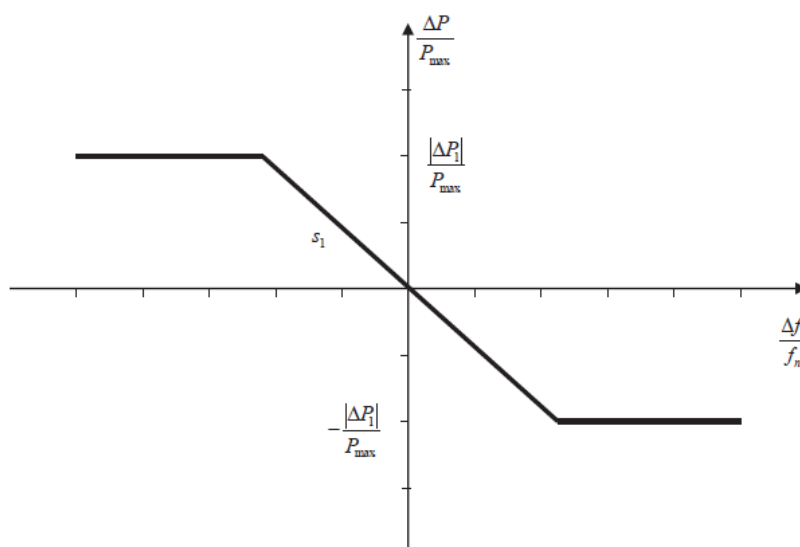


Fig. 1.11 – Regolazione primaria di frequenza in caso di banda morta e insensibilità nulla.

Tabella 1.4 - Parametri prescritti per la regolazione primaria di frequenza per impianti di tipo C

Parameters		Ranges
Active Power range related to Maximum Capacity $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1.5 – 10 %
Frequency Response Insensitivity	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 – 0.06 %
Frequency Response Deadband		0 – 500 mHz
Droop s_1		2 – 12 %

In particolare, durante il transitorio di sotto-frequenza il gruppo di generazione deve essere in grado di aumentare la propria potenza sino alla massima riserva, secondo la curva in Fig. 1.12 e in accordo con i parametri in Tab. 1.5. Si nota che il massimo ritardo ammissibile legato all'inerzia dei generatori è di 2 secondi e dopo 30 secondi l'intera riserva deve essere erogata.

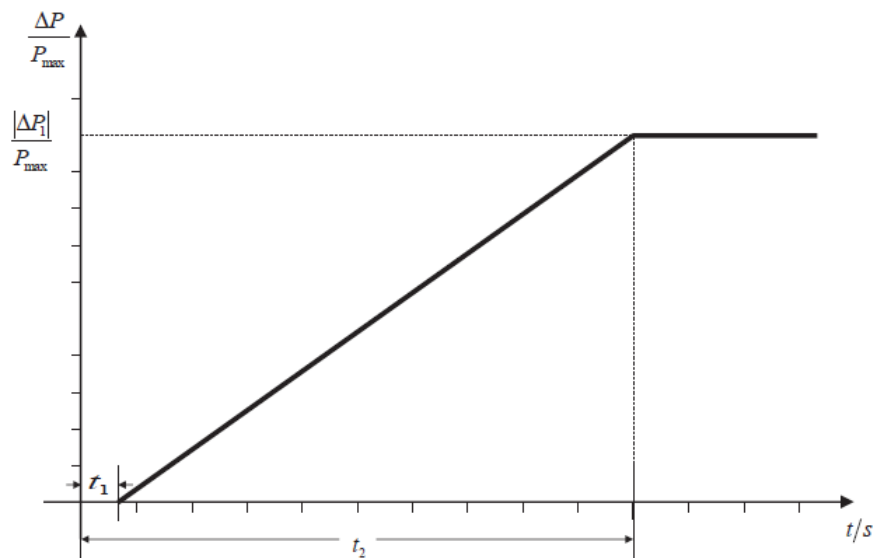


Fig. 1.12 – Regolazione in sotto-frequenza per impianti di tipo C.

Tabella 1.5. Parametri prescritti per la regolazione in sotto-frequenza per impianti di tipo C

Parameters	Ranges or values
Active Power range related to Maximum Capacity (Frequency response range) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1.5 – 10 %
Maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise for generation technologies with Inertia	2 seconds
Maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise for generation technologies without Inertia	as specified by the Relevant TSO while respecting the provisions of Article 4(3)
Maximum admissible choice of full activation time t_2 , unless longer activation times are admitted by the Relevant TSO due to system stability reasons	30 seconds

Infine, la centrale di produzione deve essere in grado di fornire l'intera riserva primaria per un periodo specificato dai vari TSOs, compreso tra 15 e 30 minuti.

1.3.1 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA IN ITALIA

1.3.1.1 Allegato A.15 di Terna

La fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza in Italia viene disciplinato da Terna (TSO italiano) secondo l'allegato A.15: partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza potenza. [6]

Quest'ultimo tratta anche la partecipazione alla regolazione secondaria, di non interesse per questa tesi.

L'allegato A.15 è basato sulle prescrizioni ENTSO-E espresse al paragrafo precedente e stabilisce regole tecniche non discriminatorie che individuano i requisiti minimi di partecipazione richiesti agli impianti di generazione. Per poter individuare le unità di produzione idonee ad erogare tale servizio, Terna ha istituito un registro delle Unità di Produzione (RUP), nel quale devono essere autocertificati prestazioni e dati caratteristici degli impianti di produzione abilitati a partecipare al Mercato Elettrico, con potenza nominale superiore a 10 MVA.

Il codice di rete distingue le seguenti condizioni di esercizio:

- Condizioni normali o di allarme, in cui la frequenza è compresa tra ± 100 mHz rispetto al valore nominale. Per Sardegna e Sicilia (quest'ultima se non è connessa alla rete continentale) la frequenza di intervallo è 49,5 - 50,5 Hz.
- Condizioni di emergenza o ripristino, in cui la frequenza può variare tra 47,5 e 51,5 Hz

A seguito sono riportate alcune definizioni utili per comprendere i requisiti per la partecipazione alla regolazione di frequenza.

Riserva di regolazione: è la differenza tra la massima potenza attiva che un'unità di produzione (UP) può produrre in determinate condizioni ambientali e quella effettivamente prodotta, in una data condizione di esercizio. In caso di regolazione primaria, si parla di riserva primaria.

Potenza efficiente (P_{eff}): è la potenza attiva massima che l'impianto idroelettrico può produrre per un determinato numero di ore.

Statismo: è il rapporto tra la variazione di frequenza Δf (in p.u rispetto alla frequenza nominale) e la corrispondente variazione di potenza elettrica ΔP_e (in p.u rispetto P_{eff}) a seguito dell'azione del regolatore di velocità. A transitorio esaurito si definisce lo statismo permanente:

$$\sigma_p = - \frac{\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P_e}{P_{eff}}} \times 100 \quad (1.53)$$

Energia regolante: si misura in [MW/Hz] ed è il rapporto tra la variazione di potenza elettrica erogata dall'UP [MW] e la variazione di frequenza [Hz] che ha causato l'intervento del regolatore:

$$K_R = - \frac{\Delta P_e}{\Delta f} = \frac{1}{\sigma_p} * \frac{P_{eff}}{50} \quad (1.54)$$

Insensibilità regolatore: è l'intervallo di frequenza entro il quale, a causa dei propri limiti di prestazione, il regolatore non agisce.

Banda morta: è l'intervallo di frequenza impostato volontariamente, centrato attorno al valore nominale della frequenza di rete, entro il quale il regolatore non interviene.

Come già esposto in precedenza, nel caso di un transitorio in sotto-frequenza, è necessario aumentare la potenza che l'UP immette in rete. A tal scopo essa deve

disporre di un margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza massima, denominato riserva di regolazione primaria o banda di regolazione primaria. La somma delle riserve di tutte le UP in esercizio costituisce la riserva primaria del Sistema Elettrico Nazionale.

Per regolazione in sovra-frequenza la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e la potenza di minimo tecnico dichiarata per ogni impianto.

Secondo normativa vigente, il servizio di regolazione primaria è obbligatorio per le UP con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle a fonti rinnovabili non programmabili (che comprendono anche le centrali idroelettriche ad acqua fluente). La regolazione del regolatore di velocità deve essere sempre automatica e in particolare le centrali idroelettriche non devono essere limitate né in gradiente, né in banda, ma vincolate solamente dalle caratteristiche idrauliche degli organi di regolazione. Inoltre la prestazione in regolazione primaria deve essere rapportata alla potenza risultante dal numero di unità in servizio, se l'UP è costituito da più unità singole.

Ogni UP che partecipa alla regolazione primaria di frequenza deve essere dotata di un regolatore di velocità in grado di garantire un funzionamento stabile del gruppo e devono garantire le seguenti prestazioni minime:

- precisione della misura di velocità migliore dello 0,02% in qualsiasi condizione di funzionamento.
- insensibilità del regolatore di velocità, esclusa la parte di misura, non superiore a ± 10 mHz.
- capacità di far funzionare l'UP in modo stabile a tempo indefinito, con qualunque grado di statismo impostabile tra 2 e 8%, per qualunque punto di lavoro tra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque carico tra il minimo tecnico e la massima potenza generabile.

La riserva primaria di ogni UP che partecipa alla regolazione primaria di frequenza deve essere non inferiore all'1,5 % della potenza efficiente, quando la potenza erogata è pari alla potenza massima erogabile o al minimo tecnico (Pmt).

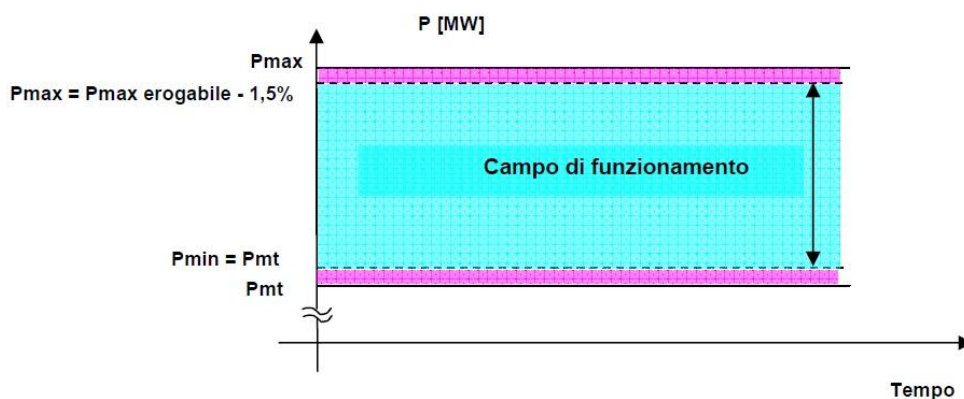


Fig. 1.13– Campo di funzionamento ammissibile per le UP interconnesse

Nel caso di Sardegna e Sicilia (se non interconnessa al Continente), ciascuna UP deve garantire una riserva primaria non inferiore al 10% della P_{eff} .

All'interno delle condizioni normali di esercizio sopra definite, ogni UP deve erogare la quota ΔP_e di riserva primaria disponibile in base alla deviazione di frequenza Δf e al grado di statismo permanente σ_p impostato nel regolatore, in funzione di:

$$\Delta P_e = -\frac{\Delta f}{50} * \frac{P_{eff}}{\sigma_p} * 100 \quad (1.54)$$

Non è consentita alcuna limitazione di ampiezza e gradiente della fornitura della riserva primaria, ed entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza deve essere erogata metà della ΔP_e richiesta, entro 30 secondi l'intera ΔP_e .

Trascorsi i 30 secondi, se lo scarto di frequenza persiste, le UP regolanti devono continuare ad aumentare o diminuire la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza. Una volta erogata la potenza ΔP_e richiesta, l'UP deve essere in grado di continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza per almeno 15 minuti consecutivi.

Per quanto riguarda la fornitura del servizio in condizioni di emergenza, la quota ΔP_e di riserva primaria è definita analogamente alle condizioni normali di esercizio, ovvero l'UP deve erogare, se richiesto dall'entità della variazione, tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento del limite operativo di massima o minima potenza.

Infine, Terna prescrive che i regolatori di velocità per le unità idroelettriche abbiano uno statismo pari al 4% e banda morta intenzionale non superiore a ± 10 mHz (insensibilità massima dei regolatori deve essere minore di ± 10 mHz).

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria deve essere recuperato, secondo la Fig.1.14.

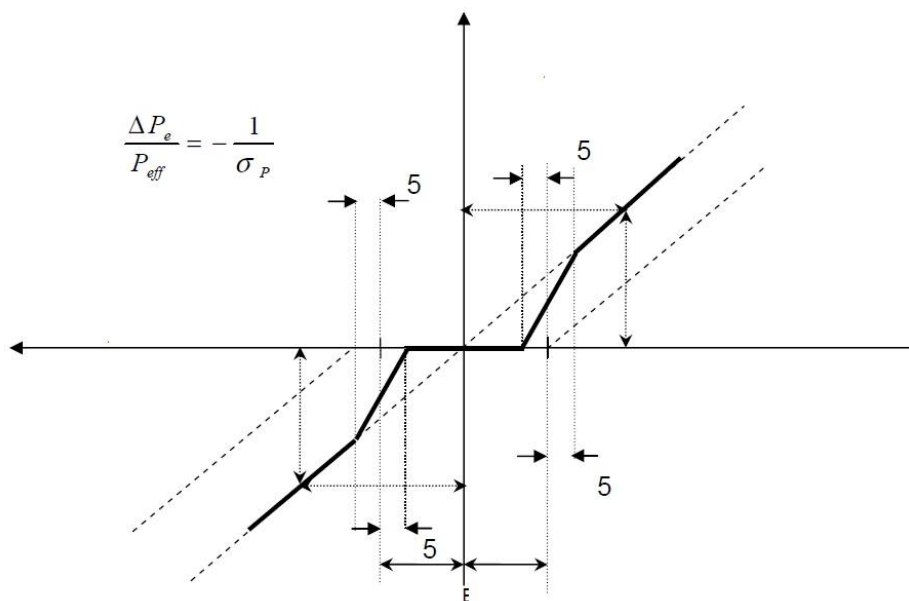


Fig. 1.14 – Allegato A.15: modalità di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori

Le specifiche tecniche Edipower per i regolatori digitali di velocità per gruppi idroelettrici riportano più chiaramente la modalità di compensazione della banda morta, richiesta dall'allegato A.15 di Terna, riportata in Fig. 1.15. [9]

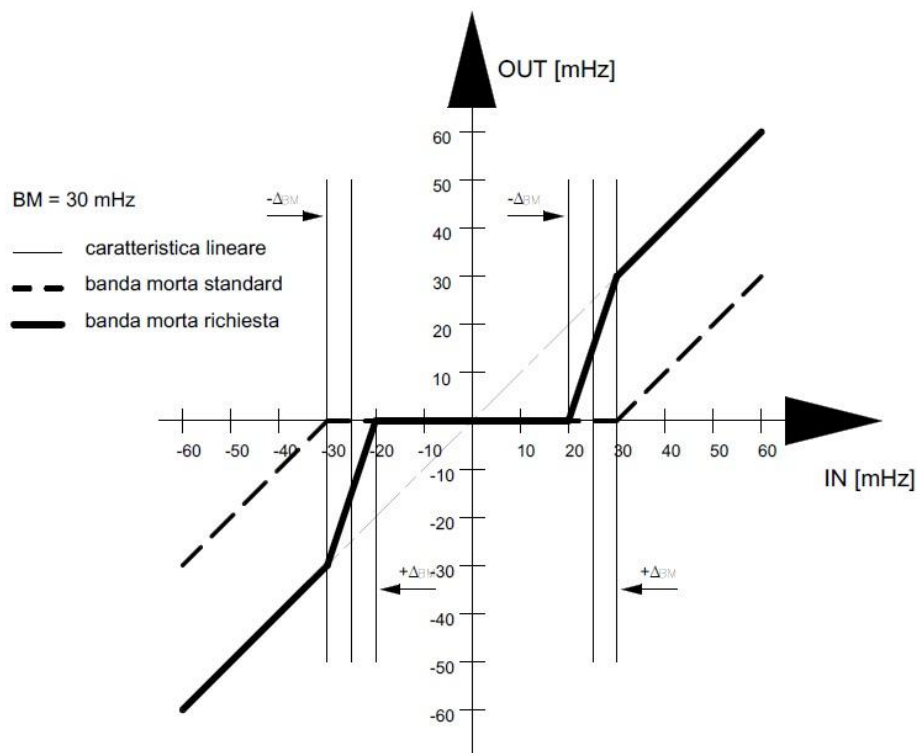


Fig. 1.15 – Specifiche Edipower: modalità di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori

Quindi, fissato statismo σ_p , banda morta DB (*dead band*), e osservando che a ± 30 mHz si torna alla caratteristica a statismo 4%, è possibile calcolare il valore di frequenza per cui viene erogata l'intera riserva primaria, e dello statismo ridotto.

$$\sigma_p = 4\%$$

$$DB = \pm 0,02 \text{ Hz}$$

$$\text{riserva} = 1,5 \% P_{\text{eff}}$$

Dalla formula dello statismo permanente ci si ricava il valore di frequenza (per la regolazione a salire) per il quale viene erogata l'intera riserva primaria:

$$\Delta f = -\frac{\sigma_p}{100} * 50 * \frac{\Delta P}{P} = -\frac{4}{100} * 50 * \frac{1.5}{100} = -0.03 \text{ Hz} \quad (1.55)$$

Ovvero a 49.97 Hz la riserva di 1.5% P_{eff} viene erogata interamente.

Ci si può poi calcolare lo statismo ridotto σ_{ridotto} tramite l'intervallo di frequenza tra la fine della banda morta di 20 mHz e il punto in cui la caratteristica si riporta allo statismo standard ($\Delta f_{s,r}$):

$$\sigma_{p \text{ ridotto}} = -\frac{\frac{\Delta f_{s,r} - DB}{50}}{\frac{\Delta P}{P}} * 100 = -\frac{(-0.03 + 0.02)}{0.015} * 100 = 1.3\% \quad (1.56)$$

Questi valori appena calcolati verranno utilizzati sia per le simulazioni dinamiche che per l'analisi tecnico - economica.

1.3.1.2 Allegato A.73 di Terna

Il documento fornisce le soluzioni tecniche dell'apparecchiatura per la verifica delle prestazioni e il calcolo dell'energia fornita dalla regolazione primaria di frequenza per la valorizzazione del servizio. [10]

L'Unità per la Verifica della Regolazione Primaria (UVRP) deve essere in grado di effettuare test periodici per la verifica della presenza del servizio di regolazione primaria, calcolare l'energia fornita per tale servizio mediante un modello matematico, inviare a Terna le misure necessarie per effettuare controlli e archiviare le misure richieste su memoria circolare.

Con riferimento a ciascuna UP è necessario fornire a Terna i parametri del modello implementato nella UVRP. D'altronde Terna può prevedere delle visite ispettive, per il riscontro della prestazione del servizio e verifiche delle prestazioni reali dell'unità di produzione con riferimento ai parametri dichiarati.

Inoltre Terna si riserva la possibilità di effettuare monitoraggi campione della prestazione in potenza attesa, in corrispondenza delle variazioni spontanee di frequenza di rete o per ricostruire eventi con conseguente deviazione significativa di frequenza dal valore nominale.

Ai fini della modellizzazione delle UP ammesse al meccanismo di valorizzazione della regolazione primaria, i parametri aggiuntivi da fornire sul registro delle unità di produzione sono:

- Gradienti di regolazione primaria di frequenza [MW/min], a salire e a scendere nei vari intervalli di potenza di funzionamento riportati in Fig.1.16.
- Energia regolante K_R , ai fini del calcolo del contributo energetico [MW/Hz]
- Potenza efficiente P_{eff}
- Statismo permanente σ_p di UP [%]

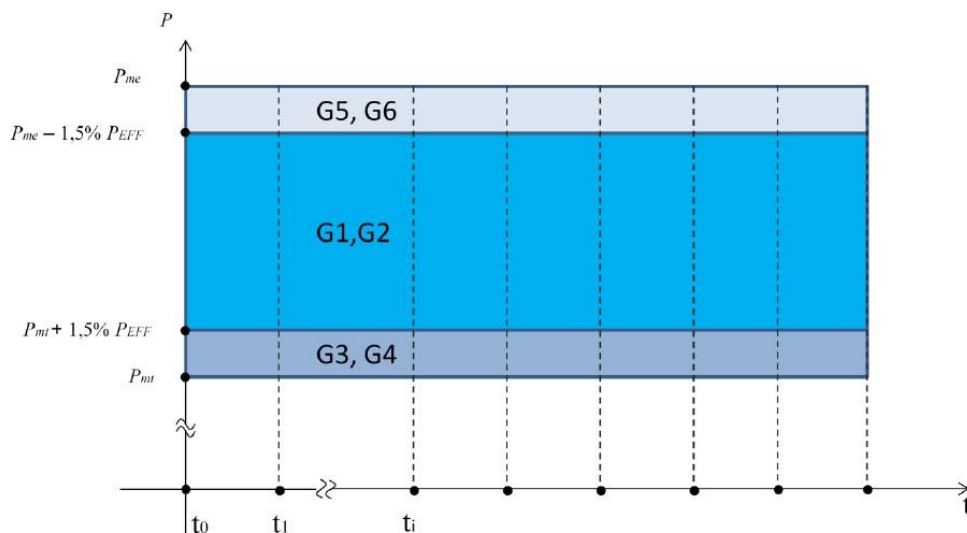


Fig. 1.16 – Gradienti di regolazione primaria da fornire a Terna

Il test da remoto per la verifica della presenza del servizio di regolazione primaria consiste nel simulare una variazione a gradino della frequenza di rete, di valore 100 mHz e durata di default pari a 2 minuti. Nel caso in cui venga raggiunta la potenza massima erogabile (P_{me}) o di minimo tecnico (P_{mt}), il test viene superato se la variazione di potenza di UP è almeno 1,5% P_{eff} (10% P_{eff} nel caso di UP in Sardegna o Sicilia se in condizioni di rete isolata).

Per il calcolo del contributo energetico, nota l'energia regolante K_R [MW/Hz] è possibile valutare il contributo energetico per una data deviazione di frequenza.

$$E_i = K_R * \Delta f_i * \Delta t_c \quad (1.57)$$

Dove:

Δt_c = passo campionamento

Δf_i = errore di frequenza del regolatore di velocità corrispondente a Δt_c

E' da considerare nullo il contributo di energia se la deviazione di frequenza non eccede la banda di mancato contributo di energia di regolazione primaria (banda morta, di default pari a 20 mHz) e nel caso di indisponibilità.

Il contributo di energia viene calcolato separatamente per la componente positiva e negativa mediante integrazione nel tempo del contributo di potenza, ogni quarto d'ora. Deve seguire poi un riscontro tra la reale energia erogata e quella calcolata, confrontando quest'ultima con l'integrale delle misure di potenza acquisite dal campo (P_{UP}) e disponibili sulla UVRP, con lo stesso passo di integrazione utilizzato per il calcolo del contributo in regolazione primaria mediante il modello.

Durante la verifica vengono misurati e registrati ogni minuto, il contributo di energia in regolazione primaria calcolato tramite il modello e a partire dalle misure, secondo (1.58).

$$E = \sum_{i=1}^n \left[\frac{(\Delta P_i - \Delta P_{i-1})}{2} + \Delta P_{i-1} \right] * \Delta t_c \quad (1.58)$$

dove $\Delta P_i = P_{UP} - P_{set}$ del campione i-esimo.

P_{set} è la potenza di *set-point*, ovvero la potenza lorda impostata nel regolatore di carico di gruppo. Se il contributo di regolazione primaria è implementato nel regolatore di carico, P_{set} deve essere decurtata di tale contributo (si può osservare in Fig. 1.7 del modello dinamico).

La verifica ha esito positivo se per almeno un intero quarto d'ora, la differenza tra l'energia valutata tramite il modello e quella calcolata a partire dalle misure sia inferiore al +30% di quest'ultima. Ad esempio, in caso di sovra-frequenza, la tolleranza massima del 30% è riferita ad una diminuzione di potenza del gruppo minore di quella valutata con il modello.

Per consentire la remunerazione dell'energia erogata per la regolazione primaria di frequenza è necessario inviare, dato un mese di riferimento, per ogni quarto d'ora q , l'energia corrispondente al contributo positivo di regolazione primaria $Q_{REGPRIM,i}^+(q)$ e quella corrispondente al contributo negativo $Q_{REGPRIM,i}^-(q)$.

Tali grandezze dovranno essere rese disponibili a Terna entro il decimo giorno del mese successivo. Dalla somma algebrica dei due contributi relativi allo stesso periodo rilevante (quartorario per le unità abilitate MSD e orario per quelle non abilitate) Terna calcola il saldo netto di regolazione primaria.

Secondo quanto riportato al capitolo 7 del codice di rete [11] il gestore calcola ogni quarto d'ora, il corrispettivo definito come la sommatoria tra:

- il prodotto tra il contributo alla regolazione primaria a salire e il suo prezzo di valorizzazione $P_{\text{PRIM_SAL},z}(h)$
- il prodotto tra il contributo alla regolazione primaria a scendere e il suo prezzo di valorizzazione $P_{\text{PRIM_SCE},z}(h)$

$P_{\text{PRIM_SAL},z}(h)$ è calcolato come il prezzo zonale di vendita sul MGP nella zona dell'UP all'ora h del quarto d'ora q , aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire sul MSD a livello nazionale.
- la media a livello nazionale dei prezzi zionali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone.

$P_{\text{PRIM_SCE},z}(h)$ è calcolato come il prezzo zonale di vendita sul MGP nella zona dell'UP all'ora h del quarto d'ora q , ridotto di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- la media a livello nazionale dei prezzi zionali di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone.
- il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere sul MSD a livello nazionale.

Quindi il corrispettivo di regolazione primaria risulta:

$$CORR_REGPRIM = -(Q_{REGPRIM,i}^+(q) * P_{\text{PRIM_SAL},z}(h) - Q_{REGPRIM,i}^-(q) * P_{\text{PRIM_SCE},z}(h)) \quad (1.59)$$

L'utente viene pagato dal gestore se il corrispettivo è negativo, e paga se è positivo.

Le verifiche effettuate da Terna servono a valutare la corrispondenza tra il dato comunicato dal gestore dell'UP e il dato disponibile sulla UVRP, e se il modello utilizzato soddisfa i requisiti richiesti.

Gli esiti di tali verifiche possono essere:

- condotta conforme, come spiegato in precedenza.
- condotta non conforme, qualora il dato comunicato si discosti rispetto al dato disponibile sulla UVRP per una quantità maggiore del 5% di quest'ultimo, oppure se la divergenza tra l'energia valutata mediante il modello e quella calcolata a partire dalle misure sia superiore al +35%, per almeno un minuto, nel periodo rilevante esaminato.

- condotta anomala, qualora la divergenza tra l'energia valutata mediante il modello e quella calcolata a partire dalle misure sia compresa tra la soglia di tolleranza del +30% e +35%.

La condotta anomala è ritenuta transitoriamente accettabile se non si ripeta nelle eventuali verifiche a campione nei 364 giorni successivi, in caso contrario la condotta è assunta non conforme.

In caso di condotta non conforme, Terna considera l'energia fornita come contributo in regolazione primaria uguale a zero; in caso di condotta anomala, Terna ridefinisce l'energia regolante K_R per il calcolo del nuovo contributo.

1.3.2 REGOLAZIONE DI FREQUENZA DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e la generazione distribuita (GD) costituiscono l'innovazione che negli ultimi anni ha inciso maggiormente sulle reti di distribuzione, storicamente pensate come reti "passive", e che ora stanno diventando sempre più "attive".

Una rete si definisce attiva in riferimento al flusso di potenza non più unidirezionale, dalla rete di trasmissione a quella di distribuzione, ma bidirezionale, con un inversione del flusso di potenza al trasformatore maggiore del 5% del tempo totale.

Questa evoluzione è identificata con il termine *smart grid*, in quanto è necessario mettere in atto soluzioni innovative per assicurare il corretto funzionamento del sistema, anche a fronte dei problemi legati alla GD, la cui produzione in genere non è programmabile. A tal scopo, è necessario introdurre sistemi di gestione avanzati che comportano una maggiore supervisione e acquisizione di dati. [12]

In questo contesto, è stato necessario revisionare l'attuale disciplina di dispacciamento per consentire di sfruttare al massimo l'energia generata dalle FRNP e allo stesso tempo esercire il sistema elettrico in sicurezza, che comporta il coinvolgimento delle FRNP connesse alla rete di trasmissione, e poi alla rete di media e bassa tensione. Si è visto che solamente i grandi generatori convenzionali connessi alla rete AT sono obbligati a fornire servizi quali la regolazione di frequenza (sia in situazioni di normale funzionamento, sia di emergenza).

I servizi ancillari che potrebbero essere forniti dalle FRNP e GD sono:

- riserva primaria per la regolazione potenza - frequenza, trattata in questa tesi;
- riserva secondaria e terziaria di potenza;
- regolazione di tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva;
- funzionamento in isola di porzioni di rete

Tali funzioni possono essere fornite dalle FRNP connesse alla rete di trasmissione e dalla GD connesse alla rete di distribuzione, o da sistemi di accumulo (SdA).

Per quanto riguarda la regolazione di frequenza vi sono due criticità importanti:

1. Mancanza di inerzia per molti impianti FRNP, in quanto si interfacciano alla rete tramite convertitori elettronici (elementi statici) e quindi senza inerzia. Questo comporta una diminuzione dell'inerzia totale del sistema e quindi un minor contenimento delle escursioni di frequenza a fronte di uno squilibrio di potenza.
2. Mancanza dell'obbligo di regolazione di frequenza per evitare di non sfruttare tutta la fonte primaria disponibile al fine assicurare la riserva primaria. Visto il crescente numero di impianti FRNP che hanno priorità di dispacciamento, questo si riflette in una diminuzione della riserva primaria disponibile.

Si può quindi pensare a far partecipare alla regolazione primaria (condizioni normali di esercizio e emergenza) gli impianti FRNP e SdA. Tale richiesta potrebbe riguardare inizialmente le unità di produzione alimentate da FRNP di grossa taglia connesse alla rete di trasmissione e, successivamente, anche le più piccole (GD) connesse alla rete di distribuzione.

Visto il crescente impatto della GD sull'energia elettrica generata, è bene anche puntualizzare la normativa attuale vigente per la connessione di utenti attivi alle reti MT delle imprese distributrici di energia elettrica, ovvero la norma CEI 0-16 e la variante V1 pubblicata in data 2014-12. La variante V1 riguarda principalmente le prescrizioni applicabili ai SdA che fanno parte di impianti di produzione. Lo scopo è quindi di fornire linee guida per l'inserimento dei SdA negli impianti di generazione connessi a reti AT ed MT.

1.3.2.1 Regolazione in sovra-frequenza

Al capitolo 1 è stata esposta la modalità di regolazione primaria di frequenza per le centrali con potenza maggiore di 10 MVA, connesse alla RTN.

Per garantire qualità di servizio e sicurezza in ogni condizione di esercizio, anche gli utenti attivi connessi alla rete MT (e AT) sono tenuti a fornire dei servizi di rete.

Per quanto riguarda la regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza, è richiesto che, in presenza di transitori di sovra-frequenza in rete, i gruppi di generazione attuino una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva, in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale, ovvero è richiesta una regolazione primaria in sovra-frequenza.

Tale regolazione è obbligatoria per tutti i generatori statici ed eolici connessi alla rete MT, secondo la curva in Fig. 1.17. [13]

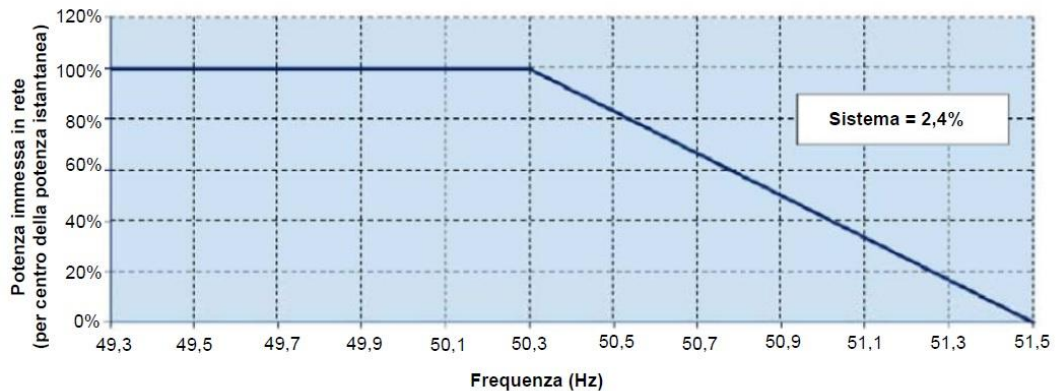


Fig. 1.17 – Regolazione della potenza attiva in transitorio di sovra-frequenza

Infatti secondo quanto riportato nell'allegato J della norma CEI 0-16, nel *range* di frequenza tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, gli impianti di produzione dotati di convertitori statici, erogano di norma il massimo della potenza erogabile producibile.

Al superamento del valore di frequenza regolabile tra 50 e 52 Hz, di default pari a 50,3 Hz, tutti gli impianti di produzione regolabili dotati di convertitori statici, devono ridurre la potenza immessa P_e secondo lo statismo s , in funzione dell'entità dello scarto di frequenza positivo. Lo statismo deve essere regolabile tra 2% e 5%, con valore di default pari al 2,4%.

Tale riduzione di potenza, deve avvenire linearmente, con tempi inferiori ai 2 secondi nel caso di generatori statici, e inferiori a 10 secondi nel caso di generatori eolici DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*) e FC (*Full Converter*).

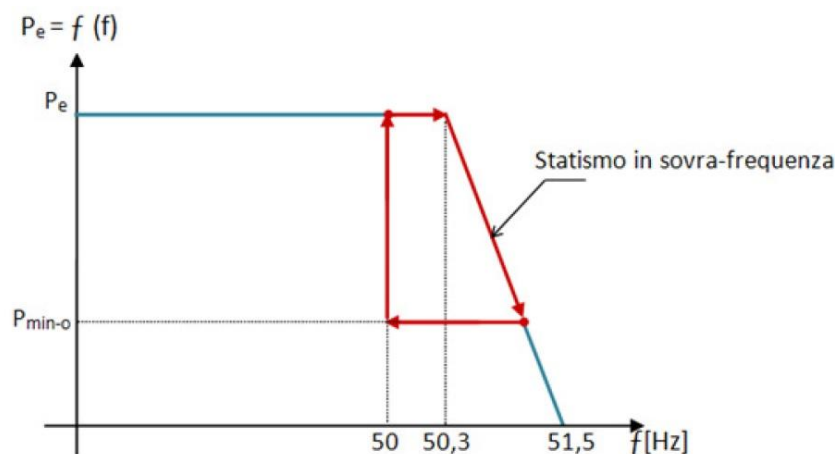


Fig. 1.18 – Curva di sola riduzione della potenza attiva in sovra-frequenza

Nel momento in cui la frequenza tornasse a scendere, si dovrà limitare la potenza attiva erogata al valore minimo raggiunto durante il transitorio di sovra-frequenza, fino a che la frequenza non torni nella banda $50 \pm 0,1$ Hz per un tempo minimo continuativo di 300 secondi.

Dopo i 300 secondi, si dovrà riportare la potenza al valore consentito dalla fonte primaria, con gradiente positivo pari al massimo tra $20\% [P_e - P_{\min-o}]/\text{min}$ e $5\% P_n/\text{min}$, in modo da ripristinare la potenza gradualmente in 5 minuti per valori elevati di ΔP e in un tempo inferiore per valori di ΔP sotto al $25\% P_n$, (Fig. 1.18). Con P_n si indica la potenza nominale dell'inverter, e $P_{\min-o}$ potenza attiva minima raggiunta durante il transitorio di sovra-frequenza.

A seguito sono riportati i grafici del funzionamento del regolatore che gestisce il ripristino della erogazione di potenza, in base al valore ΔP (Fig. 1.19 e Fig. 1.20).

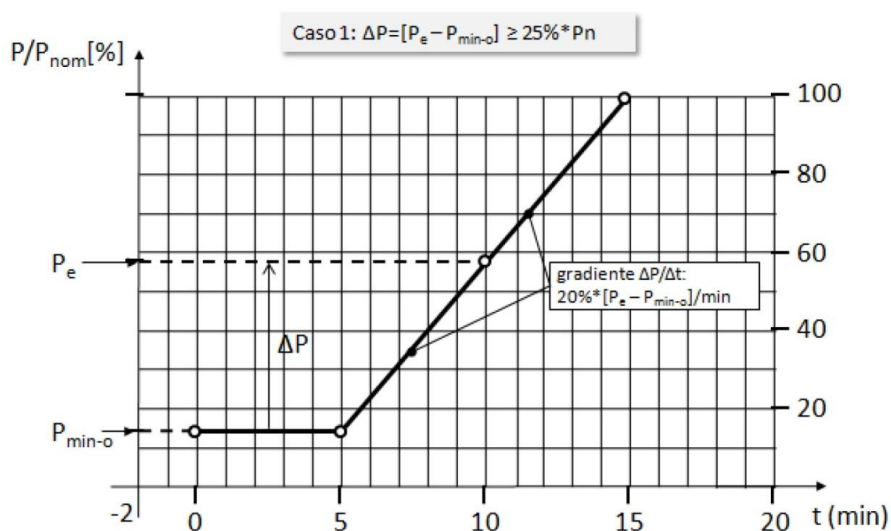


Fig. 1.19 –Ripristino della erogazione di potenza dopo un transitorio di sovra-frequenza (caso 1)

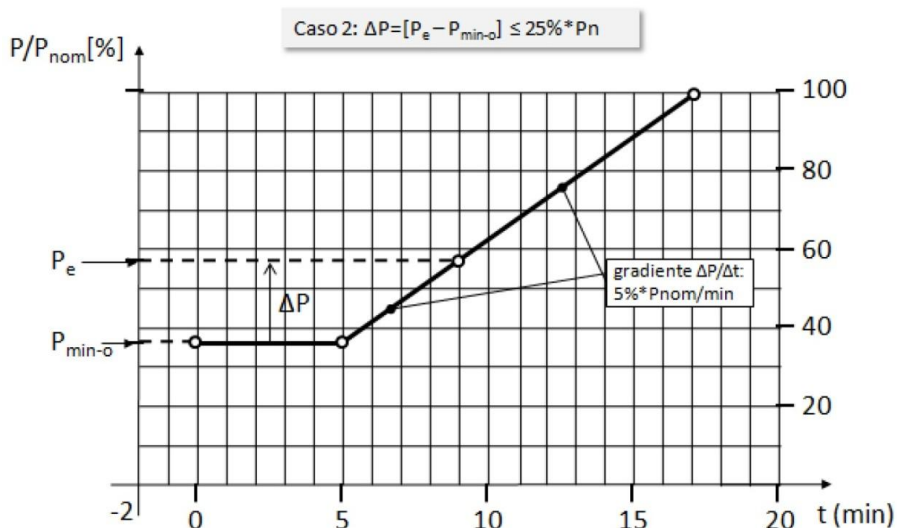


Fig. 1.20 –Ripristino della erogazione di potenza dopo un transitorio di sovra-frequenza (caso 2)

Per quanto riguarda i generatori tradizionali sincroni ed asincroni, vi sono delle limitazioni.

Per generatori di taglia uguale o superiore a 1 MW, la riduzione di potenza immessa in rete avviene con statismo 4 - 5 %, comunque correlato alle caratteristiche della macchina, motore primo e sistema di regolazione. La riduzione di potenza avviene al superamento della banda morta attorno alla frequenza nominale, regolabile tra 0 e 600 mHz. Il valore di default di frequenza oltre il quale vi è riduzione della potenza è 50,3 Hz.

Al fine di contribuire al ristabilimento della frequenza nominale in presenza di transitori di sottofrequenza, è in prescrizione allo studio la richiesta di regolazione con aumento di potenza attiva.

Secondo quanto riportato nell'allegato K, per i generatori rotanti convenzionali, il criterio di regolazione della potenza in funzione della frequenza è quello tradizionale con statismo unico, sia un sovra-frequenza che in sotto-frequenza.

Per i generatori statici e quelli rotanti eolici (DFIG e FC), la caratteristica di regolazione dovrà essere quella riportata in Fig. 1.21, ovvero con statismo in sotto-frequenza regolabile separatamente da quello in sovra-frequenza, definito in precedenza.

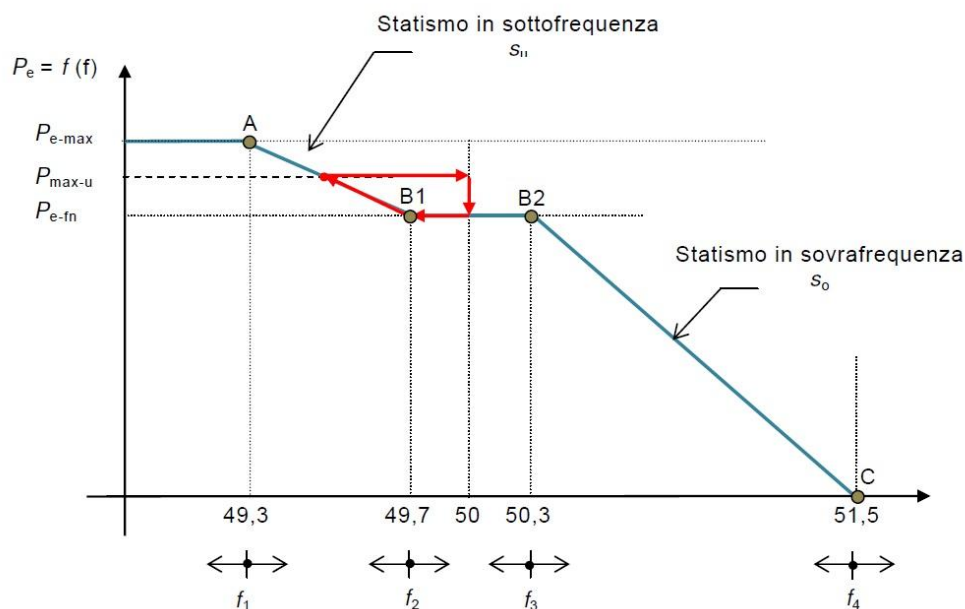


Fig. 1.21 – Curva di variazione della potenza attiva in funzione della frequenza

I punti A, B1, B2 e C sono regolabili in base ai *range* riportati in Tab.

Tabella 1.6 - Parametri del regolatore potenza - frequenza

Punto	P_e [p.u. di P_{e-max}]	f [Hz]	
		f_1 :	f_2 :
A	1,0	f_1 :	47 ÷ 50
B1	1,0 ÷ 0,9	f_2 :	49,3 ÷ 50
B2		f_3 :	50 ÷ 50,7
C	0,5 ÷ 0	f_4 :	50 ÷ 52

In condizioni di funzionamento con frequenza entro la banda morta, la potenza erogata P_{e-fn} non sarà la massima erogabile P_{e-max} , ma una quota di essa (ad es. 98,5 % P_{e-max}) in modo da garantire la riserva primaria ed ottenere il raggiungimento della P_{e-max} in corrispondenza della f_1 . Nel *range* compreso tra f_1 e f_2 , i generatori dotati di convertitori statici devono erogare la potenza attiva secondo lo statismo s_u , e la variazione di potenza deve avvenire linearmente con tempi inferiori a 1 secondo.

Nel momento in cui la frequenza torna ad aumentare, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria, la potenza erogata dovrà essere mantenuta al valore massimo raggiunto durante il transitorio P_{max-u} , fino a che la frequenza non si attesti stabilmente nella banda $50 \pm 0,1$ Hz per un tempo minimo selezionabile tra 0 e 900 secondi (di default = 300 s). Trascorso tale tempo, la potenza erogata dovrà essere portata al valore P_{e-fn} . Tale variazione di potenza erogata dovrà avvenire seguendo una rampa lineare con pendenza massima pari a $20\% * [P_{max-u} - P_{e-fn mem}] / min$, dove $P_{e-fn mem}$ è il valore di potenza attiva prima del transitorio.

1.3.2.2 Prescrizioni per sistemi di accumulo elettrochimici

Secondo quanto riportato nell'allegato V1 della norma CEI 0-16, se il generatore è dotato di SdA, deve essere possibile prevedere, oltre alla limitazione, l'assorbimento di potenza attiva dalla rete, compatibilmente con il suo stato di carica. [14]

La variazione di potenza attiva erogata o assorbita dal SdA deve avvenire per il superamento dei valori di soglia in sovra-frequenza (tra 50 e 52 Hz, di default 50,3 Hz) e in sottofrequenza (tra 47 e 50 Hz, di default 49,7 Hz) secondo lo schema a quadrilatero in Fig. 1.22.

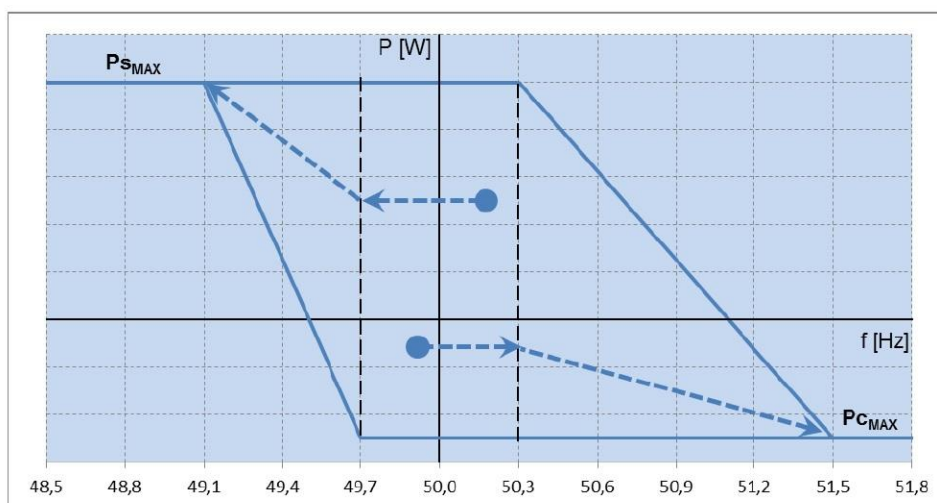


Fig. 1.22– Regolazione della potenza attiva dei SdA

Si definiscono:

- $P_{S_{MAX}}$ (potenza di scarica massima) è la potenza in scarica che il sistema deve garantire tra il 10% e 90% della capacità utile del SdA.
- $P_{C_{MAX}}$ (potenza di carica massima) è la potenza in carica che il sistema deve garantire tra il 10% e 90% della capacità utile del SdA.
- P_{SN} (potenza di scarica nominale) è la massima potenza che il sistema può scaricare per tutta la capacità utile
- P_{CN} (potenza di carica nominale) è la massima potenza che il sistema può caricare per tutta la capacità utile
- $P_{N_{INV}}$ (potenza nominale del convertitore) è la potenza nominale dell'inverter o convertitore bidirezionale che collega il SdA alla rete.

E' da tener presente che:

- $P_{S_{MAX}} \geq P_{SN}$
- $P_{C_{MAX}} \geq P_{CN}$
- $P_{S_{MAX}} \leq P_{N_{INV}}$
- $P_{C_{MAX}} \leq P_{N_{INV}}$

Il ritardo di attivazione della funzione di regolazione è impostabile tra 0 e 1 s con step di 50 ms (nessun ritardo intenzionale di default).

L'area nella zona rettangolare definisce i punti in cui il SdA può lavorare (banda morta impostata) e da tali punti il sistema dovrà variare la propria potenza attiva ed evolvere verso i vertici del quadrilatero in funzione del superamento delle soglie di sovra e sottofrequenza, indicato dalle linee tratteggiate.

Nel caso in cui il SdA si trovasse a lavorare in regime di sovraccaricabilità, ovvero oltre P_{CMAX} e P_{SMAX} , dovrà prima portarsi nel punto di funzionamento più vicino all'interno del quadrilatero, per poi evolvere verso i vertici.

Una volta terminato il transitorio, il sistema ritorna nelle condizioni normali mantenendo però la medesima potenza (in carica o scarica), come da Fig. 1.23 e al ritorno della frequenza nella banda $50 \pm 0,1$ Hz, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario linearmente, con un transitorio non inferiore a 300 secondi.

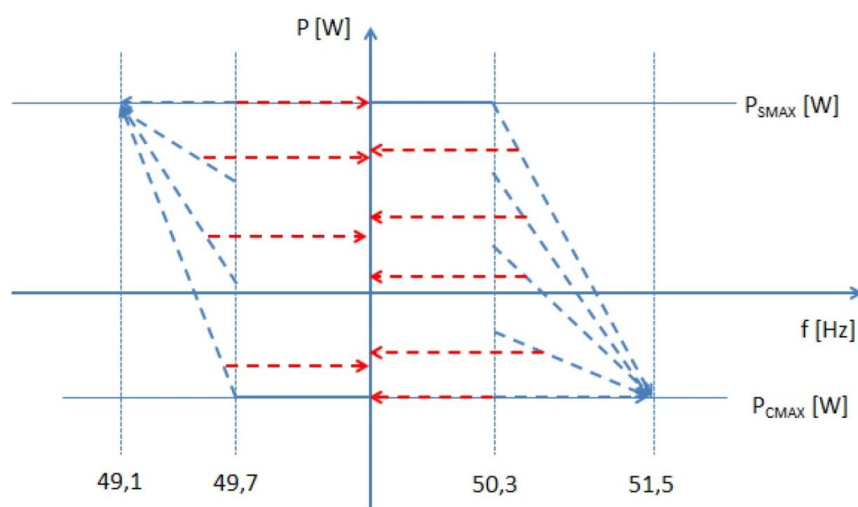


Fig. 1.23– Rientro dalle condizioni di sovra e sotto-frequenza

Nel caso in cui il SdA stia fornendo il servizio di regolazione in sovra o sotto-frequenza o stia rientrando alle condizioni di funzionamento ordinario, e non sia in grado di erogare/assorbire la potenza richiesta (raggiunge l'intervallo 10% - 90% della capacità utile), termina il servizio di rete e il distacco deve avvenire con un azzeramento progressivo.

Per modulare la potenza attiva secondo le rette tratteggiate sopra riportate, è possibile programmare il regolatore con statismo:

- "dinamico" , calcolando di volta in volta la retta passante per il punto di funzionamento del sistema a 50,3 Hz sino al punto limite P_{CMAX} .
- in modo discreto, programmando una famiglia di almeno 10 curve, tra punti a diversi livelli di funzionamento e il punto a P_{CMAX} . In questo caso, il controllo imposta la curva di regolazione immediatamente inferiore a quella di funzionamento.

1.4 CONSIDERAZIONI E SCELTE PER L'ANALISI

Ricapitolando, allo stato attuale la norma CEI 0-16, prescrive che la GD quali generatori tradizionali e interfacciati tramite convertitori statici siano richiamati a fornire il servizio di regolazione della potenza attiva per gravi deviazioni in sovra-frequenza, e per i SdA sia in sovra-frequenza che sottofrequenza, raggiungibili molto raramente nel normale funzionamento.

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è, viceversa, riferirsi ad uno scenario in cui gli impianti FRNP di grossa taglia (ed eventualmente in futuro la GD) debbano provvedere al servizio di regolazione primaria di frequenza allo stesso modo degli impianti tradizionali con potenza superiore a 10 MVA. Infatti è lecito pensare che una possibile revisione della normativa coinvolga in primo luogo gli impianti FRNP con potenza maggiore di 10 MVA, e successivamente la GD.

In questo contesto, l'impianto di generazione dovrebbe funzionare a potenza ridotta rispetto a quella ottenibile dalla fonte primaria, per garantire la riserva di potenza, senza così sfruttare completamente la fonte rinnovabile "gratuita".

Una possibile soluzione è ricorrere a SdA elettrochimici completamente dedicati alla regolazione primaria di frequenza, fungendo da riserva al posto dell'impianto FRNP.

Con queste ipotesi, è più opportuno riferirsi alle prescrizioni tecniche per le centrali di grossa potenza connesse alla RTN, con relativa remunerazione per il servizio di regolazione primaria di frequenza, descritte in 1.3.

2 ACCUMULATORI ELETTROCHIMICI

Prima di proseguire con il caso di studio, è bene chiarire cos'è e un accumulatore elettrochimico, quali sono i principali parametri a cui far riferimento, e presentare brevemente le possibili tecnologie di interesse ai fini di questo lavoro di tesi.

2.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Gli accumulatori elettrochimici, detti anche pile secondarie, fanno parte della categoria dei "generatori stazionari di forza elettromotrice", assieme alle pile primarie e alle celle a combustibile.

La sostanziale differenza tra le pile primarie e secondarie è che le prime non sono ricaricabili, quindi non interessano per le applicazioni in rete, dove è richiesta sia carica che scarica.

Viceversa, gli accumulatori sono ricaricabili, ovvero il processo di trasformazione dell'energia chimica in energia elettrica è reversibile, in modo da poter accumulare energia elettrica sottoforma di energia chimica quando vi è bisogno, per poi essere riconvertita nuovamente in energia elettrica al momento opportuno.

Il termine "batteria" che viene usato comunemente, si riferisce ad una combinazione in serie e/o in parallelo di un certo numero di accumulatori elettrochimici.

Il funzionamento degli accumulatori si basa, sia in carica, che in scarica, su processi di ossidoriduzione, in cui la specie chimica riducente perde elettroni, ossidandosi, mentre la specie chimica ossidante, acquista gli elettroni persi dal riducente, e si riduce. Per sfruttare l'energia derivante da queste reazioni di ossidoriduzione è necessario disporre di un circuito esterno che permette di ottenere una corrente elettrica con una certa differenza di potenziale, che differisce in base al tipo di reagente.

Anche se vi sono numerose tipologie di accumulatori, la struttura di base è la stessa, formata da due semi-celle immerse in una soluzione elettrolitica e separate da un setto poroso. [15]

- **Anodo:** è l'elettrodo negativo, che si ossida durante la scarica e si riduce durante la carica. In genere è un metallo o una lega. Il processo anodico è l'ossidazione del metallo per formare ioni.

- **Catodo:** è l'elettrodo positivo, che si riduce durante la scarica e viceversa. In genere è un ossido di metallo, solfato o ossigeno. Il processo catodico è la riduzione dell'ossigeno.

- **Elettrolita:** permette il passaggio di ioni positivi e negativi tra anodo e catodo ed è tipicamente un solvente con elementi chimici disciolti al fine di ottenere conduttività ionica, che spesso contiene ioni dello stesso metallo degli elettrodi. Per evitare l'autoscarica della cella, l'elettrolita non deve essere un conduttore di elettroni.

- **Separatore:** è un setto poroso che permette il passaggio degli ioni, in modo da ottenere il bilanciamento delle cariche, ma impedendo il mescolamento delle soluzioni

Le tipologie principali di accumulatori sono:

- piombo acido
- nichel/cadmio
- nichel metallo idruro Ni-MH
- ioni di litio
- ad alta temperatura (Sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel)
- batterie Redox

A seguito verranno esposti i principali parametri che descrivono il comportamento degli accumulatori, in modo da permetterne il confronto tra le diverse tecnologie.

Capacità: rappresenta l'energia stoccabile nell'accumulatore. Fissata la tensione nominale ai morsetti, la capacità è definita in Ah e viene erogata fino al raggiungimento del valore minimo di tensione. Essa è calcolabile secondo la formula:

$$C_{Ah} = \int_0^t I(t) dt \text{ [Ah]} \quad (2.1)$$

Se la scarica avviene a corrente costante:

$$C_{Ah} = I * \Delta t \text{ [Ah]} \quad (2.2)$$

E' importante precisare che spesso la capacità non è un parametro costante, ma varia in base al regime di scarica (corrente di scarica) e alla temperatura. Si definisce quindi la capacità nominale dell'accumulatore in base a un periodo di scarica prefissato (ad es. 10 h per la tecnologia al piombo, C_{10} e 5h per la tecnologia Ni/Cd , C_5).

Per accumulatori ad elettrolita acquoso (ad es. piombo/acido, nichel/metallo idruro, nichel/cadmio) tramite la curva di *Peukert* è possibile relazionare la capacità

estraibile alla temperatura e alla corrente di scarica, cioè è una relazione empirica che lega la corrente di scarica e tempo di raggiungimento della tensione minima di scarica. Si effettua una prova di scarica della batteria a corrente costante, a partire da piena carica, fino al raggiungimento della tensione minima (tempo di taglio); successivamente viene ripetuta la prova con diversi valori di corrente misurando il tempo di taglio. Tale curva è definita dall'espressione (2.3)

$$I^n \times T = K \quad (2.3)$$

dove: I è la corrente di scarica [A]

T è la durata della scarica alla corrente I [h]

K e n sono dei parametri ricavati per interpolazione

Tale relazione, permette di determinare la capacità della batteria in funzione della corrente con cui viene scaricata, per una data temperatura ambiente e tensione di fine scarica, descritta dalla (2.4).

$$C(I) = K * I^{1-n} \quad (2.4)$$

In Fig. 2.1 è riportato un esempio di variazione della capacità in un accumulatore al piombo, al variare della corrente di scarica, a parità di tensione di fine scarica e alla temperatura di 25°C

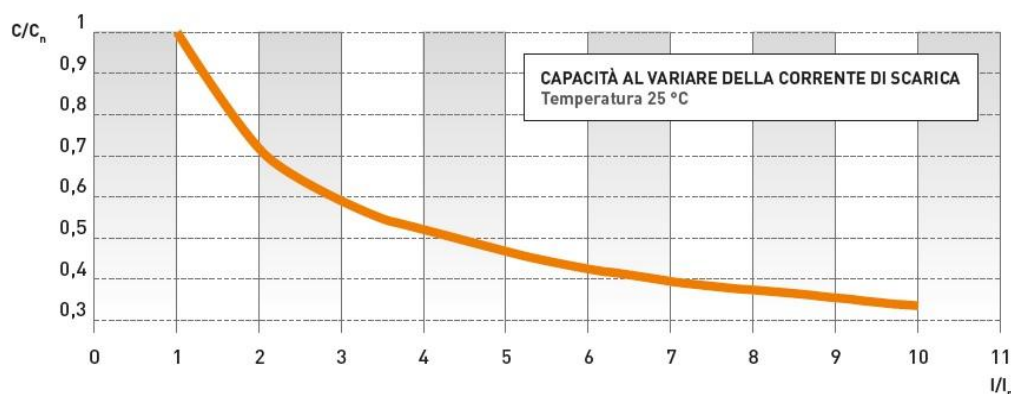


Fig. 2.1 - Capacità di un accumulatore al piombo al variare della corrente di scarica

Si può notare che, con regimi di scarica più severi, la capacità cala drasticamente, riducendo così l'energia effettivamente erogabile dalla batteria. Questo fenomeno è più o meno significativo a seconda della tecnologia di accumulatore considerata.

In Fig. 2.2 vi è invece la variazione della capacità dello stesso accumulatore, in percentuale rispetto alla capacità nominale, al variare della temperatura esterna, a parità di corrente di scarica e tensione di fine carica.

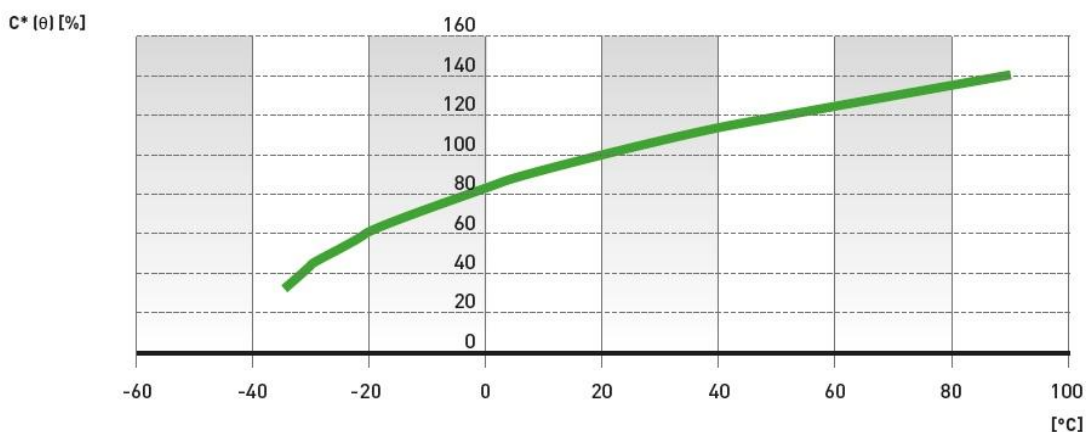


Fig. 2.2 - Capacità di un accumulatore al piombo al variare della temperatura

In questo caso si può notare che la capacità cala drasticamente al calare della temperatura, sino a più della metà del valore nominale a temperature molto rigide. Inoltre le reazioni possono rallentare sino a bloccarne completamente la scarica e l'elettrolita può congelare. Viceversa a temperature maggiori la capacità aumenta, ma se troppo elevate, la batteria può danneggiarsi sino a non essere più utilizzabile. Bisogna quindi, se necessario, provvedere al loro riscaldamento o condizionamento.

Per quanto riguarda la corrente di scarica, solitamente si indica come multiplo o frazione della capacità, espressa in ampere. Ad es. per un batteria da 100 Ah, $C = 100 \text{ A}$ quindi $200 \text{ A} = 2C$, $50 \text{ A} = C/2$, $10 \text{ A} = C/10$, $5 \text{ A} = C/20$.

Energia nominale: è l'energia fornita durante la scarica (da piena carica, alla scarica completa) e corrisponde al prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore [Wh]. Di conseguenza anche questo parametro dipende dal regime di lavoro e temperatura ambiente.

Potenza: è data dalla tensione media di scarica moltiplicata per la corrente [W]. Dato che la potenza dipende dal carico applicato, si definisce la *potenza nominale*, che corrisponde al regime di scarica tipico della batteria.

Energia e potenza possono essere rapportate al loro peso (energia specifica [Wh/kg] e potenza specifica [W/kg]) o al loro volume (densità di energia [Wh/l] e densità di potenza [W/l]).

E' da precisare che la tensione di cella dipende dall'elettrochimica interna dell'accumulatore invece la capacità dalla dimensione della cella.

State of charge (SoC): è lo stato di carica, ovvero il rapporto tra la capacità residua dell'accumulatore e la capacità nominale.

Analogamente si può definire la profondità di scarica, **depth of discharge (DoD)**, che corrisponde alla capacità che è già stata utilizzata. Ad esempio, se una batteria

scarica il 10% della sua capacità massima, il 90% non viene utilizzato e corrisponde ad una scarica con $DoD = 10\%$.

La profondità di scarica, invece, influenza la vita utile dell'accumulatore: per molte tecnologie, come piombo e litio, più profonde sono le scariche, minore è la vita utile (Fig. 2.3), anche se diverse tecnologie sono influenzate in modo diverso. [16]

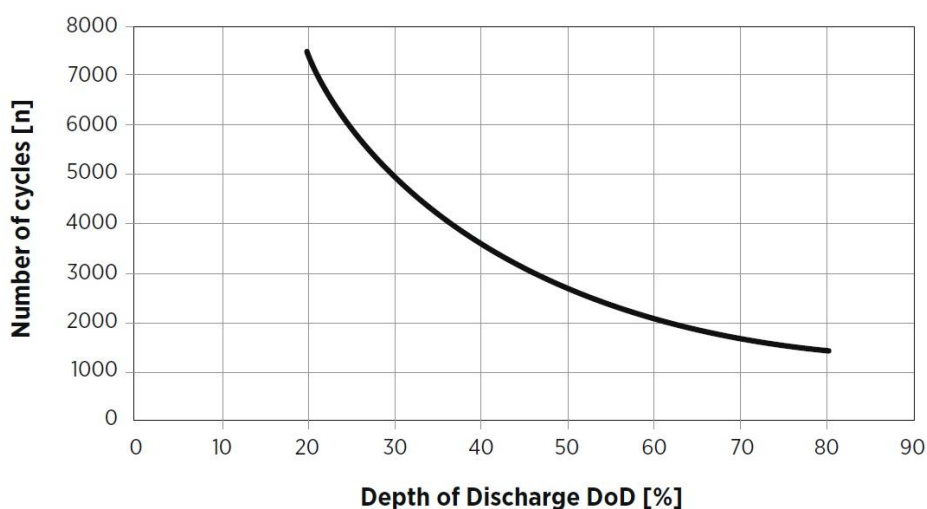


Fig. 2.3 - Vita attesa, in cicli, per una batteria al piombo in funzione della profondità di scarica

E' stato quindi definito un altro parametro importante, il **tempo di vita**, che può essere riferito agli anni o ai cicli. Il primo si riferisce al tempo di esercizio utile, il secondo al numero di cicli di scarica (ad una certa DoD) e carica, sino a che la batteria raggiunga un degrado permanente di capacità, tipicamente fissato al 20%.

Oltre alla profondità di scarica, come accennato in precedenza, un altro parametro che influenza il tempo di vita è la temperatura (ad esempio per una batteria piombo acido la vita si dimezza ogni sovratemperatura di $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ rispetto ai 30°C).

Quindi, per aumentare la vita utile è bene effettuare cicli di scarica e carica meno profondi, ovvero, fissati i cicli da soddisfare, sovradimensionare la batteria; per contro vi è un costo maggiore da sostenere.

Ciò detto, una corretta misura del SoC è importante per gestire al meglio la batteria ed evitare di esaurire inaspettatamente l'energia da erogare.

Per quanto riguarda la misura del SoC , i vari metodi sono: [17]

- **misura diretta:** dato che la corrente di scarica nella realtà non è costante ma cala durante la scarica con andamento non lineare, lo strumento di misura dovrebbe essere in grado di eseguire un integrale della corrente nel tempo.
- **stima del SoC in base alla tensione** di cella misurata, tramite curve caratteristiche da definire in funzione della corrente di scarica, temperatura dell'accumulatore ecc. Quest'ultimo è però un metodo impreciso a causa dei vari parametri che possono influenzarne la determinazione.

- **Stima del SoC in base alla corrente:** misura della corrente entrante ed uscente dalle celle (tramite resistenza di shunt) e successivo calcolo della capacità sulla base di un modello equivalente di batteria. E' un metodo piuttosto preciso ma necessita di coefficienti correttivi per tener conto delle condizioni operative e non tiene conto dell'autoscarica che porta ad errori d'integrazione.
- **Calcolo del SoC:** è necessario un modello accurato dell'accumulatore e delle fonti di perdita, quindi l'accuratezza della determinazione del SoC dipende dall'accuratezza con cui si realizza il modello.

Autoscarica: si intende la riduzione della carica quando l'accumulatore è a riposo ed è dovuta a reazioni parassite che col tempo portano alla scarica completa della batteria (nell'ordine di mesi), ad esempio corrosione al contatto tra gli elettrodi ed elettrolita, impurezze negli elettrodi o nell'elettrolita, difetti di isolamento fra elettrodi di polarità opposta.

A causa del fenomeno di autoscarica è necessaria una carica di mantenimento con una corrente debole che compensi le perdite a circuito aperto. La corrente di mantenimento è pari alla minima corrente necessaria per mantenere la densità dell'elettrolita ad un valore costante, se la corrente è maggiore vi è rischio di sviluppo di gas.

Modalità di carica: è differenziata in funzione delle specifiche batterie e in generale vi sono 3 fasi, visibili in Fig.2.4 [18]

- "*bulk charge*": carica intensa con corrente costante sino al raggiungimento della capacità tra 80-90%
- "*taper charge*": carica progressivamente ridotta fino al 100% della capacità in quanto non è possibile caricare a corrente elevata man mano che ci si avvicina alla carica completa.
- "*trickle charge*": carica costante e di bassa intensità per compensare l'autoscarica.

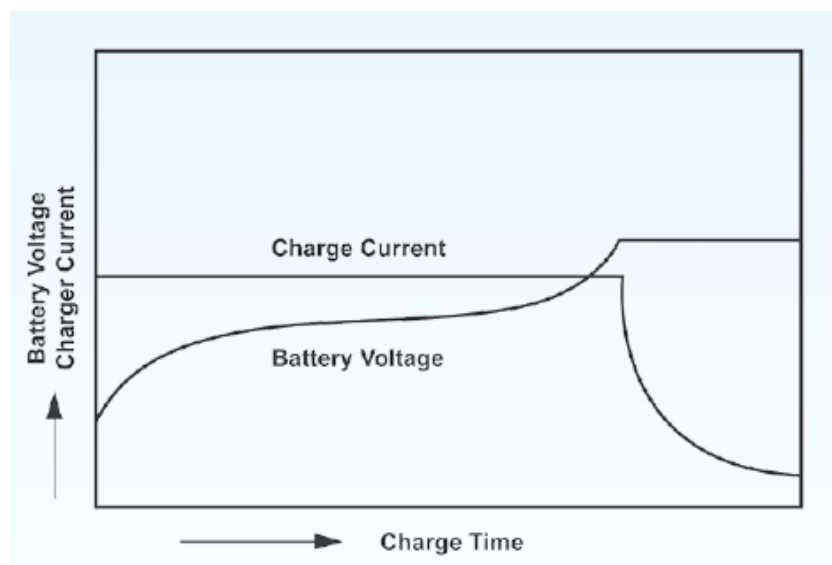


Fig. 2.4 - Esempio di modalità di carica per una batteria al piombo

Rendimento amperometrico: è definito come il rapporto tra la carica [Ah] erogata durante la scarica e quella necessaria per ripristinare il *SoC* iniziale. Ha valore unitario per accumulatori come sodio cloruro di nichel e litio ioni, mentre per altre tecnologie, es. piombo acido, a causa di reazioni che avvengono durante la ricarica, ha un valore non costante e minore di uno.

Di conseguenza, un rendimento amperometrico unitario semplifica la gestione dell'accumulatore perchè permette di misurare il *SoC* tramite integrazione della corrente di carica/scarica.

A seguito verranno espone le tipologie di accumulatori di interesse per la tesi, ovvero Piombo-acido, Litio-ione e Sodio/Cloruro di Nichel.

2.2 ACCUMULATORI PIOMBO - ACIDO

E' la tecnologia più diffusa, con 130 GWh di capacità installata, grazie al basso costo, facile reperibilità delle materie prime e buona maturità tecnologica e commerciale. Inoltre presentano buona affidabilità e infrastrutture di riciclaggio diffuse. Per contro, presenta densità di potenza e di energia basse e durata di vita limitata. [15]

Anodo: Piombo metallico Pb

Catodo: Ossido di piombo PbO e PbO₂

Elettrolita: soluzione acquosa di acido solforico H₂SO₄

differenza di potenziale: circa 2.041 V

In fase di scarica, il piombo al polo negativo si ossida cedendo elettroni e forma solfato di piombo $PbSO_4$ per reazione con gli anioni solfato SO_4^{2-} . Al polo positivo il biossido di Pb acquisisce elettroni e si riduce formando solfato di Pb. Vi sono quindi modifiche profonde nella struttura cristallina di entrambi gli elettrodi, e formazione di solfato di piombo e acqua, che riduce la densità dell'elettrolita; infatti l'acido solforico non assolve solamente il compito di trasporto degli ioni, ma partecipa attivamente alle reazioni di carica e scarica

In questi tipi di accumulatori la misura della densità dell'elettrolita è un indice del *SoC*, in quanto la scarica è conclusa quando il materiale attivo su uno dei due elettrodi è esaurito, o quando la concentrazione di acido solforico è troppo bassa.

In carica, le reazioni procedono in senso opposto, in cui i materiali attivi Pb e PbO_2 vengono ripristinati a spese del solfato ed è ripristinata la concentrazione iniziale di acido solforico.

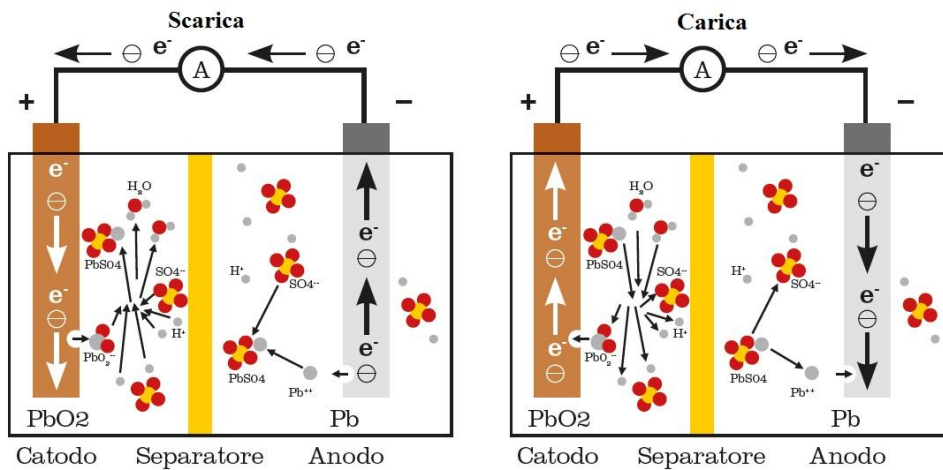
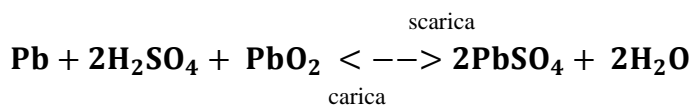


Fig. 2.5 - Cella piombo/acido e reazioni di carica e scarica



Come accennato in precedenza, il rendimento di ricarica è minore a causa di reazioni parassite, sovrapposte alla principale, come la gassificazione. Questo fenomeno si manifesta in prossimità della completa carica e la tensione ai morsetti aumenta oltre un certo valore (tensione di gassificazione). Tale reazione comporta anche il consumo di acqua e la produzione di gas che possono formare miscele potenzialmente esplosive.

La forza elettromotrice (FEM) di una cella al piombo/acido è circa 2 V, e il valore effettivo dipende da fattori come la densità dell'elettrolita, temperatura, *SoC*, corrente, e invecchiamento. Nella pratica, a parità di condizioni di contorno si ottengono curve di tensione in carica e scarica abbastanza ripetitive (Fig.2.6 e Fig. 2.7).

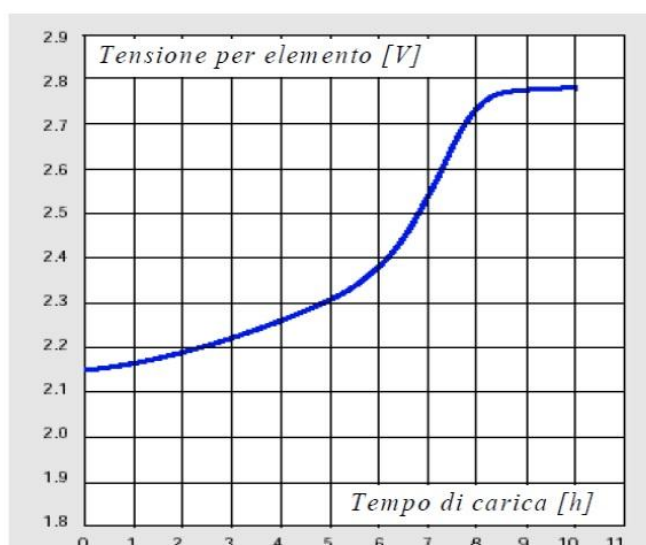


Fig. 2.6 - Curva di tensione in carica di una cella piombo/acido

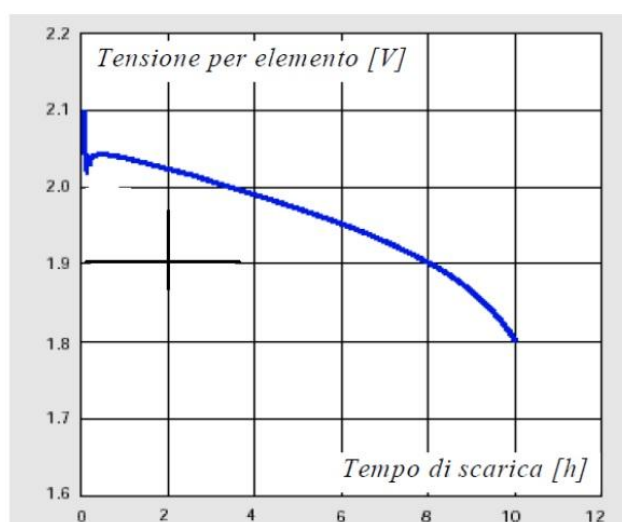


Fig. 2.7 - Curva di tensione in scarica di una cella piombo/acido

Dal grafico della curva di scarica si può notare il fenomeno tipico delle batterie al piombo, detto "colpo di frusta", caratterizzato da un repentino calo di tensione all'inizio della scarica, per poi stabilizzarsi a un certo valore. La causa è legata a un meccanismo chimico sulla piastra positiva durante la scarica. Nella fase iniziale di scarica, l'interazione tra elettrodo e elettrolita determina la formazione di uno strato passivo che aumenta la resistenza interna della cella, e quindi una maggior c.d.t.

Con un corrente di scarica sufficientemente elevata, lo strato passivo viene eliminato dopo un certo tempo e quindi la tensione aumenta nuovamente. [19]

Per ottimizzare peso e ingombro, generalmente si installano in un unico contenitore un certo numero di celle elementare in serie, in modo da ottenere batterie con tensioni nominali di 6 o 12 V.

Dato che la geometria della cella influenza le prestazioni è necessario innanzitutto specificare il tipo di elettrodi, a "piastra piana" o a "tubetto".

Negli elettrodi a "piastra piana" la materia attiva è una pasta spugnosa spalmata su una griglia metallica in piombo addizionato di calcio o antimonio, in modo da ottenere una maggior resistenza meccanica; negli elettrodi a "tubetto" vi è la materia attiva, e la struttura è attraversata da un sottile filo di piombo per l'adduzione della corrente.

Gli accumulatori al piombo possono essere suddivisi in due categorie principali: **VLA** (*Vented Lead Acid*), detti accumulatori aperti, e **VRLA** (*Valve Regulated Lead Acid*), detti ermetici.

I VLA sono caratterizzati da un'apertura che permette la fuoriuscita di idrogeno e ossigeno prodotti in carica durante le reazioni parassite, rendendo quindi necessaria un'adeguata ventilazione se sono installate in ambiente chiuso. Generalmente vengono utilizzate per applicazioni stazionarie e di trazione. E' necessario però rabboccare l'acqua contenuta nell'elettrolita, che si consuma per evaporazione ed elettrolisi. Questi accumulatori garantiscono una lunga vita, sono robusti e affidabili con eccellenti prestazioni cicliche [20]. Inoltre grazie alla trasparenza del vaso lo stato interno della batteria è facilmente monitorabile.

Successivamente, dagli anni '70 sono stati sviluppati gli accumulatori a ricombinazione di gas o ermetici, VRLA.

In questi accumulatori, l'idrogeno prodotto non viene espulso, ma viene convogliato verso la piastra positiva dove si ricombina con l'ossigeno, con formazione di acqua. Gli accumulatori VRLA possono essere suddivise in altre due categorie, **AGM** (*Absorbed Glass Material*) in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto microporoso tipo fibra di vetro, e **GEL** in cui il supporto è tipo gel.

Le batterie AGM ottimizzano il processo di ricombinazione interna del gas, ed essendo ermetiche non necessitano di manutenzione e rabbocco di acqua [20]. Non rilasciano liquidi, non sono pericolose per il trasporto e sono 100% riciclabili.

Anche le batterie al gel non rilasciano liquidi, e risultano eccellenti per applicazioni cicliche e scariche profonde, e sono inoltre resistenti alle alte temperature. Vi sono però alcuni limiti riguardo gli accumulatori VRLA; il primo è dovuto alla forte disomogeneità costruttiva, con conseguenti problemi per installazioni con numerosi connessioni in serie e rami in parallelo (come può essere un sistema di accumulo in rete elettrica), complicandone la gestione in scarica e in carica. Altro limite consiste nel fatto che i gas prodotti si ricombinano completamente fino ad un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno tramite valvole di sicurezza. Questo comporta un graduale consumo dell'elettrolita (dry out), con maggior degrado della batteria.

Nelle VRLA la ricombinazione è esotermica e favorita con temperatura crescente, con rischio del fenomeno della "fuga termica" che, se non interrotto, comporta la distruzione dell'accumulatore. Bisogna quindi porre attenzione, in fase di

installazione, al posizionamento degli accumulatori per favorirne la ventilazione. A causa di questi aspetti, la durata di vita degli accumulatori ermetici è sensibilmente inferiore. Il vantaggio è che consentono potenza ed energia specifica maggiore rispetto i VLA.

I principali parametri tipici sono riportati in Tab. 1.7.

Tabella. 1.7- Parametri tipici delle celle al piombo/acido

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale [V]	2	
Capacità delle celle in commercio [Ah]	1 ÷ 10.000 Ah	
Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 70 ÷ 80	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 20 ÷ 40	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Efficienza energetica [%]	70 ÷ 85	
Efficienza amperometrica [%]	80	Non è unitaria a causa delle reazioni parassite in fase di carica e il suo valore non è costante ma dipende dalle modalità di carica
Autoscarica mensile [%]	1÷2	
Vita attesa DoD 80% [cicli]	800	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/10 C/3	Per applicazioni stazionarie Per applicazioni di trazione
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	10C in scarica C/4 – 1C in carica	In carica il superamento della tensione di gassificazione porta alla produzione di idrogeno e al consumo d'acqua, molto dannoso per le batterie ermetiche
Intervallo di temperatura di lavoro	-20 ÷ 60 °C quando la batteria è carica 0 ÷ 60 °C quando la batteria è completamente scarica	Quando la batteria è scarica la temperatura minima di lavoro è di 0 °C perché l'elettrolita è composto quasi completamente di acqua
Ausiliari	Necessario un sistema di ventilazione con portata d'aria adeguata per evitare l'accumulo di idrogeno nel locale	

2.3 ACCUMULATORI AL LITIO

Gli accumulatori al litio sono una delle tecnologie più promettenti, che ha avuto negli ultimi anni uno sviluppo molto rapido grazie all'uso nella telefonia mobile e in parte per la possibilità di impiego per l'alimentazione di veicoli elettrici; ora l'attenzione si sta spostando anche verso applicazioni stazionarie. La varietà dei campi di applicazione di questa tecnologia, con ampi mercati collegati, ne

garantiscono uno sviluppo continuo e miglioramenti sia in termini tecnici che economici.

Sono caratterizzate da ottime prestazioni in termini di energia e potenza specifica, rendimento elevato e vita attesa molto lunga. Questi vantaggi sono dovuti all'uso del litio che è il metallo con più basso peso atomico, potenziale standard elevato (-3.04 V) e capacità specifica molto alta, pari a 3.86 Ah/kg.

In primo luogo, le batterie al litio si possono distinguere in due categorie:

- Litio metallico
- Litio - ione

Le prime sono caratterizzate da anodo in litio metallico, e elettrolita solido o liquido. La loro diffusione è stata frenata a causa dell'elevata reattività del litio metallico, che le rende potenzialmente pericolose.

Le batterie litio-ione funzionano secondo il principio dell'*intercalation*: vi è l'inserimento degli ioni di litio nel reticolo cristallino, senza che cambi la sua struttura cristallina. Le prestazioni sono inferiori rispetto alle litio metallico, ma essendo l'anodo meno reattivo, sono caratterizzate da maggior sicurezza, che ne ha consentito la loro diffusione a discapito delle prime.

2.3.1 LITIO-IONE

Il catodo solitamente è costituito da ossido litiato di un metallo di transizione (es. LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiMnO_2) che garantisce una struttura a strati nella quale gli ioni litio possono essere estratti o inseriti facilmente.

L'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato e l'elettrolita da sali di litio (LiPF_6 , LiAlCl_4 , LiAsF_6 ecc), disciolti in una miscela di solventi organici. Il litio, come accennato in precedenza, è estremamente reattivo, quindi reagisce violentemente con l'acqua; di conseguenza i materiali utilizzati non devono essere acquosi, ma allo stesso tempo polari per dissolvere i sali di litio [21].

La membrana che separa anodo e catodo è fondamentale per evitare il contatto tra i due e quindi gravi danni. Solitamente vengono utilizzate membrane di polietilene o polipropilene, caratterizzate da spessori sottili (dai 10 ai 30 μm) e buona resistenza meccanica.

La tensione media di scarica è circa 3.6 V, variabile a seconda della tecnologia.

Durante la scarica, gli ioni litio vengono dissociati dall'anodo e migrano attraverso l'elettrolita, inserendosi nella struttura cristallina del catodo. Mediamente 6 atomi di carbonio si legano con un atomo di litio per dar luogo all'intercalazione.

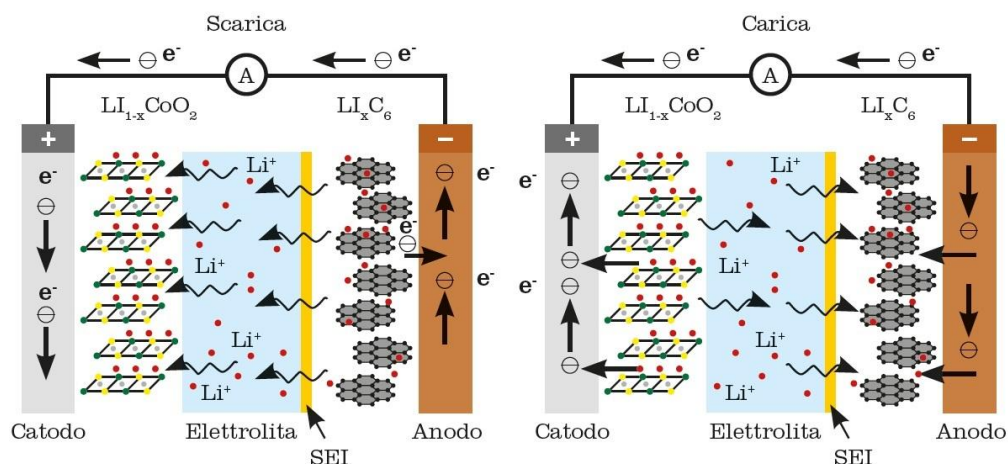


Fig. 2.8- Reazioni di carica e scarica di una cella litio-ioni

L'elettrolita può essere liquido o polimerico. Le celle con elettrolita liquido possono essere realizzate di forma cilindrica, prismatica o a bottone mentre le altre sono costituite da fogli flessibili e pieghevoli, quindi di forma piatta (laminata), che permettono un processo di manifattura semplice e meno costoso. [15]

Le celle prismatiche e cilindriche, cioè ad elettrolita liquido presentano contenitore rigido, semplicità nella costruzione ed assemblaggio ma problemi di dissipazione termica, mentre le celle laminate (elettrolita polimerico o gelificato su matrice polimerica) presentano un contenitore di fogli di alluminio, migliori prestazioni in termini di dissipazione termica, ma delicata realizzazione delle connessioni. [22]

Oltre al materiale elettrolitico, le celle agli ioni di litio si differenziano per i materiali anodici e catodici.

Attualmente, l'elettrodo positivo (durante la scarica il catodo) è il punto più problematico delle celle litio-ione a causa della sua capacità ridotta rispetto agli altri componenti. Si è visto che il litio viene inserito nella cella assieme al materiale attivo catodico, ovvero quei materiali in grado di intercalare reversibilmente all'interno della loro struttura gli ioni litio. Il problema è che questi materiali in genere non hanno conducibilità sufficiente e gli ioni litio giunti all'interfaccia, possono entrare solamente all'interno dei grani che si affacciano su di essa. Per arrivare ai grani posti all'interno dell'elettrodo, nel catodo deve esserci elettrolita, per assicurare una buona conducibilità. Inoltre viene realizzato un cammino continuo di materiale conduttivo in carbone per permettere anche agli elettroni di raggiungere i grani. [21]

Il primo materiale catodico utilizzato è il l'ossido litiato di cobalto (LiCoO_2), che presenta una buona capacità di immagazzinare litio, adeguata stabilità chimica e buona reversibilità elettrochimica. Vi sono però problemi in caso di sovraccarica della cella, che può portare al collasso della struttura del materiale con conseguente

rilascio di una grande quantità di calore; sono state cercate alternative migliori anche a causa della lieve tossicità ed elevato costo del cobalto.

Altri tipi di catodo sono realizzati da ossidi misti a base di nichel/cobalto (LiNiO_2) in modo da migliorarne la capacità specifica, anche se presenta problemi di sicurezza. Aggiungendo Co (5%) e Al (15%) si ottiene il composto LiNiCoAlO_2 , stabile per essere usato in accumulatori e chiamato **NCA**.

Un'altra miscela di materiali attivi prende il nome di **NMC** ($\text{LiNi}_{0.33}\text{Co}_{0.33}\text{Mn}_{0.33}\text{O}_2$) caratterizzato da una struttura molto più stabile dei singoli componenti.

Un altro materiale catodico è a base di manganese (LiMn_2O_2) che pur avendo prestazioni inferiori alla cobaltite, può fornire maggior potenza grazie alla migliore velocità di inserzione dello ione litio nella struttura. Inoltre, a differenza del cobalto e del nichel, il manganese non è tossico, ha un costo minore, ma presenta ciclabilità inferiore.

Più innovativo è l'uso, come materiale catodico, del fosfato litiato di ferro (LiFePO_4), denominato anche **LFP**, che presenta costo minore e maggior sicurezza rispetto ad altre tipologie di ossidi metallici, come conseguenza del basso potenziale elettrochimico. Presenta bassa conducibilità ionica, che comporta un minor flusso di ioni di litio e quindi resistenza interna maggiore, che viene però aumentata grazie a diverse tecniche come il drogaggio dell'ossido con terre rare, realizzazione di ossidi nano-strutturati e rivestimento interno dell'elettrodo con atomi di carbonio.

Vi è il vantaggio di alti tassi di scarica ad impulso (fino a 100C) e in regime di scarica continua, con possibilità di mantenere caratteristiche di erogazione inalterate anche con bassi *SoC* (finestra larga di *SoC*) in modo da ottenere maggior energia utilizzabile a parità di potenza, e durata di vita accettabile anche con regimi piuttosto severi [23].

Negli ultimi anni si stanno diffondendo batterie con anodo in titanato di litio ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$), dette **LTO**, dalla struttura a spinello. Questa nuova generazione di batterie agli ioni di litio utilizza LTO come anodo al posto della grafite e al catodo le altre tipologie viste (NMC, LFP ecc.).

Grazie all'elevato potenziale elettrochimico, non vi sono reazioni parassite tra anodo ed elettrolita, in modo da evitare la formazione del SEI (strato passivante che si forma durante il primo ciclo di carica che influenza numero di cicli, capacità e sicurezza) che nelle celle con anodo in carbonio costituisce un limite ai cicli di vita, potenza massima di carica e temperatura di lavoro.

Per questi motivi, l'LTO presenta tempi di ricarica minori e cicli di vita migliori ma tensione di lavoro minore, circa 1.5 V e quindi minore energia specifica, che può comunque non essere troppo penalizzante per applicazioni in potenza.

Ricapitolando, le principali tecnologie distinte in base al **catodo** sono:

- Ossido di cobalto LiCoO_2 (**LCO**)
- Fosfato di Ferro LiFePO_4 (**LFP**)
- Ossido di manganese LiMn_2O_4 (**LMO**)
- Ossido di cobalto-nichel-manganese $\text{Li}[\text{Ni}_x\text{Mn}_x\text{Co}_x]\text{O}_2$ (**NMC**)
- Ossido di nichel-cobalto-alluminio $\text{Li}[\text{Ni}_x\text{Co}_x\text{Al}_x]\text{O}_2$ (**NCA**)

Distinzione per tipologia di **anodo**:

- Ossido titanato di litio $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ (**LTO**)

Generalmente le batterie al litio sono adatte a cicli di scarica relativamente corti o minori di 4 ore e la loro elevate densità di energia e potenza le rendono particolarmente adatte ad applicazioni come la regolazione di frequenza che prevedono scariche relativamente brevi, con potenza elevata.

E' anche vero però, viste le caratteristiche sopra riportate, che la varietà di soluzioni costruttive consente notevole flessibilità di scelta; ovvero le batterie al litio possono svolgere funzioni diversificate e specializzate. Ad esempio vi sono celle con maggiore potenza specifica, adatte fornire potenza elevata in tempi brevi. Altre con elevata energia specifica, per fornire energia in tempi più lunghi e meno adatte a prestazioni in potenza.

Si può quindi affermare che non esiste un tipo di cella ideale a tutte le applicazioni per le reti elettriche, ma è bene analizzare caso per caso, le prestazioni desiderate.

A questo punto è possibile confrontare prestazioni e caratteristiche delle varie tecnologie di celle al litio per ottenere una panoramica generale (Fig. 2.9 e Tab.1.8).

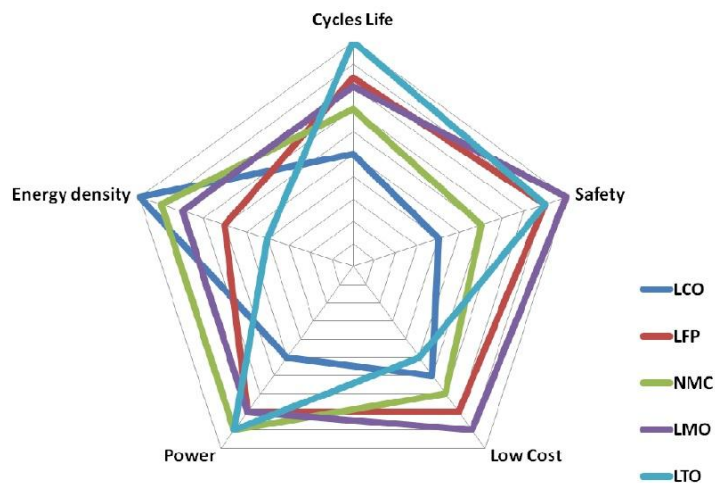


Fig. 2.9 - Stato dell'arte delle diverse tecnologie [22]

Tabella 1.8 - Parametri caratteristici delle principali celle litio-ione [16]

	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Tensione nominale [V]	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
Tipo di catodo	LiNiCoAlO ₂	LiNiCoMnO ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LiMn ₂ O ₄
Tipo di anodo	C	C	C	C	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Potenza [W/kg]	Alta	Buona	Media	Media	Media/Bassa
Energia [Wh/kg]	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
Vita cicli	Buona	Buona	Media	Media	Alta
Vita calendario	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30 °C	Buona
Livello di sviluppo	Matura	Crescita/Matura	Matura	Crescita	Crescita
Sicurezza catodo	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
Sicurezza cella	Scadente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Si nota che per applicazioni *power intensive* le più indicate sono le LFP e LTO, e sono entrambe caratterizzate da una discreta sicurezza e numero di cicli di vita elevati. Essendo 2 tecnologie ancora in fase di crescita, ci si aspettano ulteriori sviluppi delle prestazioni e un calo dei costi (ancora elevati per le LTO).

L'altro filone di celle è caratterizzato da elevata energia specifica, con combinazione di catodi NCA o NMC e anodi in grafite. Esse hanno raggiunto un livello di sviluppo sostanzialmente maturo.

Dopo aver introdotto l'elettrochimica che sta alla base del funzionamento della celle al litio e le varie tecnologie sviluppate, è bene analizzare i parametri che devono essere valutati nel progetto di un sistema di accumulo elettrochimico SdA.

Innanzitutto, un fattore importante è che la capacità [Ah] è quasi indipendente dalla velocità di scarica. Un esempio, riferito a un cella NMC è riportato in Tab. 1.9. [24]

Tabella 1.9 - Capacità di un cella NMC al variare della corrente di scarica

Discharge Current	Capacity (mAh)	% of 1C Capacity
0.2C	2526	-
2.5A	2423	100.0
5A	2406	99.3
10A	2456	101.4
15A	2510	103.6
20A	2494	102.9
25A	2496	103.0
30A	2493	102.9
35A	2455	101.3

I valori di tensioni nominali sono diversi a seconda della tecnologia, ma le curve di scarica presentano andamenti simili, e si vede in Fig. 2.10 e in Fig. 2.11 come, con *rate* di scarica più severi, la tensione cala maggiormente a causa della maggiore caduta di tensione.

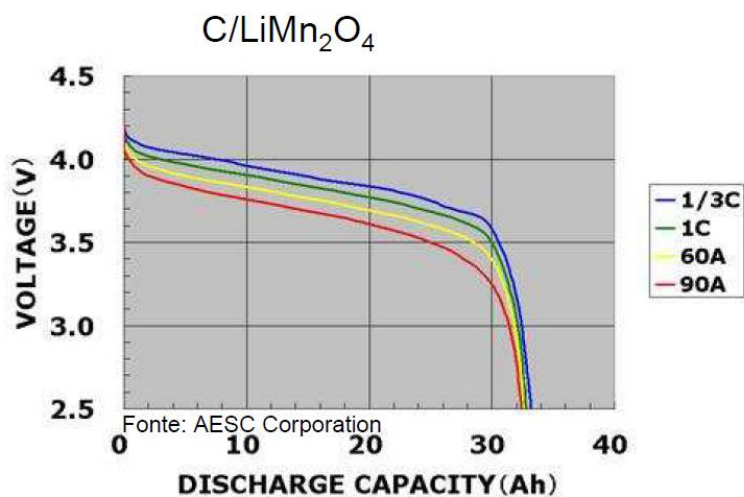


Fig. 2.10 - Tensione di una cella LMO al variare del rate di scarica [23]

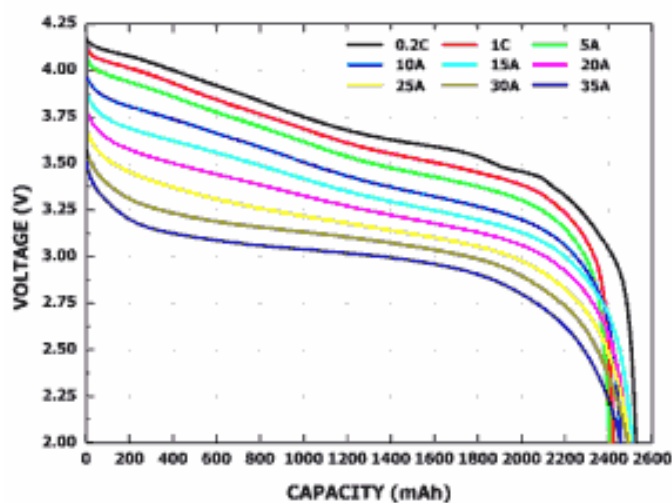


Fig. 2.11 - Tensione di una cella NMC al variare del rate di scarica [25]

Successivamente, è importante valutare i fattori esterni che causano l'invecchiamento della cella, quali:

- temperatura di esercizio;
- profondità di scarica;
- modalità di carica;
- *rate* di scarica.

Conseguentemente a questi fattori, i fenomeni di invecchiamento sono:

- decomposizione dell'elettrolita;
- crescita dello spessore del SEI;
- degradazioni delle connessioni e perdite di contatto
- cambiamenti strutturali degli elettrodi e modificazione della loro superficie attiva.

I principali effetti dell'invecchiamento sono **perdita di capacità, aumento della resistenza interna, diminuzione della potenza specifica.**

Per quanto riguarda il comportamento al variare della temperatura, un suo aumento migliora sensibilmente le prestazioni (in termini di capacità ed efficienza), però influenza l'invecchiamento accelerando i fenomeni parassiti interni e quindi la degradazione della batteria.

La temperatura ottimale di funzionamento e stoccaggio è compresa tra i 10 °C e 30 °C che dovrebbe essere mantenuta con un sistema di condizionamento.

Si considera che la batteria abbia raggiunto la fine della vita utile una volta raggiunto l'80% della sua capacità nominale e a tal riguardo, un aspetto negativo delle celle litio-ione è la progressiva riduzione della capacità, a partire dal momento di fabbricazione della cella, indipendentemente dal numero di cicli di carica/scarica, quindi anche se non viene utilizzata. [25]

Un ulteriore aspetto da valutare riguarda la gestione delle batterie costituite da collegamenti in serie e/o parallelo di più celle, come nel caso di grosse applicazioni stazionarie. E' necessario l'uso di sistemi di bilanciamento delle tensioni di cella (BMI - *Battery Management Interface*) per evitare che alcune celle lavorino a valori di tensione non ammissibili, con conseguenti problemi legati alla sicurezza. Questi sistemi hanno un forte impatto sui costi e affidabilità della batteria.

Attualmente, nonostante lo sviluppo tecnologico raggiunto, uno dei più grandi ostacoli delle batterie al litio è la sicurezza. L'elevata densità di energia delle celle e l'infiammabilità del litio, con presenza di ossigeno, si traduce nel fatto che la cella può surriscaldarsi o addirittura incendiarsi. Le cause possono essere varie: surriscaldamento esterno, sovraccarica, sovra-scarica e alte correnti di ricarica. E' bene quindi adottare una corretta gestione della batteria, come ad esempio limitare il *DoD*.

In Tab. 1.10, sono riportati i *range* di valori generali degli accumulatori al Litio

Tabella 1.10- Parametri tipici delle celle litio-ione

Parametro	Valore Tipico	Commento
Capacità delle celle [Ah]	0,1 ÷ 10.000	Le celle in commercio coprono un ampio range di capacità, ma le celle maggiormente diffuse hanno una capacità tipica dell'ordine dei 10 Ah
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 3.000	Questi parametri sono influenzati dai materiali elettrodi oltre che dalla realizzazione della cella, che può essere in potenza o in energia
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 180	
Efficienza energetica [%]	80 ÷ 95	
Efficienza amperometrica [%]	100	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/3 ÷ 2 C	Le celle possono essere realizzate per applicazioni in potenza o in energia, e presentano valori di corrente differenti
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	1C ÷ 100 C in scarica C/2 ÷ 10 C in carica	
Autoscarica mensile [%]	< 1	
Vita attesa DoD 80% [cicli]	1.500 ÷ 5.000	Dipende dalla tipologia di cella
Range di temperatura di lavoro	-30 ÷ 60 °C in scarica 0 ÷ 60 °C in carica	Le celle con elettrodi in grafite non permettono la carica a temperature inferiori a 0 °C , mentre l'anodo in titanato di litio garantisce un intervallo di temperatura in carica più ampio (fino a -30 °C)
Ausiliari necessari	Sistema di bilanciamento BMS	Il sistema di condizionamento della temperatura è opzionale per queste celle, anche se la presenza di tale dispositivo risulta molto utile

E' bene evidenziare che il regime di scarica tipico copre una vasta gamma di possibilità, da C/3 a 2C, come la massima corrente in scarica da 1C a 100C (per brevi periodi), e in carica da C/2 a 10C (per brevi periodi).

2.3.2 CONFRONTO ACCUMULATORI AL LITIO E AL PIOMBO

Confrontando le prestazioni delle batterie al litio con quelle al piombo, una cosa che si nota immediatamente è la densità di energia e di potenza nettamente superiore delle prime, con valori attorno ai 1000 W/kg (è possibile superare i 2000 W/kg) e 100 Wh/kg (sino a oltre 200 Wh/kg). Le batterie al piombo presentano invece densità di potenza e di energia fino a 80 W/kg e 40 Wh/kg, per le celle VRLA.

Confrontando la capacità al variare del tempo di scarica, le piombo acido mantengono prestazioni in scarica confrontabili solo con scariche molto lente (>10h). Le batterie al litio mantengono la capacità oltre il 90% del valore nominale anche con scariche veloci, mentre quella delle celle piombo/acido scende sotto il 40% del valore nominale con scarica a 30 minuti.

Una capacità pressoché invariata con il *rate* di scarica semplifica decisamente la gestione della batteria e il calcolo del *SoC*.

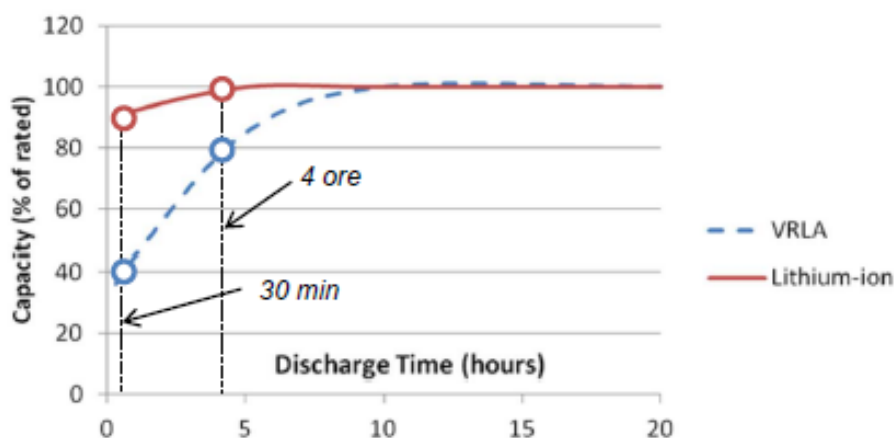


Fig. 2.12 - Confronto dell'effetto del tempo di scarica sulla capacità

Per quanto concerne la vita utile, in Fig. 2.13 si osserva che una batteria VRLA (AGM) deve avere una capacità almeno 2,5 volte maggiore per avere lo stesso numero di cicli di una al litio; infatti una cella al piombo con *DoD* = 30% presenta un numero di cicli paragonabile a una cella al litio con *DoD* = 75%.

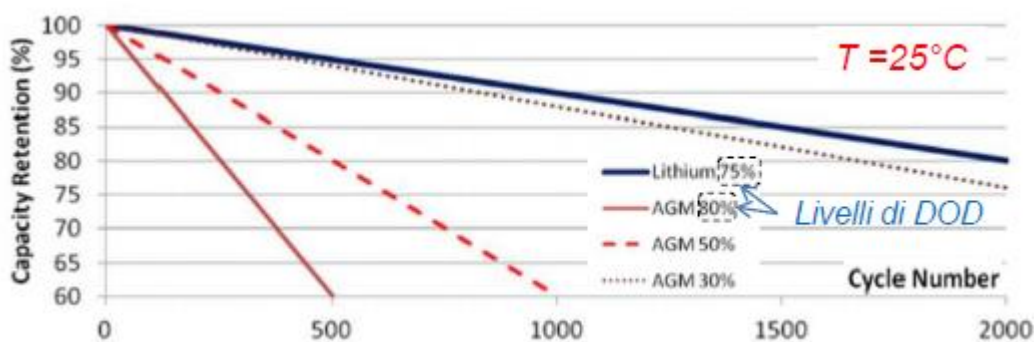


Fig. 2.13 - Confronto della vita utile (cicli) tra batterie al piombo e al litio

L'autoscarica mensile è minore rispetto alle celle piombo/acido, con valori inferiori all'1 %, e la vita attesa decisamente maggiore, da 1500 a 5000 cicli con *DoD* 80% a seconda della tecnologia considerata. Inoltre parametri come la vita ciclica della batteria sono in continuo miglioramento grazie al progresso tecnologico.

Infine, gli accumulatori al litio presentano rendimento amperometrico unitario, contro l'80% delle piombo-acido, a causa di reazioni parassite in fase di carica, come spiegato in precedenza. [23]

2.4 ACCUMULATORI SODIO/CLORURO DI NICHEL

Le batterie sodio/cloruro di nichel (ZEBRA: *Zero Emission Battery Research Activity*) appartengono alla famiglia delle batterie "ad alta temperatura" (come le sodio/zolfo NaS), caratterizzate dalla temperatura di lavoro della cella sull'ordine dei 300 °C. Temperature così elevate sono necessarie per mantenere gli elettrodi allo stato fuso e aumentare la conducibilità ionica dell'elettrolita.

Catodo: Cloruro di nichel (NiCl_2) per garantire una struttura porosa.

Anodo: Sodio, caratterizzato da alto potenziale di riduzione, abbondante in natura e costo contenuto.

Elettrolita: ceramico (solido) formato da β -allumina drogata con ossidi, in modo da conferire una struttura in cui si muovono gli ioni di sodio. La temperatura di esercizio si attesta attorno ai 250-300° C in quanto la conducibilità ionica agli ioni sodio della β -allumina aumenta significativamente a partire da 200°C. Inoltre, grazie alla sua struttura cristallina, l'elettrolita consente il passaggio solamente agli ioni sodio e non agli elettroni, e può essere utilizzato come separatore tra anodo e catodo, evitando il fenomeno dell'autoscarica [26].

A seguito sono riportati la struttura di una cella sodio/cloruro di nichel e le reazioni di carica/scarica.[15]

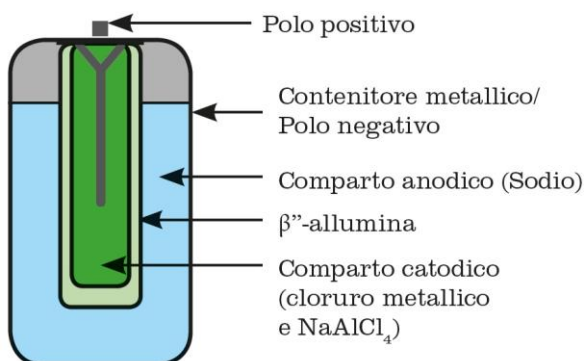


Fig. 2.14 - cella sodio/cloruro di nichel

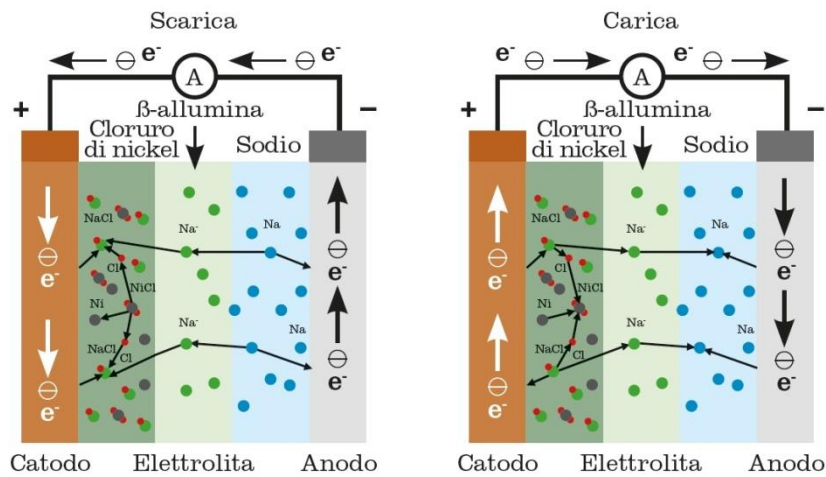
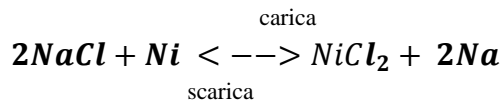


Fig. 2.15 - Reazioni di carica scarica di una cella sodio/ cloruro di nickel



Durante la scarica, il sodio viene ossidato liberando elettroni e gli ioni sodio, tramite l'elettrolita, migrano verso il catodo, dove gli elettroni provenienti dal circuito esterno riducono il cloruro di nickel, formando cloruro di sodio e nickel. Durante la carica sussistono le stesse reazioni in senso inverso .

La tensione nominale di cella è 2.58 V (alla temperatura di 300°C).

A livello di cella, la forma costruttiva è a parallelepipedo, come esposto in Fig.2.16.

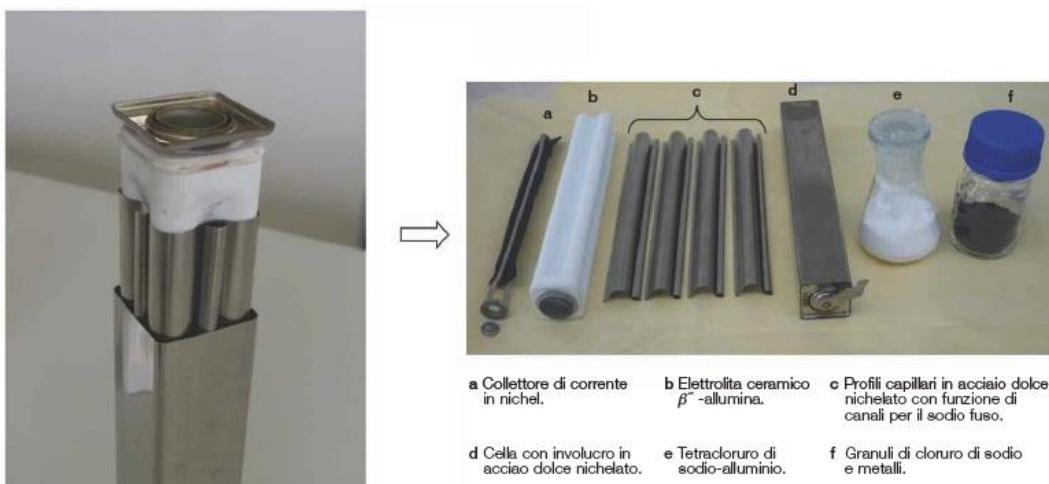


Fig. 2.16 - Forma costruttiva della cella ed elementi base

Il modulo è costituito da celle connesse in serie/parallelo per ottenere tensione ed energia desiderate; un esempio è riportato in Fig.2.17, in cui è possibile individuare

le celle e il riscaldatore, racchiusi da un contenitore termicamente isolato per ridurre la dispersione termica. E' presente inoltre il BMS (*Battery Management System*), che supervisiona il funzionamento del modulo, confrontandone i parametri con altri precedentemente impostati. [27]

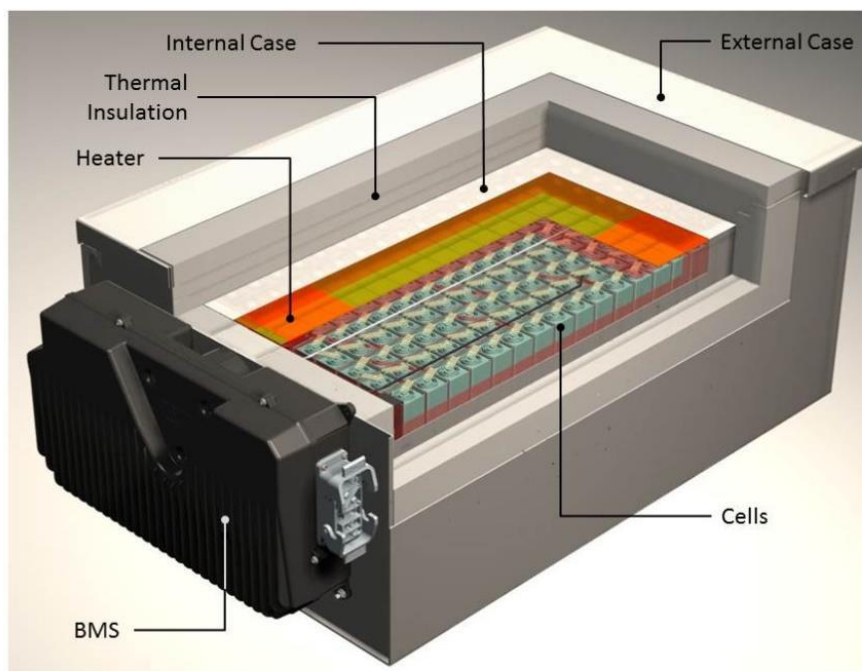


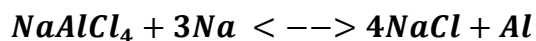
Fig. 2.17 - Configurazione di un modulo

Nella prima generazione di batteria Sonick nell'elettrodo positivo vi è solamente cloruro di nichel, e il tubo di beta allumina è di sezione circolare (quest'ultimo influisce sulla resistenza interna della batteria). In seguito, per migliorare le prestazioni della cella sono state adottate 2 soluzioni:

- sezione a quadrifoglio del tubo di beta allumina, che consente di ridurre la resistenza interna della batteria;
- inserimento di una certa quantità di cloruro di ferro FeCl_2 , in modo da ottenere la potenza erogabile il più possibile indipendente dalla profondità di scarica. In questo modo è stata inserita una "seconda chimica" nella cella. [19]

La temperatura di esercizio di 250-300 °C viene mantenuta durante la scarica dalle reazioni esotermiche interne alla batteria e dalle perdite per effetto Joule, mentre in scarica tende a raffreddarsi quindi necessita, come accennato in precedenza, di riscaldamento e isolamento termico.

Un vantaggio rispetto alle batterie della stessa famiglia (sodio/zolfo), è la ridotta pericolosità in caso di rottura del separatore ceramico, in quanto vi è una reazione tra sodio e tetracloroalluminato di sodio (NaAlCl_4) che passiva parzialmente il catodo. Questo porta alla formazione di sale e alluminio secondo la reazione:



L'energia liberata è moderatamente esotermica e genera prodotti di reazione solidi e non corrosivi; inoltre l'alluminio cortocircuita la cella e permette alla batteria di funzionare a tensione ridotta. Durante il normale funzionamento il tetracloroalluminato di sodio non partecipa alla reazione principale, ma interviene in caso di rottura della β -allumina. Nelle batterie sodio/zolfo invece, in caso di rottura del separatore vi è contatto diretto tra sodio e zolfo, che comporta una reazione fortemente esotermica.

Vi è autoscarica solamente quando il sistema di riscaldamento è attivo e il sistema non è connesso alla rete. Ciò determina la scarica in circa 6 giorni e quindi costringe a mantenere la batteria sempre connessa alla rete per alimentare il sistema di riscaldamento (bisogna considerare l'energia consumata per mantenere la batteria alla temperatura di funzionamento).

Le prestazioni sono riassunte in Tab.1.11.

Tabella 1.11 - parametri prestazionali tipici per le celle sodio /cloruro di nichel

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale di cella [V]	2,58	La tensione nominale indicata è riferita ad una temperatura di 300 °C
Capacità delle celle [Ah]	32	
Potenza specifica [W/kg]	170	Il modulo in potenza presenta una potenza specifica di 100-120 W/kg
Energia specifica [Wh/kg]	160	Il modulo in energia presenta un'energia specifica di 90-120 Wh/kg
Efficienza energetica [%]	90	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 2 ore. Aumentando il regime di scarica, il rendimento si può ridurre al 70%
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	0	L'autoscarica è nulla, poiché la ceramica è un buon isolante. Nel modulo l'autoscarica determinata dal sistema di riscaldamento attivo e dalla mancata connessione alla rete determina la scarica della batteria in circa 6 giorni
Vita attesa a 80% DoD [cicli]	2.500 ÷ 3.000	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/2	
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	4C in scarica 2C in carica	La massima corrente di carica e scarica può essere elevata, ma è limitata dal sistema di supervisione e controllo del modulo
Intervallo di temperatura di lavoro	240 ÷ 320 °C	La singola cella lavora ad alta temperatura Il modulo completo coibentato e dotato di sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura ambiente
Ausiliari necessari	Sistema di riscaldamento e raffreddamento, BMS	

La tecnologia sodio/cloruro di nichel possiede elevata capacità specifica (120 Wh/kg), lunga vita utile (fino 2500-3000 cicli testati con 80% *DoD*), assenza di manutenzione e di fenomeni corrosivi all'interno della batteria. Anche il rendimento energetico è molto elevato, con valori attorno all'80-93% a seconda del ciclo di lavoro [26].

Esse lavorano al meglio con scariche superiori alle 3 ore, fornendo la massima potenza continuamente. Alla luce di queste sue proprietà, è maggiormente indicata per applicazioni in energia; difatti presenta prestazioni in potenza migliori rispetto agli accumulatori al piombo, ma non paragonabili a quelle del litio.

2.5 CONSIDERAZIONI E SCELTE PER L'ANALISI

Per un servizio in potenza come la regolazione primaria di frequenza, in cui è richiesta un'elevata potenza in tempi brevi, la tecnologia che risulta più adatta è quella al Litio.

La scelta è inoltre rafforzata dal continuo calo dei prezzi e miglioramento delle prestazioni di questa tecnologia (soprattutto in termini di vita utile), grazie al crescente utilizzo nei dispositivi portatili (smartphone, notebook ecc.) e il rinnovato interesse negli ultimi anni alla mobilità elettrica.

Le batterie al piombo e Sodio/cloruro di Nichel si prestano meglio per applicazioni *energy intensive*, inoltre le prime hanno vita breve se confrontate con quelle al litio, e le seconde sono ancora poco diffuse, quindi i prezzi sono inevitabilmente più elevati.

Con queste considerazioni, le simulazioni viste in seguito saranno basate solamente su batterie al Litio.

2.6 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICI

In letteratura è possibile trovare diversi studi che trattano di regolazione primaria di frequenza e SdA elettrochimici ed è bene accennare cosa già è stato visto e i risultati ottenuti.

Un articolo di ricerca riporta uno studio del Politecnico di Milano in cui un SdA elettrochimico è stato integrato ad un impianto GD alimentato da pannelli fotovoltaici da 200 kW nominali. Il SdA è stato dimensionato considerando potenza di riserva primaria pari al 3% P_n e seguendo le prescrizioni ENTSO-E secondo le quali la potenza massima in regolazione deve essere erogata con continuità per 15 minuti. Anche la curva di regolazione è quella prescritta da ENTSO-E (Fig.2.19).

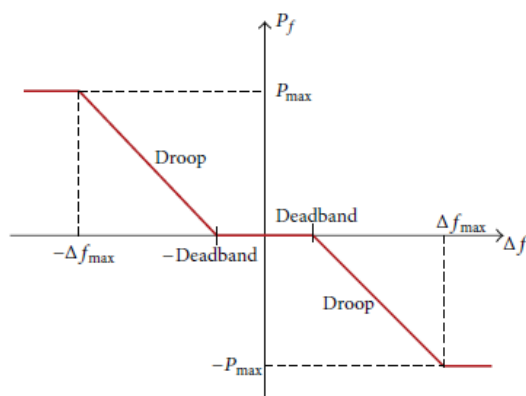


Fig. 2.18 - Curva di regolazione primaria di frequenza

Lo scopo dello studio è verificare l'impatto dell'onere di regolazione primaria sul SdA e come variano gli effetti ad es. impostando valori diversi della banda morta, statismo, e gestione differente del *SoC*, ma senza alcun riferimento ad un'analisi economica.

Si osserva che incrementando il valore di banda morta il numero di scariche si riduce fortemente; stessa cosa incrementando lo statismo in quanto il sistema partecipa meno alla regolazione primaria.

Sono stati inoltre analizzati i risultati con una funzione che ristabilisce il *SoC* al 50% quando la frequenza è entro la banda morta. L'utilità di questa gestione del *SoC* è stata confermata dal fatto che il *SoC* minimo impostato viene raggiunto meno frequentemente, a discapito della vita della batteria, che viene maggiormente stressata. Per i risultati completi si rimanda al riferimento bibliografico [2].

Altri articoli confrontano diverse strategie di gestione delle batterie [28] [29], non facendo però riferimento strettamente alle indicazioni imposte dal gestore di rete, cosa che invece dovrà essere fatta per un impianto reale.

Uno studio elaborato da RSE (Ricerca Sistema Energetico), congiuntamente con ANIE Energia, [30] evidenzia le opportunità di installazione che un SdA elettrochimico può offrire a sostegno delle regolazione primaria di frequenza. Inizialmente è stato valutato un modello di SdA completamente asservito alla regolazione primaria, sotto diverse ipotesi (come nei casi precedenti, valori diversi di banda morta, frequenza per cui si ha la saturazione della potenza delle batterie, e diversa gestione del *SoC*), valutando energia erogata e numero di cicli equivalenti di carica/scarica. E' stata poi effettuata una valutazione economica sulla base della remunerazione prevista dalla normativa vigente (esposta in questa sede al capitolo 1) ottenendo ricavi ben lontani da coprire il costo del SdA.

Anche uno studio danese visibile al riferimento bibliografico [31] giunge alla conclusione che è necessario un assetto di remunerazione diverso per ottenere tempi di rientro e ricavi accettabili.

E' stato pensato allora, con riferimento a [30], di considerare l'ipotesi di integrare un SdA ad un'unità di produzione, analogamente a questo lavoro di tesi, ma considerando un impianto a carbone e poi un impianto eolico. La valutazione si sposta quindi sul tempo necessario per ripagare l'investimento grazie alla quota di producibilità che sarebbe destinata a garantire la riserva primaria.

Per l'impianto eolico è stato ottenuto a seguito di una semplice analisi un tempo di rientro di investimento di quasi 3 anni. Questo giustifica, con riferimento alla remunerazione attuale, di spostare l'attenzione solamente su SdA destinati a togliere l'onere di regolazione primaria ad altri impianti di produzione, ed effettuare uno studio più approfondito.

3 CASO DI STUDIO

3.1 CENTRALI IDROELETTRICHE AD ACQUA FLUENTE

Un impianto idroelettrico converte il movimento di masse d'acqua in energia elettrica ed è costituito da opere civili ed idrauliche (diga o traversa di sbarramento, sistema di presa, vasca di carico, opere di convogliamento e di restituzione, condotte forzate, edificio della centrale) e da macchinari elettromeccanici (turbine idrauliche, generatori elettrici, quadri elettrici, sistemi di comando). [32]

Gli impianti idroelettrici si possono classificare in base alla loro capacità di regolare l'utilizzo dell'acqua nell'impianto, che dipende sostanzialmente dalla sua *durata di invaso*, ovvero il tempo per fornire al serbatoio un volume di acqua pari alla sua capacità utile, considerando la capacità media annua del corso d'acqua. Si suddividono quindi in 2 grandi categorie:

- impianti ad **accumulo**: sono dotati di serbatoio (naturale o artificiale) che permette di regolare il flusso d'acqua e quindi l'energia elettrica generata. Si parla di impianti a **serbatoio** se la durata di invaso è maggiore o uguale a 400 ore, se invece è minore di 400 ore e maggiore di 2 ore sono definiti impianti a **bacino**.
- impianti ad **acqua fluente**: non hanno serbatoio (o serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore) e sono generalmente posizionati lungo corsi d'acqua, quindi la loro produzione dipende dalla portata del fiume o canale e non vi è capacità di regolare il flusso d'acqua in turbina.

Vi è un'altra classificazione in base alla potenza installata, che in Italia corrisponde a:

- Grandi impianti ($P > 10$ MW)
- Piccoli impianti ($1 < P \leq 10$ MW)
- Mini impianti ($0,1 < P \leq 1$ MW)
- Micro-impianti ($P \leq 0,1$ MW)

A livello Europeo l'ESHA (*European Small Hydropower Association*) definisce *Mini impianti* quelli di potenza inferiore a 10 MW.

Un impianto idroelettrico ad acqua fluente genera energia elettrica in modo totalmente dipendente dalla disponibilità d'acqua nel corpo idrico; se il corso d'acqua è in magra e la portata scende al di sotto della portata minima di funzionamento della turbina idraulica, la produzione cessa.

Per gli impianti a medio e alto salto si ricorre a sbarramenti per deviare l'acqua, che poi viene convogliata alle turbine tramite la condotta forzata. Dato che le condotte forzate sono molto costose, un'alternativa è quella di addurre l'acqua per mezzo di un canale a bassa pendenza che segue il fiume sino a un bacino di carico e da qui, tramite una condotta forzata breve, l'acqua va in turbina.

L'acqua in scarico dalla turbina viene re immessa nel fiume attraverso un canale di restituzione.

Con un piccolo invaso creato tramite sbarramento è possibile immagazzinare una quantità d'acqua per garantire il funzionamento dell'impianto nelle ore di punta, quando la domanda di energia elettrica è maggiore e quindi lo è anche il valore dell'energia venduta.

Gli impianti a basso salto sono tipicamente realizzati presso l'alveo (letto) del fiume ed è possibile ricorrere a 2 soluzioni tecniche. La prima consiste nel derivare l'acqua fino all'ingresso delle turbine mediante una breve condotta forzata, analogamente agli impianti ad alto salto.

La seconda è quella di creare il salto mediante un piccolo sbarramento, equipaggiato con paratoie a settore e nel quale sono inserite l'opera di presa, la centrale, e la scala di risalita per i pesci (Fig. 3.1). [33]

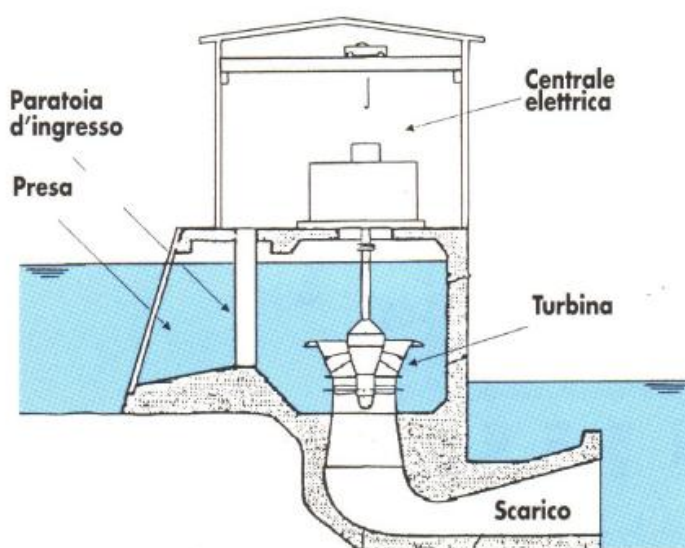


Fig. 3.1 - Impianti a basso salto integrato in uno sbarramento

E' bene introdurre le principali tipologie di turbine idrauliche in quanto la regolazione di frequenza è legata, come visto in precedenza, alla regolazione di velocità del gruppo turbina - alternatore.

Le turbine idrauliche hanno lo scopo di trasformare l'energia potenziale e cinetica dell'acqua in energia meccanica di rotazione, per mezzo di 2 meccanismi fondamentalmente diversi:

- Nelle turbine dette "a reazione", la pressione dell'acqua agisce direttamente sulla superficie delle pale, diminuendo di valore man mano che avanza. La cassa della turbina deve essere robusta a causa della pressione a cui è sottoposta, uguale a quella di monte dell'acqua, con ruota completamente sommersa. Le turbine a reazione sono le Francis e Kaplan.

In particolare, le turbine Francis (presenti nell'impianto in esame) presentano giranti a pale fisse e distributore a pale regolabili, raffigurato in Fig. 3.2. Il distributore mobile ha la funzione di regolare la portata d'acqua in ingresso e adattare l'angolo di ingresso del flusso a quello delle pale della girante.

Le turbine Francis possono anche sfruttare salti non molto elevati, da 10 metri fino a 300-400 m, e portate d'acqua più consistenti, da 2-3 m³/s fino a 40-50 m³/s. [32]

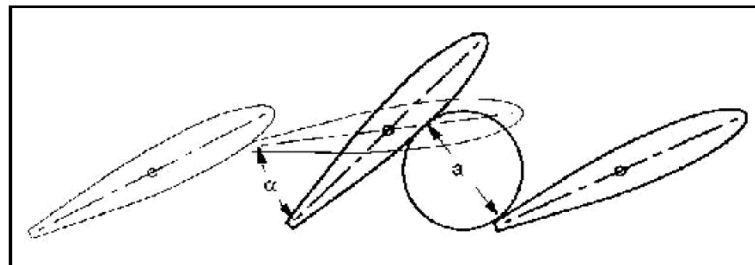


Fig. 3.2 - Principio di funzionamento del distributore di una turbina Francis

- Nelle turbine "ad azione", come la Pelton (anch'essa presente nell'impianto in esame), la vena liquida viene proiettata ad alta velocità alle pale, montate sulla periferia della girante, tramite un ugello (Fig. 3.3). Ogni ugello crea un getto, la cui portata è regolata da una valvola a spillo. Vi è inoltre un tegolo deflettore, per deviare più rapidamente il getto d'acqua (es. in caso di fermo d'emergenza delle turbine ed evitare che la girante vada in fuga).

In questo tipo di turbine l'energia potenziale si trasforma totalmente in energia cinetica. L'acqua che ha colpito le pale, cade nel canale di scarico con una piccola energia residua, quindi la cassa può essere leggera, e ha l'unico scopo di evitare la fuoriuscita dell'acqua e danneggiamenti.

Vengono solitamente utilizzate per salti superiori a 60 m sino a oltre 1000 m.

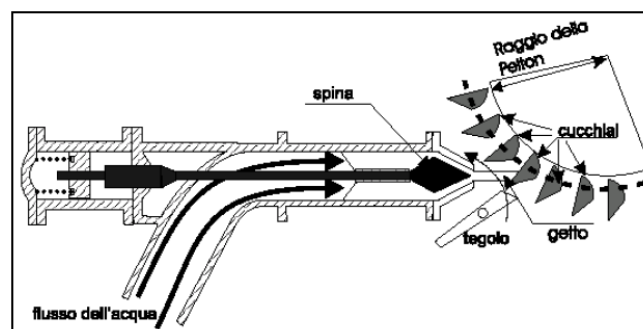


Fig. 3.3 - Sezione trasversale di un ugello con deflettore

A seguito è riportata la produzione di energia da centrali idroelettriche in Italia suddivisa secondo le classi di potenza (grandi, piccoli e mini impianti).[34]

Si osserva che 44404 GWh su un totale di 58545 GWh provengono dai grossi impianti di potenza maggiore di 10 MW (Fig. 3.4).

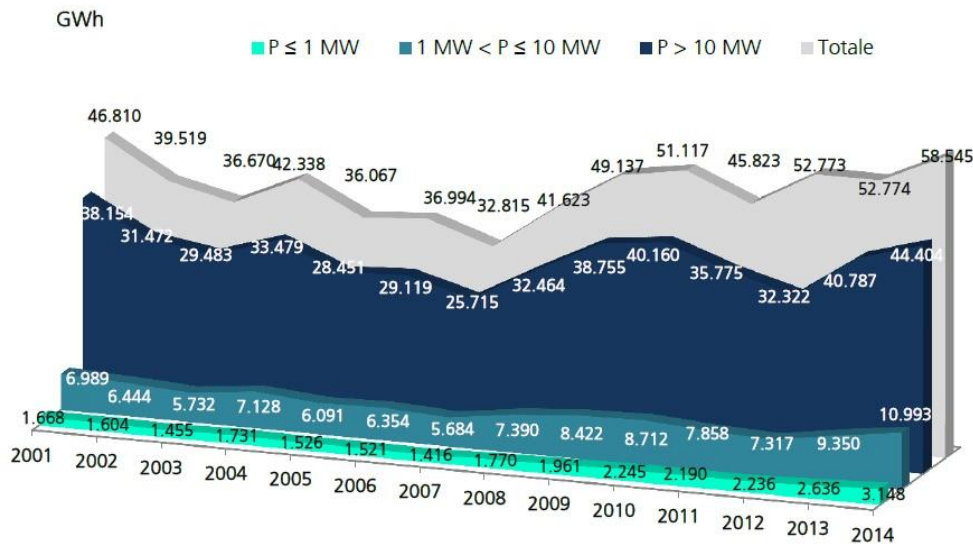


Fig. 3.4 - Produzione idroelettrica suddivisa per classi di potenza

Dato che il caso di studio riguarda gli impianti ad acqua fluente, è utile valutare il loro contributo separatamente dalle altre tipologie.

Questi ultimi sono quelli che maggiormente contribuiscono alla produzione totale idroelettrica in Italia, come si può ben vedere in Fig. 3.5. Infatti nel 2014 il 43,8% dell'energia prodotta proviene da questi tipi di impianti, anche se rappresentano solamente il 28,2% della potenza installata.

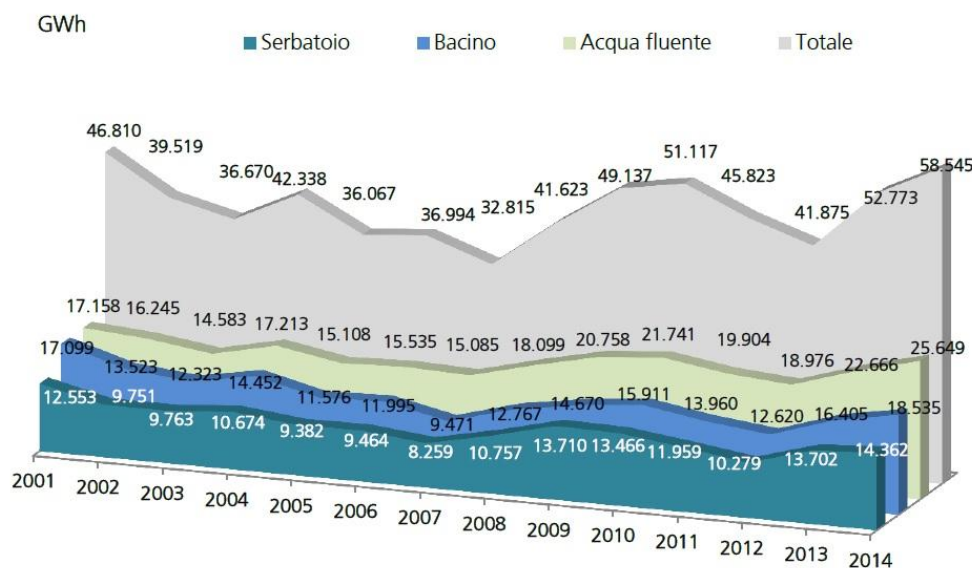


Fig. 3.5 - Produzione idroelettrica suddivisa per tipologie di impianto

Dal grafico in Fig. 3.6, che riporta la produzione idroelettrica sia in base alla potenza che alla tipologia dell'impianto, risalente al 2009, si evince che essa è data principalmente dai grandi impianti con potenza maggiore di 10 MW, con una produzione del 79% sul totale, e contributo pressoché identico per le tre tipologie (35% impianti a bacino, 34% serbatoio e 32% acqua fluente). [32]

Per quanto concerne invece la produzione idroelettrica da piccoli impianti, si osserva che la gran parte deriva da quelli ad acqua fluente.

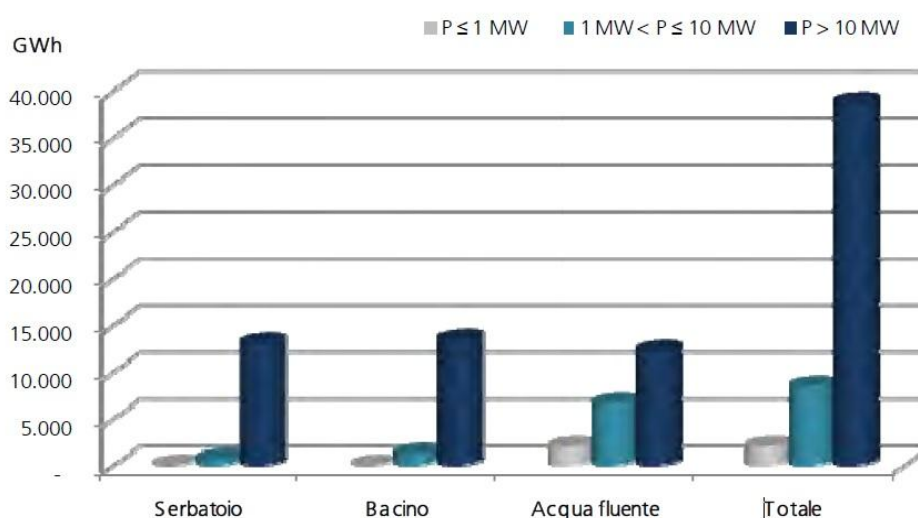


Fig. 3.6 - Produzione idroelettrica suddivisa per tipologie di impianto e classi di potenza

3.1.1 CENTRALE IDROELETTRICA IN ESAME

L'impianto in esame è composto da 3 gruppi di generazione:

- n.1 turbina Pelton ad asse verticale, di potenza nominale pari a 2358 kW, con generatore sincrono a poli salienti, di potenza apparente nominale 2620 kVA e fattore di potenza nominale pari a 0,9
- n.2 turbine Francis ad asse orizzontale, di potenza nominale pari a 5220 kW, con generazione sincrono a poli salienti, di potenza apparente nominale di 5800 kVA

La potenza apparente nominale totale è di 14220 kVA, mentre la potenza attiva nominale risulta di 12798 kW.

I gruppi di generazione sono connessi ad un trasformatore elevatore, il quale eleva la tensione dai 6,3 kV di generazione, a 132 kV.

3.2 DIgSILENT POWERFACTORY

Ai fini di valutare la prestazione dinamica in regolazione primaria di frequenza, prima della sola centrale idroelettrica, e poi della centrale idroelettrica con il SdA integrato, è stato realizzato un modello con il software commerciale DIgSILENT *Powerfactory*.

3.2.1 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

DIgSILENT (acronimo di **DIgitalSIMuLation of Electrical NeTworks**) *Powerfactory* è un software per simulazione e studio di reti elettriche.

Con DIgSILENT *Powerfactory* è possibile inserire elementi grafici che rappresentano gli elementi di rete, attraverso la GUI (*Grafical User Interface*).

L'utilizzo di un singolo database dotato di tutti i componenti che possono comporre un sistema elettrico (quali generatori, linee, trasformatori, controllori, batterie, convertitori statici ecc.) permette al software di eseguire tutte le funzioni di simulazione in un singolo ambiente di lavoro, come il calcolo dei flussi di potenza, cortocircuiti, coordinamento protezioni, simulazioni dinamiche ecc.

Per studiare la risposta del generatore sincrono e del SdA, a seguito di una variazione di frequenza, determinata (ai fini dell'analisi) da un distacco o inserzione di carico, è necessario ricorrere a funzioni in grado di simulare il comportamento dinamico nel dominio del tempo.

I transitori nei sistemi elettrici di potenza possono essere di breve durata (transitorio elettromagnetico), di media durata (transitorio elettromeccanico) e di lunga durata.

Le simulazioni disponibili su DIgSILENT *Powerfactory* sono:

- *Symmetrical Steady-State RMS*, la quale considera solamente le componenti fondamentali di tensioni e correnti. Sono utilizzate per transitori di media e lunga durata.
- *Three-Phase RMS*, nel caso di condizioni di asimmetria, ad esempio guasti non simmetrici.
- *Three-Phase EMT*, per lo studio di transitori elettromagnetici, quindi di breve durata, rappresentando tensioni e correnti con i loro valori istantanei.

Prima di procedere con la simulazione, DIgSILENT analizza le condizioni iniziali degli elementi di rete, tramite il calcolo del *load flow*, per verificare che le derivate di tutte le variabili di stato siano nulle. Successivamente si può procedere con la simulazione, impostando la durata e il passo di integrazione.

Le inserzioni e distacchi di carico vengono introdotte nella simulazione tramite degli eventi, detti *switch-events*.

E' utile descrivere brevemente i vari componenti utilizzati per il modello della centrale idroelettrica e per il SdA elettrochimico.

3.2.1.1 Modello della macchina sincrona

Per le simulazioni dinamiche, il software descrive la macchina sincrona tramite la trasformazione dqY (trasformazione di Park), facendo riferimento ai circuiti equivalenti di asse diretto *d-axis*, e in quadratura *q-axis*.

Il circuito equivalente di asse diretto descrive lo smorzamento e l'avvolgimento di eccitazione. Mentre per l'asse in quadratura vi sono modelli, uno per macchine a poli salienti e uno per macchine a rotore avvolto.

Per maggiori informazioni sul modello matematico, si riporta alle *Techref* di *Powerfactory*. [35]

Tale modello viene implementato in un elemento grafico (*ElmSym*) entro cui è possibile inserire tutti i dati della macchina sincrona a disposizione. Un esempio è riportato in Fig. 3.7.

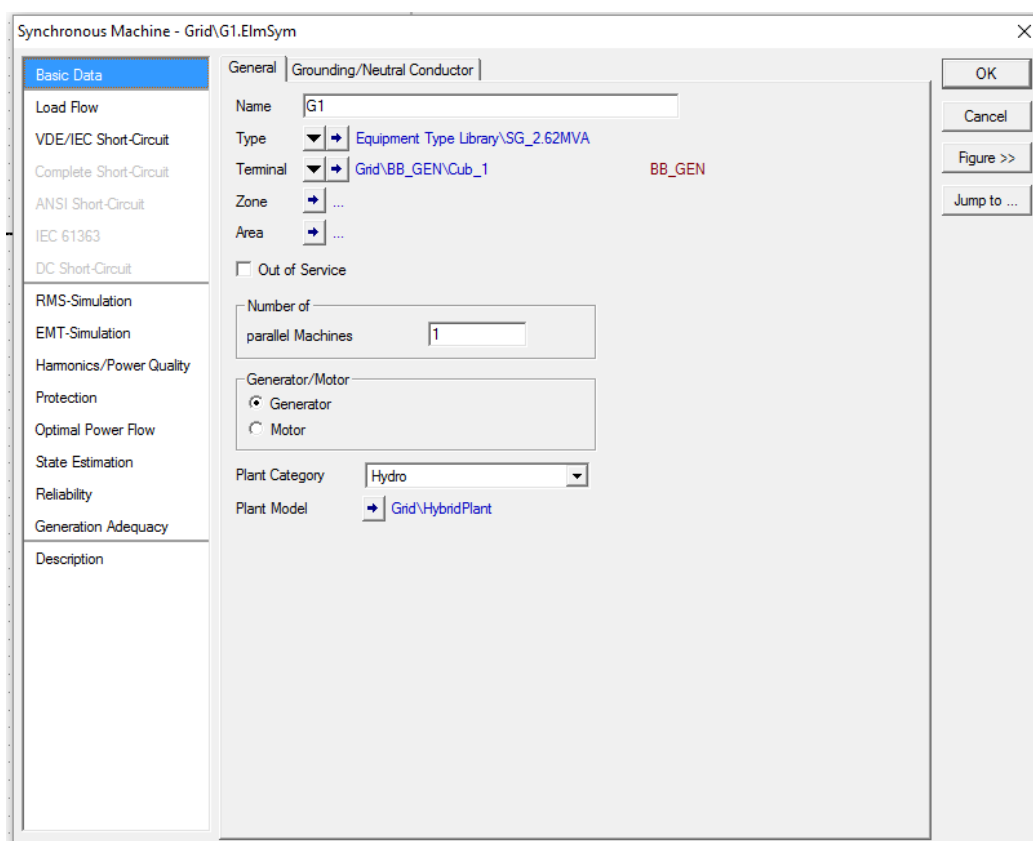


Fig. 3.7– Interfaccia grafica entro cui inserire i dati del generatore sincrono

Input e output del modello dinamico sono riportati in Fig.3.8, e descritti in Tab. 3.1:

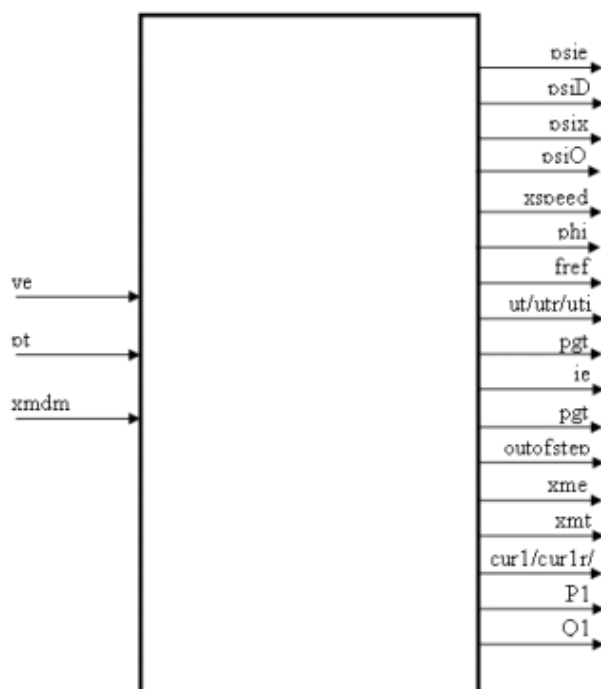


Fig. 3.8– Input e output del modello della macchina sincrona per simulazioni RMS

Tab. 3.1– Definizione degli input e output del modello della macchina sincrona per simulazioni RMS

Parameter	Symbol/Equation	Description	Unit
Ve		Excitation Voltage	p.u.
Pt		Turbine Power	p.u.
Xmdm	$t_m/(25), (24)$	Torque Input	p.u.
Psie	$\psi_e/(21), (51)$	Excitation Flux	p.u.
psiD	$\psi_D/(21), (51)$	Flux in Damper Winding, d-axis	
Psix	$\psi_x/(21), (51)$	Flux in x-Winding	p.u.
psieQ	$\psi_Q/(21), (51)$	Flux in Damper Winding, q-axis	p.u.
Xspeed	$n/(25)$	Speed	p.u.
Phi		Rotor Angle	rad
Fref		Reference Frequency	p.u.
Ut		Terminal Voltage	p.u.
Pgt		Electrical Power	p.u.
Outofstep		Out of step signal (=1 if generator is out of step, =0 otherwise)	
Xme	$t_e/(25)$	Electrical Torque	p.u.
Xmt		Mechanical Torque	p.u.
cur1		Positive-sequence current	p.u.
cur1r		Positive-sequence current	p.u.
cur1i		Positive-sequence current	p.u.
P1		Positive-sequence active power	MW
Q1		Positive-sequence reactive power	Mvar
Utr		Terminal Voltage, real part	p.u.
Uti		Terminal Voltage, imaginary part	p.u.

3.2.1.2 Modello della batteria

Il modello batteria (*ElmBattery*) è composto da un generatore ideale di tensione con una resistenza e induttanza serie, ed è riportato in Fig. 3.9. [35]

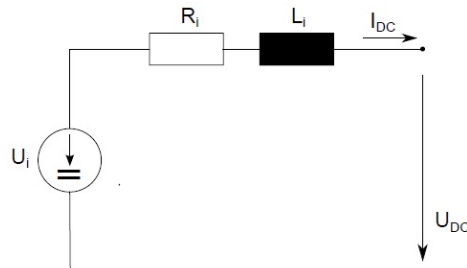


Fig. 3.9– Modello della batteria in DIgSILENT

La tensione interna della batteria è considerata costante ed equivale a:

$$U_i = U_{nom} * u_{set} \quad (3.1)$$

$$U_{DC} = U_i - I_{DC} * R_i - \frac{dI_{DC}}{dt} * L_i \quad (3.2)$$

Dove:

- U_i è la tensione interna [kV];
- U_{nom} è la tensione nominale della batteria [kV];
- u_{set} è il setpoint di tensione [pu];
- R_i è la resistenza interna della batteria [Ohm];
- L_i è l'induttanza interna [H];
- I_{DC} è la corrente DC [kA];
- U_{DC} è la tensione DC [kV]

3.2.1.3 Modello del convertitore bidirezionale

Per interfacciare il sistema di batterie alla rete è necessario ricorrere ad un convertitore bidirezionale PWM. Durante la carica il convertitore funziona da raddrizzatore, convertendo corrente alternata in continua, e viceversa in scarica, per erogare energia in rete.

Su DIgSILENT *Powerfactory* vi è un modello denominato *ElmVscmono*, raffigurato in Fig. 3.10.

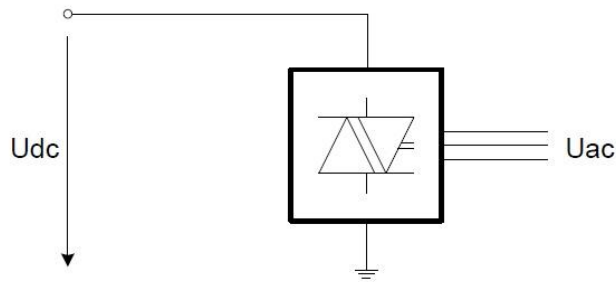


Fig. 3.10– Convertitore PWM

E' necessario quindi connettere l'ingresso/uscita U_{dc} al modello della batteria e l'ingresso/uscita U_{ac} alla rete, eventualmente tramite un trasformatore.

Le equazioni implementate nel modello derivano dallo schema di convertitore PWM (*Pulse Width Modulation*) a commutazione, a tensione impressa, in Fig.3.11.

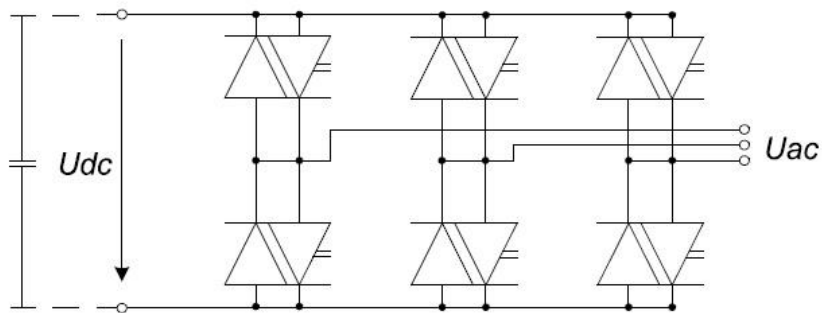


Fig. 3.11– Circuito equivalente di un convertitore PWM

Con riferimento al funzionamento da inverter, lo scopo del convertitore è di dar forma e controllare ampiezza e frequenza della tensione trifase in uscita, con tensione di ingresso V_d considerata costante.

La commutazione PWM è basata su un segnale di controllo $v_{controllo}$, confrontato con una forma d'onda triangolare v_{tri} , al fine di generare il segnale di comando degli interruttori.

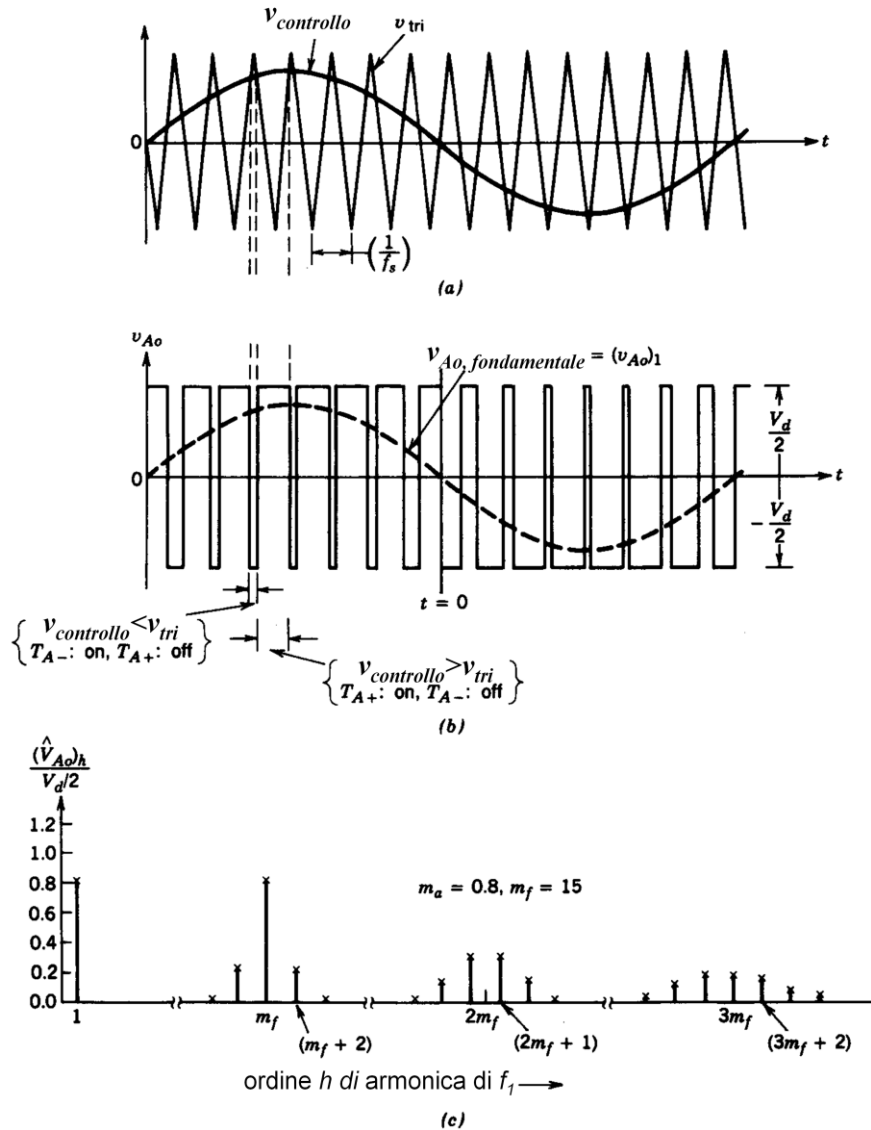


Fig. 3.12– Modulazione a larghezza d'impulso

La frequenza dell'onda triangolare è quella di commutazione f_s , con la quale gli interruttori sono comandati, mentre il segnale di controllo, di frequenza f_i , viene utilizzato per modulare il *duty cycle* dell'interruttore ed ha la frequenza desiderata per la prima armonica di tensione. La tensione d'uscita dell'inverter non è un'onda sinusoidale perfetta e contiene armoniche a frequenze multiple di f_i .

Si definisce rapporto di modulazione d'ampiezza m_a :

$$m_a = \frac{\hat{V}_{controllo}}{\hat{V}_{tri}} \quad (3.3)$$

E il rapporto di modulazione di frequenza m_f :

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (3.4)$$

Nell'inverter PWM trifase, la stessa forma d'onda triangolare è confrontata con tre tensioni sinusoidali di controllo sfasate di 120° .

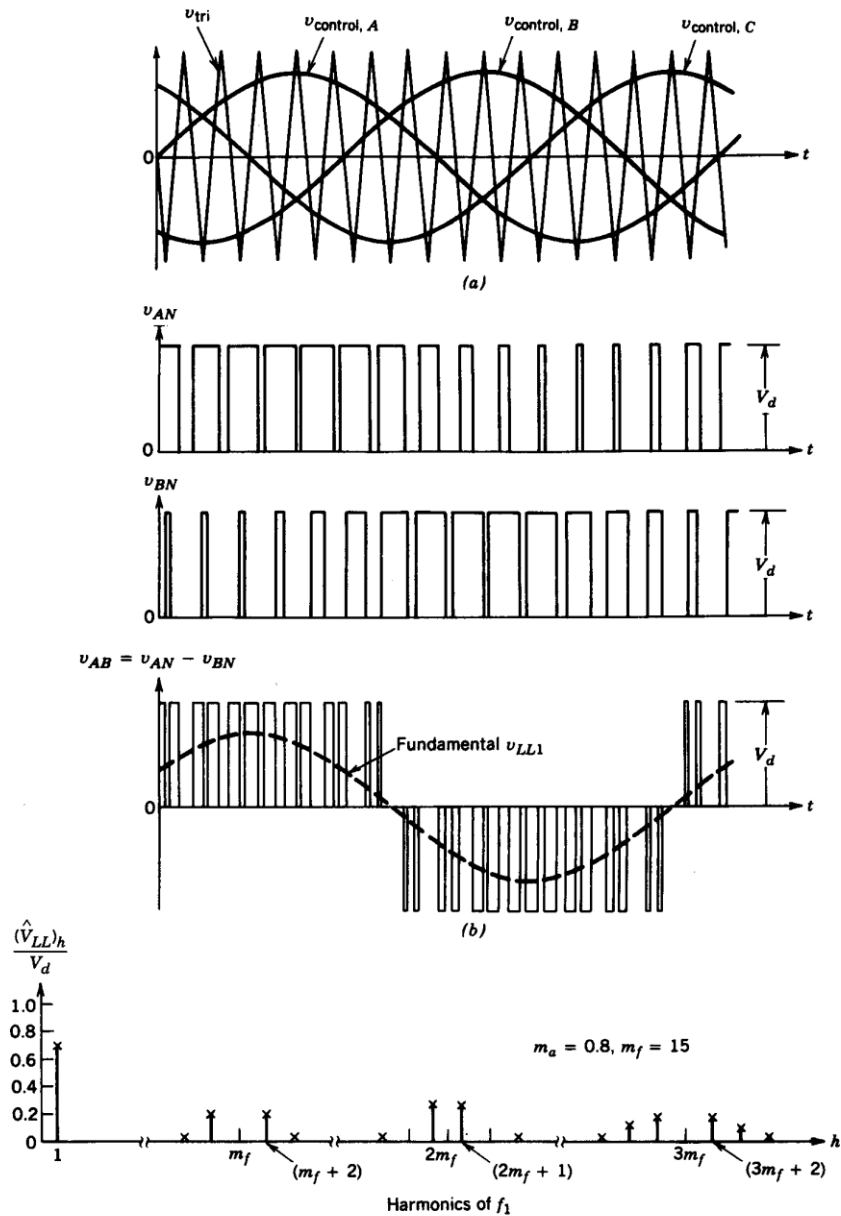


Fig. 3.13– Forme d'onda di un PWM trifase e spettro delle armoniche

Le armoniche delle tensioni di ciascuno dei rami, es. v_{AN} , sono identiche a quelle della v_{A0} in Fig. 3.12 (dispari e centrate attorno a m_f e suoi multipli, con m_f dispari). Nell'inverter trifase l'armonica m_f nella tensione concatenata v_{AB} è nulla in quanto lo sfasamento tra quella di v_{AN} e di v_{BN} è di $120^\circ \cdot m_f$, ovvero equivalente a zero (multiplo di 360°) se m_f è dispari e multiplo di tre. Stessa cosa vale per le armoniche multiple di m_f .

In zona lineare, ovvero con $m_a \leq 1$, la prima armonica della tensione d'uscita varia linearmente con m_a , come si può vedere in Fig. 3.14. [36]

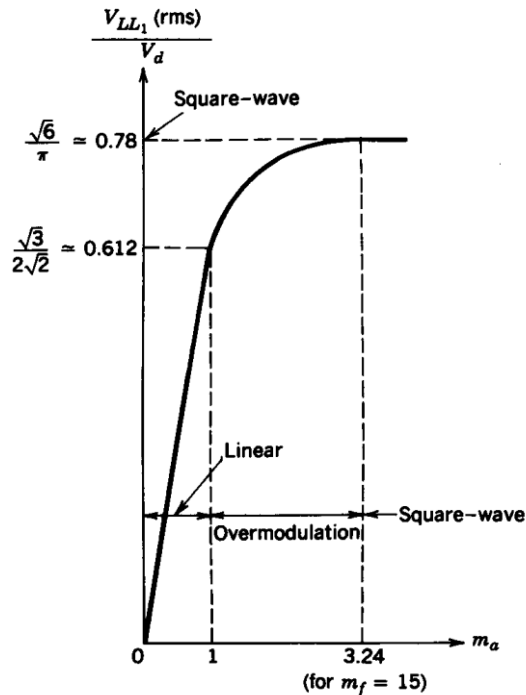


Fig. 3.14– Inverter trifase: V_{LL1}/V_d in funzione di m_a

Per maggiori informazioni sul modello del convertitore si rimanda alle *Techref* di *Powerfactory*. [35]

Il rapporto di modulazione m_a del modello RMS implementato può essere definito in vari modi, in base all'applicazione.

In questo caso è utile avere come input i segnali di riferimento i_{d_ref} , i_{q_ref} , \cos_{ref} e \sin_{ref} , in quanto, la variazione di potenza attiva e reattiva può avvenire separatamente agendo rispettivamente sulle correnti di asse diretto e in quadratura.

L'indice di modulazione viene calcolato con un controllore interno riportato in figura 3.15.

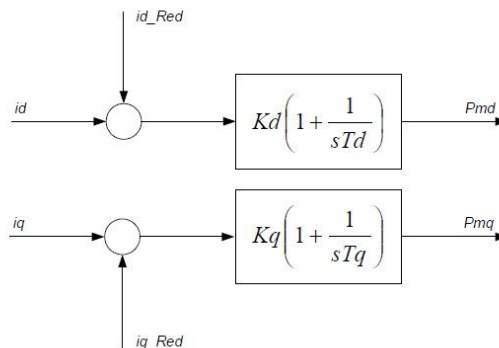


Fig. 3.15– Schema a blocchi del controllore di corrente interno

3.2.1.4 Modello del PLL (*Phase-Locked Loop*)

Il PLL (*Phase-Locked Loop*) viene utilizzato per sincronizzare il vettore della tensione d'uscita dell'inverter e quindi misura la fase del vettore della tensione di rete e la frequenza. Si vedrà in seguito che quest'angolo serve per il controllo della potenza erogata dall'inverter.

Su *Powerfactory* il modello di PLL (Fig. 3.16) è utile solamente per simulazioni RMS e EMT. [35]

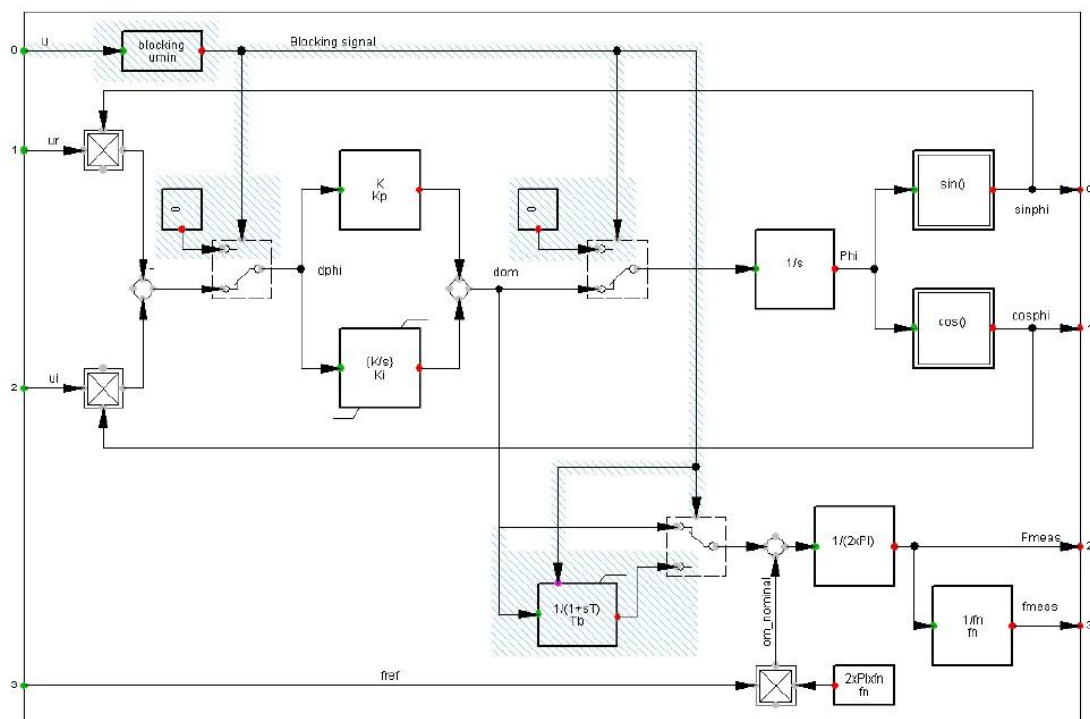


Fig. 3.16– Schema a blocchi del PLL in DIgSILENT

3.2.2 MODELLO DELL'IMPIANTO

Il modello implementato per le simulazioni dinamiche è riportato in Fig. 3.17.

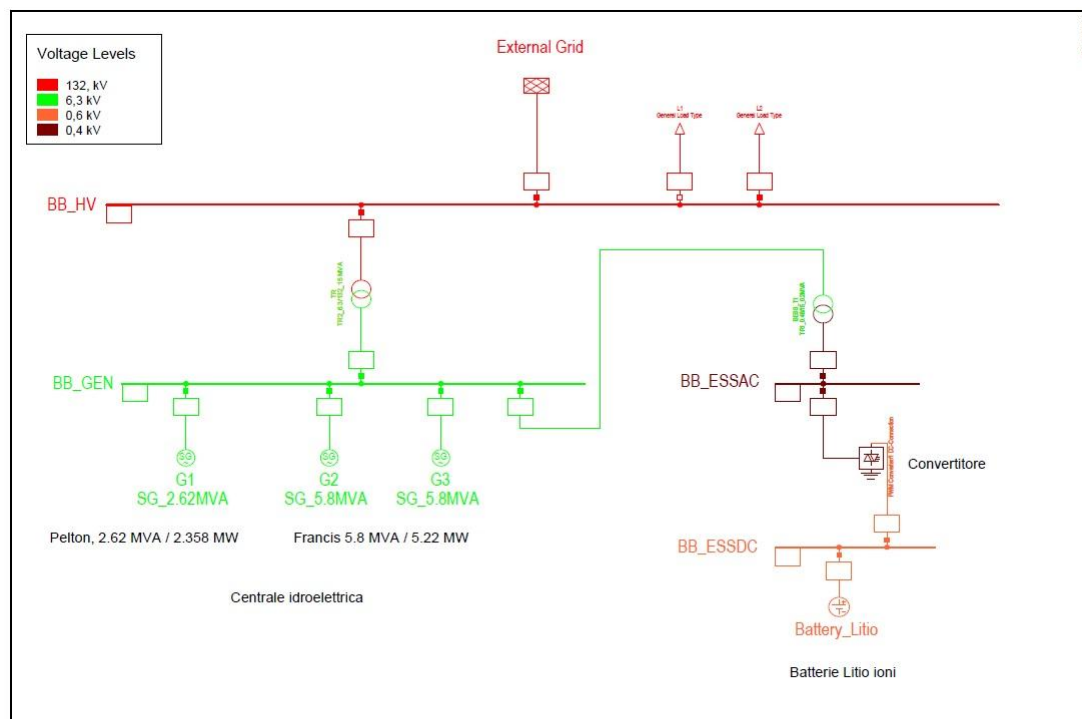


Fig. 3.17– Topologia della rete creata

Come accennato precedentemente, la centrale idroelettrica è connessa alla rete esterna a 132 kV tramite un trasformatore elevatore, a cui sono collegati tutti e 3 i gruppi.

Per quanto concerne il SdA, la soluzione più semplice ed economica per interfacciare le batterie alla rete, è la loro connessione tramite un convertitore bidirezionale, assicurando così un minor numero di dispositivi di conversione e minimizzando le perdite. Un altro trasformatore connette il SdA elettrochimico alla sbarra dei gruppi idroelettrici.

Per valutare la risposta dinamica della centrale idroelettrica, e poi del SdA, a seguito di variazioni di frequenza, si ipotizza che ogni gruppo funzioni a potenza costante. Bisogna porre attenzione al fatto che, per le simulazioni in cui il servizio viene soddisfatto solamente dalla centrale idroelettrica, i gruppi funzionano a potenza ridotta per garantire la riserva primaria in caso di regolazione a salire (sottofrequenza).

Le variazioni di frequenza sono causate dal distacco/inserzione di carichi fittizi connessi alla barra 132 kV, inseriti a tal scopo. Nel caso di inserzione di carico vi è

un maggiore assorbimento di potenza, con conseguente calo della frequenza di rete, e viceversa in caso di distacco di carico.

Infine il sistema di accumulo eroga o assorbe potenza in base al valore assunto dalla frequenza di rete, se il suo stato di carica lo consente. La logica che regola in funzionamento del SdA è implementata nel modello del convertitore bidirezionale, e verrà descritta nel dettaglio nel capitolo successivo.

4 SIMULAZIONI DINAMICHE

4.1 DESCRIZIONE DEL MODELLO

Il modello realizzato in *DIgSILENT Powerfactory* è composto sostanzialmente in due parti:

- Modello relativo al SdA elettrochimico
- Modello relativo alla centrale idroelettrica

Le due parti dovranno comunque essere in grado di comunicare tra di loro, e quindi implementate nello stesso ambiente di lavoro.

La logica che controlla il funzionamento dell'impianto è stata realizzata grazie all'utilizzo dei *Composite Model* e *Common Model*.

Il *Composite Model* rappresenta il livello più alto dello schema a blocchi, ovvero dove vengono inseriti i modelli dei vari elementi del sistema; esso verrà successivamente associato agli elementi del convertitore e dei generatori sincroni tramite l'interfaccia della rete (Fig 4.1. e Fig 4.2.).

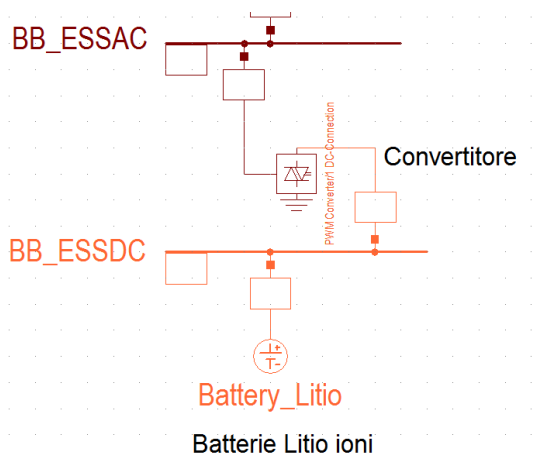


Fig. 4.1– Sezione di rete con batteria e convertitore

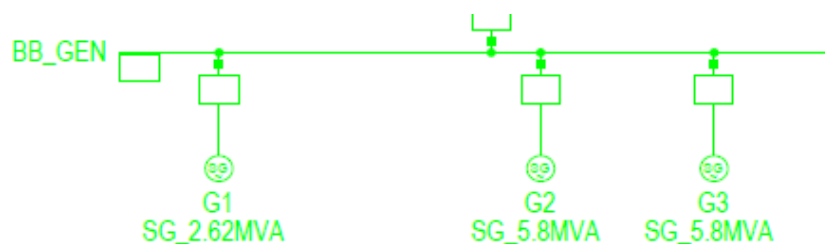


Fig. 4.2– Sezione di rete con i generatori sincroni

L'elemento batteria (*Battery_Litio*) ha solamente la funzione di generatore di tensione costante, e il suo comportamento sarà implementato nel *Composite Model* dell'impianto, riportato in Fig. 4.3.

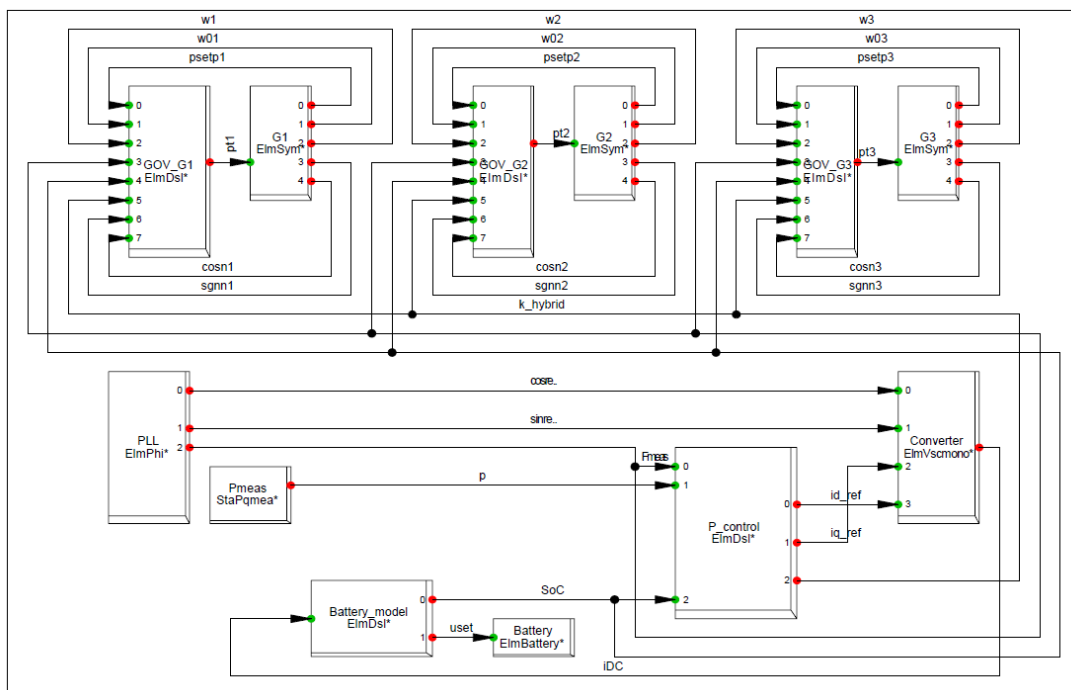


Fig. 4.3– *Composite Model* dell'impianto per la regolazione primaria di frequenza

Il *Common Model* rappresenta il livello più basso, nel quale viene implementata la logica dei blocchi presenti nel *Composite Model*.

In Fig. 4.3 è possibile riconoscere:

- il blocco relativo al PLL (*ElmPhi**) che fornisce il valore della frequenza di rete e dell'angolo di fase del vettore della tensione. Ai fini di controllare il sistema nel riferimento rotante dq, è necessario fornire all'inverter il *sin* e *cos* dell'angolo di fase della tensione di rete nel nodo di allacciamento, per permettere la sincronizzazione da parte del vettore della tensione d'uscita dell'inverter;
- il blocco per la misura della potenza attiva (*StaPqmea**);
- il blocco che rappresenta la batteria (*ElmBattery*);
- il blocco relativo all'inverter (*ElmVscmono*);
- i blocchi relativi ai 3 generatori sincroni dell'impianto idroelettrico (*ElmSyn*).

Oltre a questi, pre-esistenti in DIGSILENT, ce ne sono altri relativi a dei *Common Model*, realizzati con un linguaggio di programmazione interno a DIGSILENT, il *Dsl* (DIGSILENT *Simulation Language*), denominati *ElmDsl*.

Il *Common Model* "P_control" (Fig 4.4) riceve in ingresso la frequenza di rete, lo stato di carica della batteria e la potenza P. L'obiettivo è quello di generare la i_{d_ref} da inviare in ingresso all'inverter. La i_{q_ref} viene posta uguale a zero, dato che non è prevista la regolazione di tensione.

Nel blocco "f_controller" è stato implementato il calcolo della potenza in carica, o in scarica, richiesta in base ai valori di frequenza. Come è stato esposto al paragrafo 1.3.1.1, è necessario considerare sia il funzionamento a statismo standard, pari a 0,04 che a statismo ridotto pari a $0,01\bar{3}$ (compreso tra la banda morta e ± 30 mHz). Si ricorda che in regolazione a salire la riserva di potenza viene completamente erogata a - 30 mHz dai 50 Hz nominali.

Nel blocco "pd" viene generato il riferimento di potenza, in p.u rispetto la potenza nominale del SdA, dopo averne verificato la possibilità in base al *SoC*. Confrontando pd con p si ottiene l'errore, che costituisce l'ingresso di un regolatore PI, da cui si ottiene la i_{d_ref} . Il blocco "HYBRID" contiene la variabile, impostabile pari a 1 se si desidera che il SdA partecipi alla regolazione, altrimenti pari a zero. In quest'ultimo caso i_{d_ref} viene annullata, azzerando il contributo del SdA.

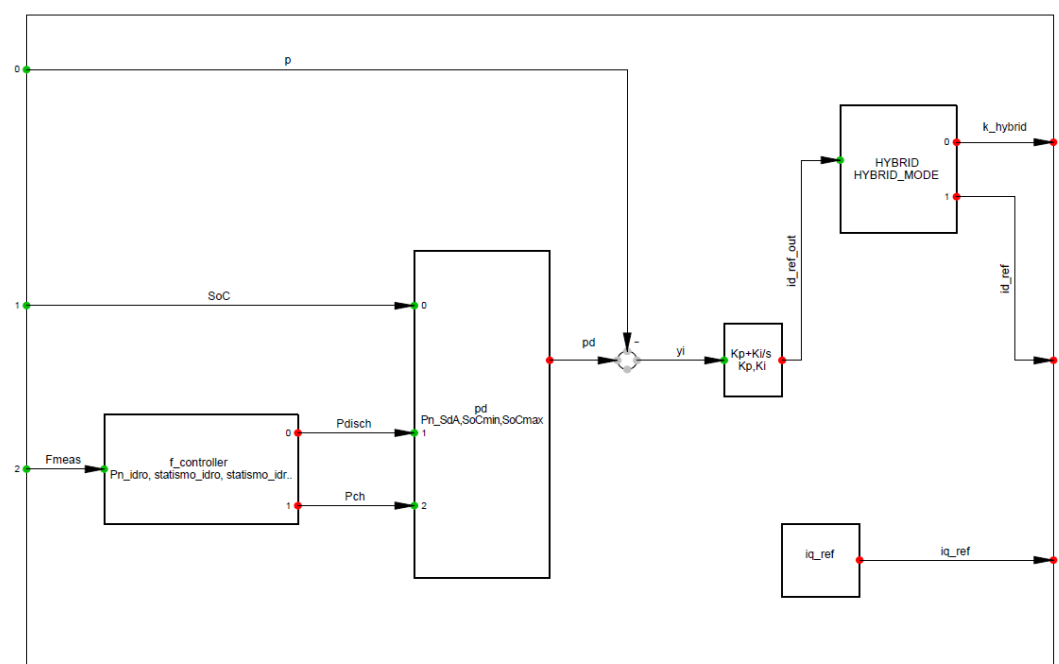


Fig. 4.4- *Common Model* del regolatore Potenza - frequenza del SdA

Il *Common Model* "Battery_model" (Fig. 4.5) implementa il calcolo del *SoC* della batteria in base alla I_{DC} erogata, e calcola il valore di tensione da applicare all'elemento *ElmBattery*.

A questo scopo, è stato utilizzato come riferimento il *datasheet* di una batteria al litio NMC, immaginando di porre più celle in serie e in parallelo in modo da

calcolare la tensione e capacità nominale desiderate, e valutare l'andamento della tensione al variare del SoC .

Il calcolo del SoC presenta due blocchi per tener conto del rendimento in carica e in scarica, e altri due blocchi per soppesare la variazione della capacità con il valore della corrente di scarica. Come spiegato in precedenza, per gli accumulatori al Litio la capacità si mantiene pressoché costante, per cui tali blocchi non sono rilevanti in questo caso.

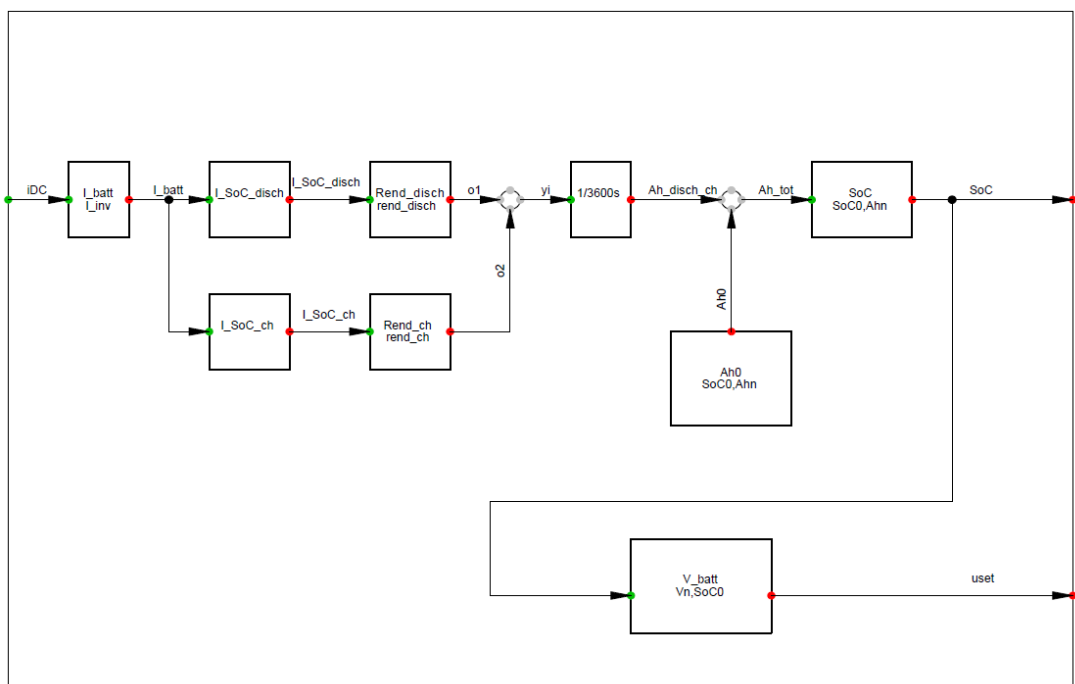


Fig. 4.5– *Common Model* relativo alla batteria

Infine, il *Common Model* del regolatore dei gruppi della centrale idroelettrica è basato sul modello HYG0V2 pre-esistente in libreria, implementato sulla base di quanto esposto al paragrafo 1.2.3.1, e modificato per comunicare con la sezione relativa al SdA. Infatti in ingresso è stato riportato il SoC della batteria e la costante K_HYBRID .

In particolare, il blocco "HYBRID_REG", implementa una semplice banda morta, e in caso di transitorio di sovra-frequenza, consente alla centrale idroelettrica:

- di farsi carico dell'intera regolazione a scendere se il SoC della batteria è al limite massimo impostato;
- di far fronte al contributo richiesto che il SdA non è in grado di soddisfare per aver raggiunto la massima potenza in carica.

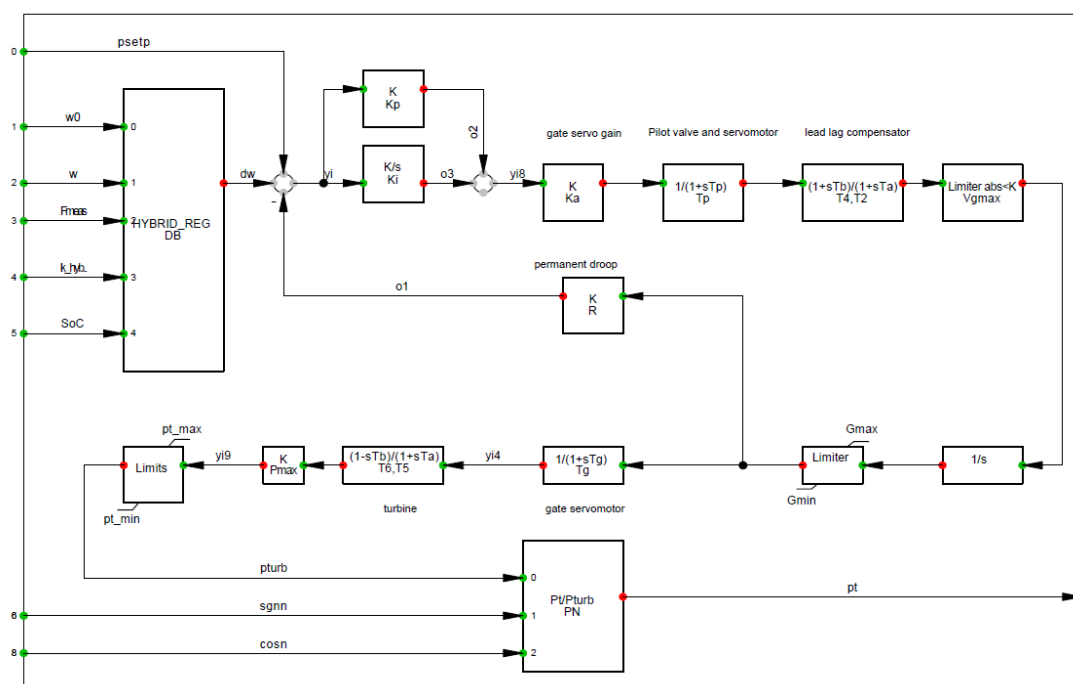


Fig. 4.6– Common Model del regolatore dei gruppi della centrale idroelettrica

Per semplicità, sono state ipotizzate le seguenti condizioni per effettuare le simulazioni:

- I gruppi della centrale idroelettrica funzionano a potenza costante durante la regolazione;
- Si suppone di utilizzare un SdA che soddisfi tutta la riserva primaria a salire; mentre a scendere, a seconda del valore assunto dalla frequenza di rete, la centrale idroelettrica può ridurre la propria potenza sino al minimo tecnico.

E' bene precisare che l'impianto è connesso alla rete di alta tensione ed è quindi irrealistico pensare che la modulazione di potenza di una singola centrale (o SdA) abbia grossi effetti sul valore di frequenza. Lo scopo delle simulazioni è valutare come e quanto rapidamente rispondono i due sistemi ad un certa variazione di frequenza per poi confrontarli.

4.2 SIMULAZIONI CON LA CENTRALE IDROELETTRICA

Ai fini di simulare il comportamento in regolazione primaria di frequenza con il solo contributo della centrale idroelettrica, è necessario innanzitutto impostare la potenza di funzionamento costante (tramite l'interfaccia grafica dei generatori

sincroni) pari alla potenza nominale ridotta dell'1,5% per permettere la regolazione a salire.

Successivamente, grazie a delle finestre di interfacciamento con l'utente, è possibile impostare e modificare rapidamente i parametri desiderati. In questo caso è essenziale compilare la finestra relativa al regolatore dei gruppi, e impostare la costante $K_{HYBRID} = 0$ nella finestra del *Common Model* "P_control".

Il modello dei regolatori dei gruppi, oltre alla taratura del PI, richiede il calcolo dei parametri T_5 e T_6 , legati al tempo di accelerazione dell'acqua sulla condotta T_w .

La costante T_w dei tre gruppi è pari a:

$$T_{W G1} = 1,62 \text{ sec} \qquad T_{W G2 G3} = 3,5 \text{ sec}$$

E considerando il funzionamento a $P = 0,985 P_n$

$$T_{5 G1} = P_0 T_w = 0,985 * 1,62 = 1,6 \text{ sec} \qquad (4.1)$$

$$T_{6 G1} = \frac{P_0 T_w}{2} = \frac{0,985 * 1,62}{2} = 0,8 \text{ sec} \qquad (4.2)$$

$$T_{5 G2 G3} = P_0 T_w = 0,985 * 3,5 = 3,45 \text{ sec} \qquad (4.3)$$

$$T_{6 G2 G3} = \frac{P_0 T_w}{2} = \frac{0,985 * 3,5}{2} = 1,73 \text{ sec} \qquad (4.4)$$

Allo scopo di valutare la risposta dinamica in regolazione primaria di frequenza, sono stati simulati più casi:

- Inserzione di carico per riprodurre una riduzione di frequenza: regolazione in sotto-frequenza;
- Distacco di carico per riprodurre un aumento di frequenza: regolazione in sovra-frequenza.

In entrambi i casi si riporta l'andamento della frequenza di rete e della potenza attiva erogata dai 3 gruppi (i gruppi 2 e 3 coincidono) a seguito del disturbo.

4.2.1 REGOLAZIONE IN SOTTO-FREQUENZA

Nel caso di inserzione di carico, la rete richiede maggior potenza attiva, e avrà inizio un transitorio di sotto-frequenza. I regolatori dei gruppi intervengono aumentando la potenza attiva erogata dai generatori sincroni, se necessario, sino al massimo consentito.

In Fig. 4.7 si nota subito che la modulazione di potenza richiede un certo tempo. Iniziata la simulazione, dopo 5 secondi vi è il distacco di carico, i regolatori dei gruppi devono ancora intervenire ma vi sono oscillazioni di potenza legate all'inerzia dei generatori. Superata la banda morta segue l'intervento dei regolatori dei gruppi, caratterizzato da un decremento iniziale dovuto alla costante di tempo di adduzione della condotta e poi incremento fino alla potenza richiesta.

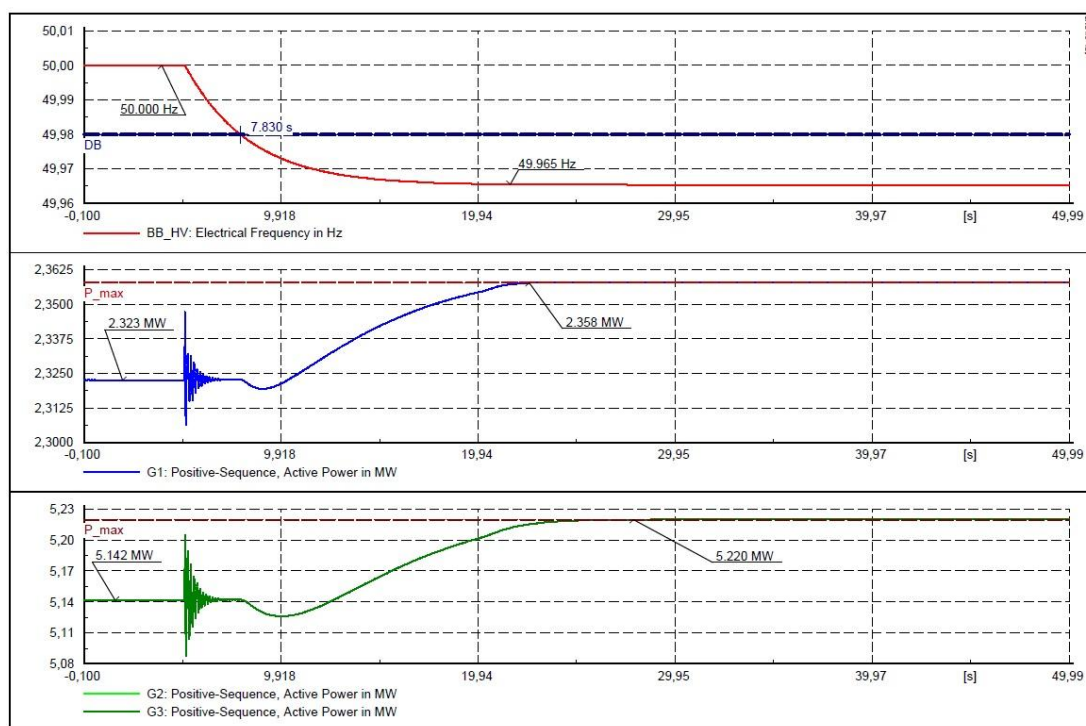


Fig. 4.7– Andamento della frequenza e della potenza attiva dei generatori in transitorio di sotto-frequenza.

Se la frequenza si stabilisce su un valore che non richiede tutta la riserva disponibile, i gruppi erogheranno a regime una potenza minore di quella massima, e si nota che non arrivando a saturazione (come nel caso precedente) l'assestamento di potenza è più lento, ma con valori prossimi a quelli di regime dopo circa 15 secondi dall'intervento del regolatore (Fig. 4.8).

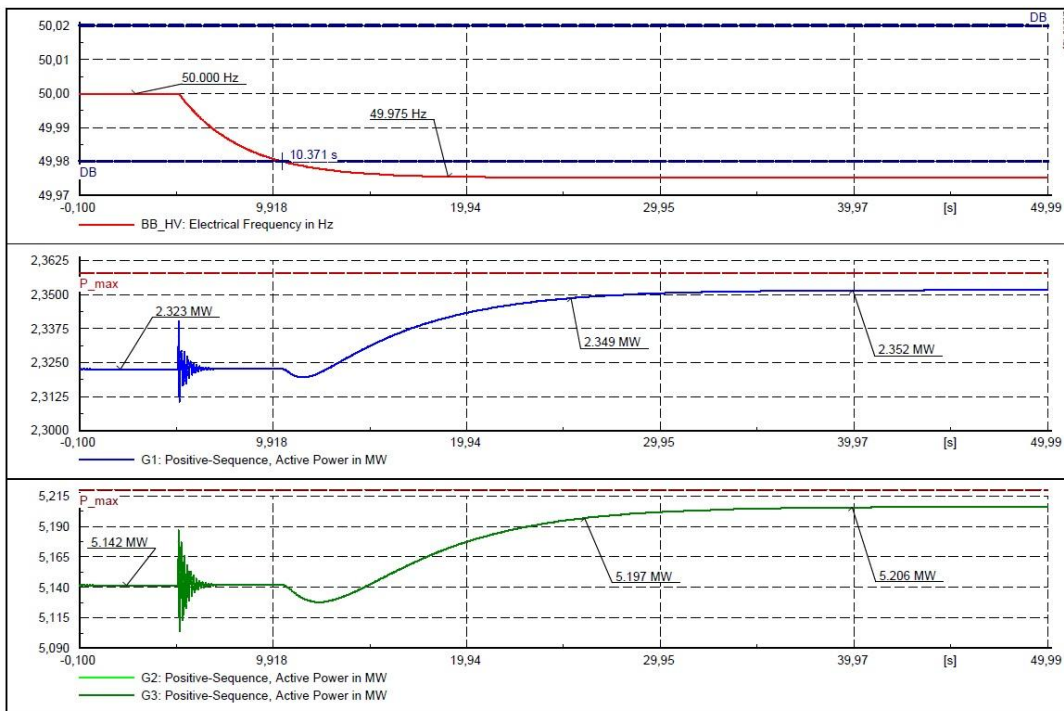


Fig. 4.8– Andamento della frequenza e della potenza attiva dei generatori in transitorio di sotto-frequenza, quando non è richiesta la potenza massima.

4.2.2 REGOLAZIONE IN SOVRA-FREQUENZA

Viceversa, a seguito di un distacco di carico vi è un eccesso di potenza in rete e ha inizio un transitorio di sovra-frequenza. In questo caso i gruppi della centrale idroelettrica ridurranno la potenza generata (Fig. 4.9), con andamento analogo al caso precedente.

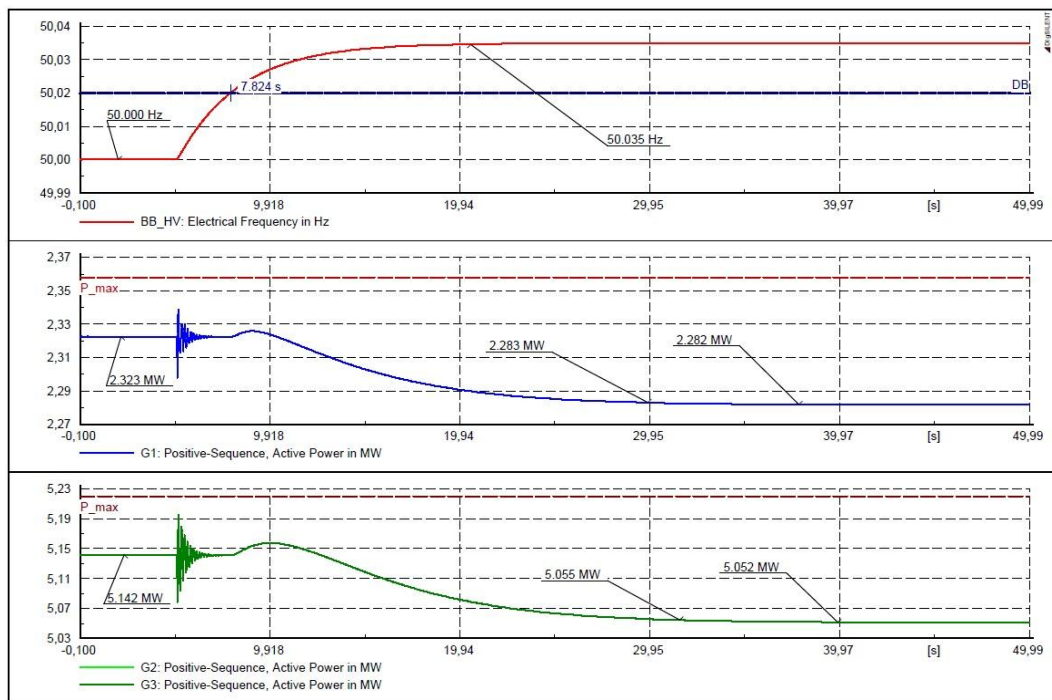


Fig. 4.9– Andamento della frequenza e della potenza attiva dei generatori in transitorio di sovra-frequenza.

In Fig. 4.10 si osserva che in caso di grave deviazione in sovra-frequenza, la potenza viene ridotta in base al valore richiesto, senza alcun limite, eventualmente sino al minimo tecnico, come richiesto dall'allegato A.15 di Terna.

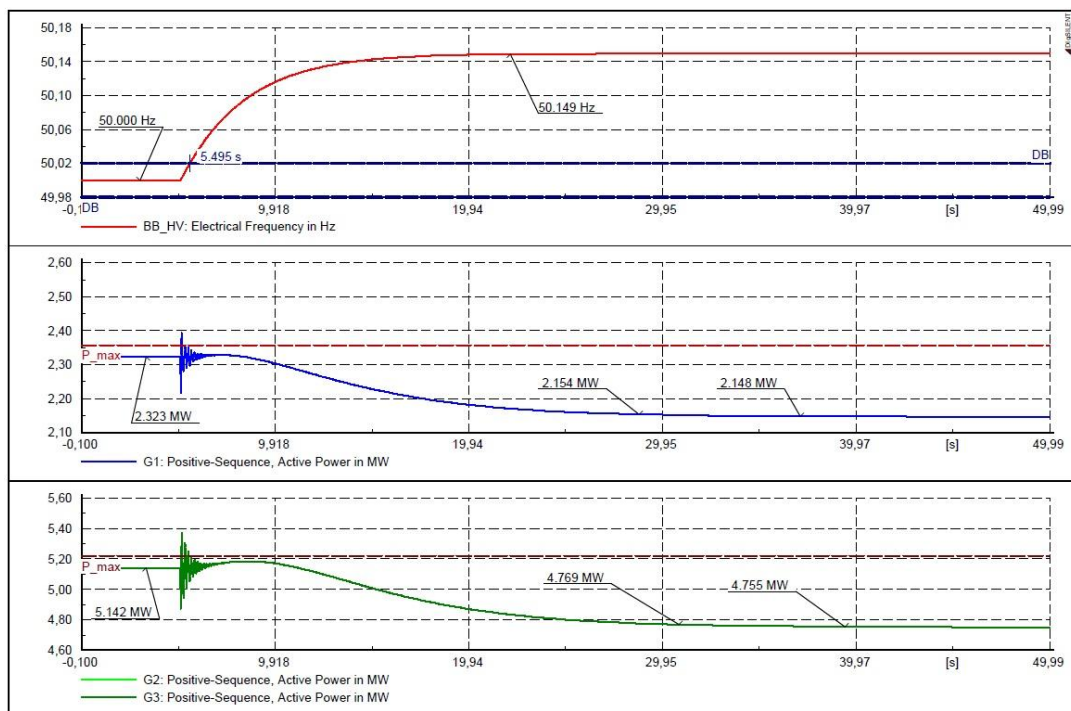


Fig. 4.10– Andamento della frequenza e della potenza attiva dei generatori in transitorio di grave sovra-frequenza.

4.3 SIMULAZIONI CON SISTEMA DI ACCUMULO

Dopo aver valutato il comportamento in regolazione primaria di frequenza della centrale idroelettrica, si procede simulando la regolazione "ibrida", ovvero con SdA associato per far fronte alla riserva primaria.

In questo caso è necessario innanzitutto impostare la potenza di funzionamento dei generatori sincroni pari a quella massima, in quanto non devono più sostenere l'onere di riserva.

Successivamente, tramite le finestre di interfacciamento con l'utente, si procede compilando le finestre relative ai *Common Model* "P_control" e "battery_model" con i dati relativi al regolatore e al SdA, e ponendo la costante "HYBRID_MODE" pari a 1.

Considerando il funzionamento dei gruppi a $P = P_n$ bisogna aggiornare le variabili T_5 e T_6 .

$$T_{5 G1} = P_0 T_W = 1 * 1,62 = 1,62 \text{ sec} \quad (4.5)$$

$$T_{6 G1} = \frac{P_0 T_W}{2} = \frac{1 * 1,62}{2} = 0,81 \text{ sec} \quad (4.6)$$

$$T_{5 G2 G3} = P_0 T_W = 1 * 3,5 = 3,5 \text{ sec} \quad (4.7)$$

$$T_{6 G2 G3} = \frac{P_0 T_W}{2} = \frac{1 * 3,5}{2} = 1,75 \text{ sec} \quad (4.8)$$

Il sistema di batterie ipotizzato sulla base di un *datasheet* di cella al litio NMC [37] presenta i parametri riportati in Tab. 4.1.

Tabella 4.1– Prestazioni e *range* operativi del sistema di batterie

Batteria Litio ioni NMC	
Capacità nominale batteria [Ah]	341
Tensione nominale [V]	600
Energia in scarica [kWh]	200
Resistenza interna (50% SoC) [mΩ]	22
Tensione massima [V]	680
Tensione minima [V]	440
Rendimento in carica	0,94
Rendimento in scarica	0,94

Inoltre è stato possibile valutare l'andamento della tensione a vuoto della batteria in relazione alla capacità utilizzata (Fig. 4.11.).

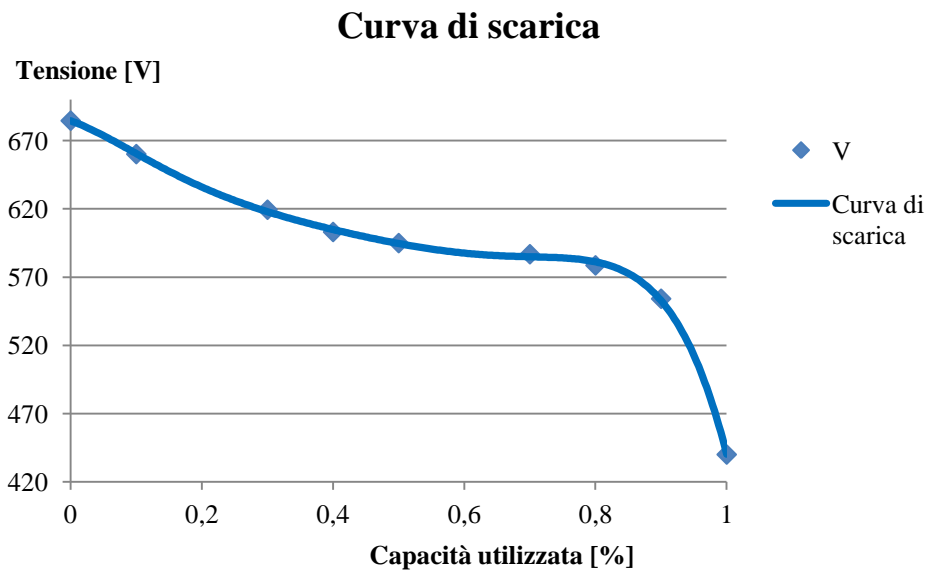


Fig. 4.11– Tensione della batteria in funzione della capacità utilizzata

Implementando questa curva nel blocco "V_batt" all'interno del *Common Model* della batteria (Fig. 4.5) è possibile imporre una certa tensione al variare del *SoC* all'elemento *ElmBattery*. Per semplicità la resistenza interna della batteria è ipotizzata costante (in realtà aumenta al diminuire del *SoC*), in quanto la sua variazione non è influente per valutare la velocità di modulazione della potenza attiva.

Ai fini di valutare la risposta dinamica in regolazione primaria di frequenza sono stati simulati:

- Inserzione di carico per riprodurre una riduzione di frequenza: regolazione in sotto-frequenza;
- Distacco di carico per riprodurre un aumento di frequenza: regolazione in sovra-frequenza dove è richiesto solamente l'intervento del SdA;
- Distacco di carico per riprodurre un aumento di frequenza: regolazione in sovra-frequenza dove è richiesto anche l'intervento dei gruppi della centrale idroelettrica.

4.3.1 REGOLAZIONE IN SOTTO-FREQUENZA

In caso di inserzione di carico, si osserva in Fig. 4.12 che il regolatore dei gruppi non interviene (vi sono solamente oscillazioni analoghe al caso precedente all'apparire del disturbo).

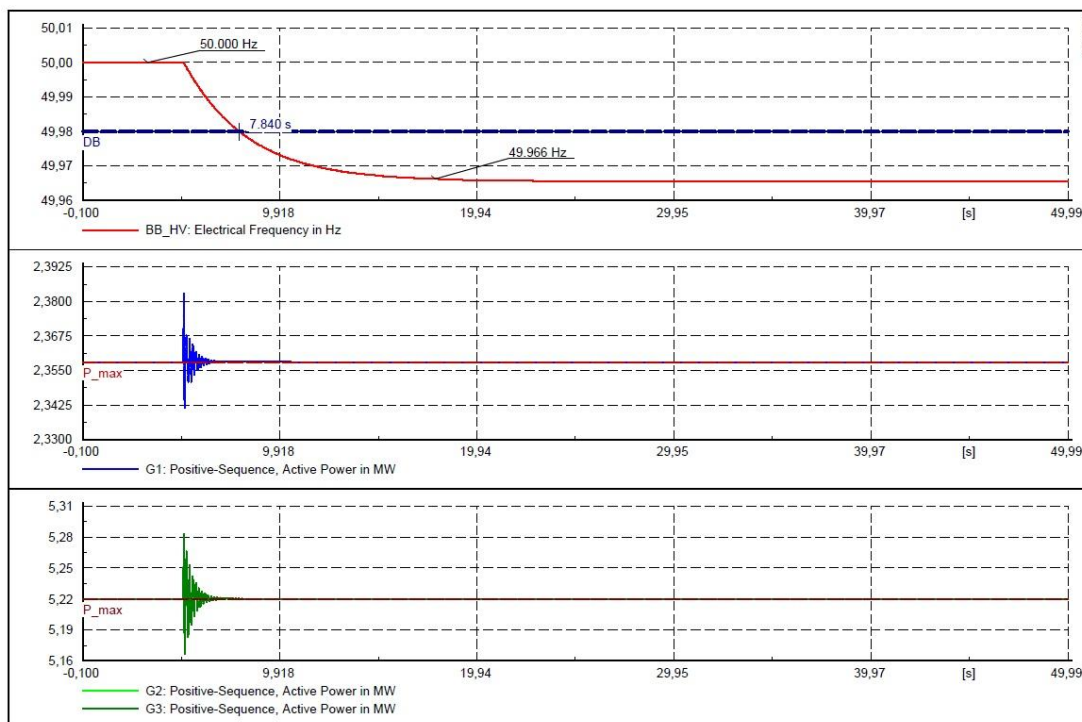


Fig. 4.12– Regolazione primaria con SdA: andamento della frequenza e della potenza attiva dei generatori in transitorio di sotto-frequenza

Viceversa, in Fig. 4.13 è riportato l'andamento della frequenza, della potenza attiva [MW] erogata dall'inverter, e del *SoC*. Nel momento in cui la frequenza supera la banda morta, il SdA interviene prontamente fornendo la potenza attiva richiesta man mano che la frequenza cala, sino a superare la soglia di funzionamento a statismo ridotto a cui corrisponde la massima potenza erogata. Contestualmente, il *SoC* inizia a calare rispetto al valore iniziale, impostato pari a 0,5.

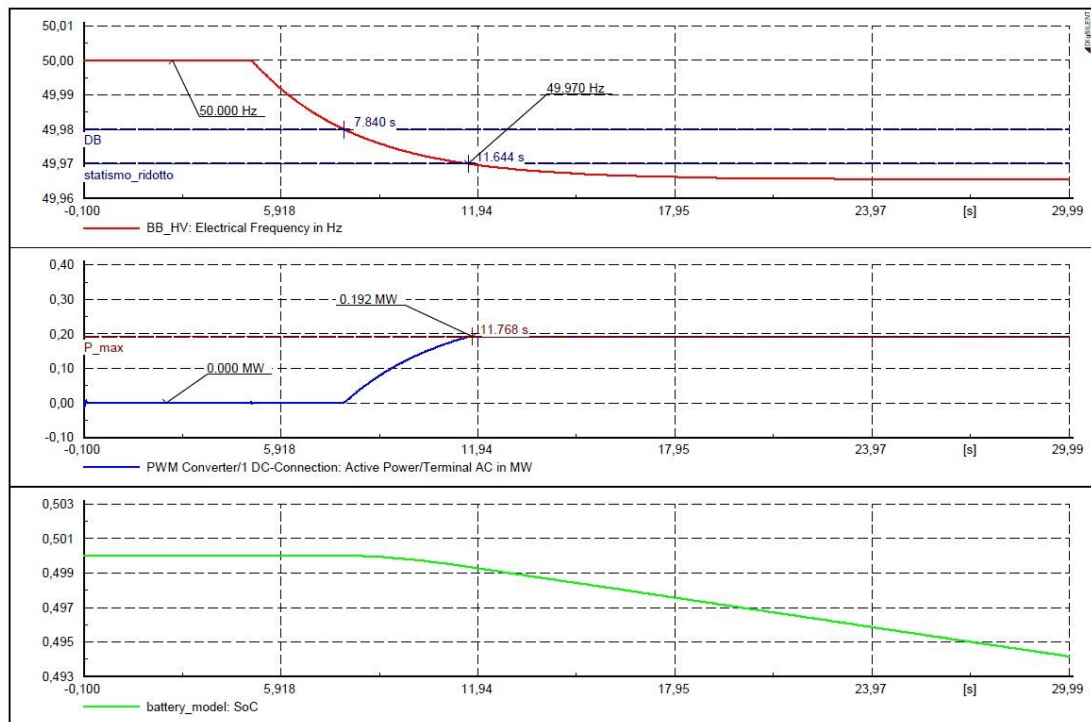


Fig. 4.13– Regolazione primaria con SdA: andamento della frequenza, della potenza attiva dell'inverter e del *SoC* in transitorio di sotto-frequenza.

Simulando la scarica impostando il *SoC* iniziale pari al *SoC* massimo ($SoC_{max} = 0,9$), sino al *SoC* minimo ($SoC_{min} = 0,3$), si osserva in Fig. 4.14 l'andamento della tensione di batteria a vuoto (linea blu) e a carico (linea rossa) in p.u. rispetto la tensione nominale. Di conseguenza, per erogare la potenza costante richiesta, la corrente assorbita aumenta man mano che la tensione cala.

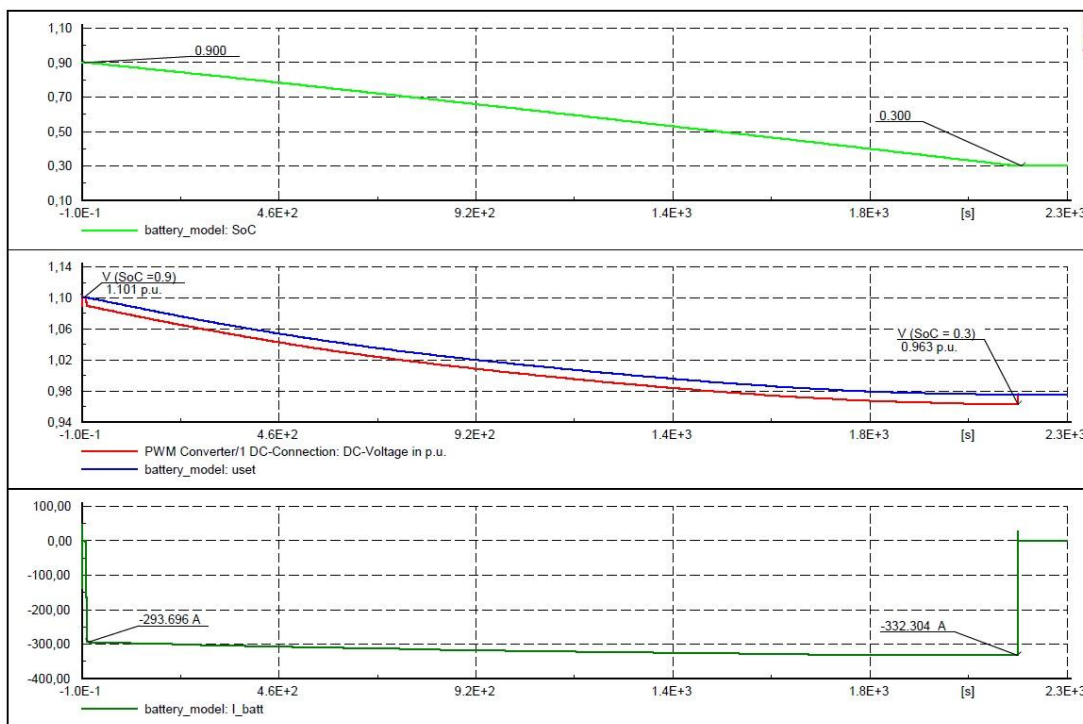


Fig. 4.14– Regolazione primaria con SdA: andamento del SoC, tensione e corrente assorbita della batteria in transitorio di sotto-frequenza.

Se la deviazione di frequenza è tale da non necessitare la potenza massima (corrispondente a 1,5% P_{eff} della centrale idroelettrica) il Sda eroga in rete la frazione richiesta assicurando comunque rapidità di risposta (Fig. 4.15).

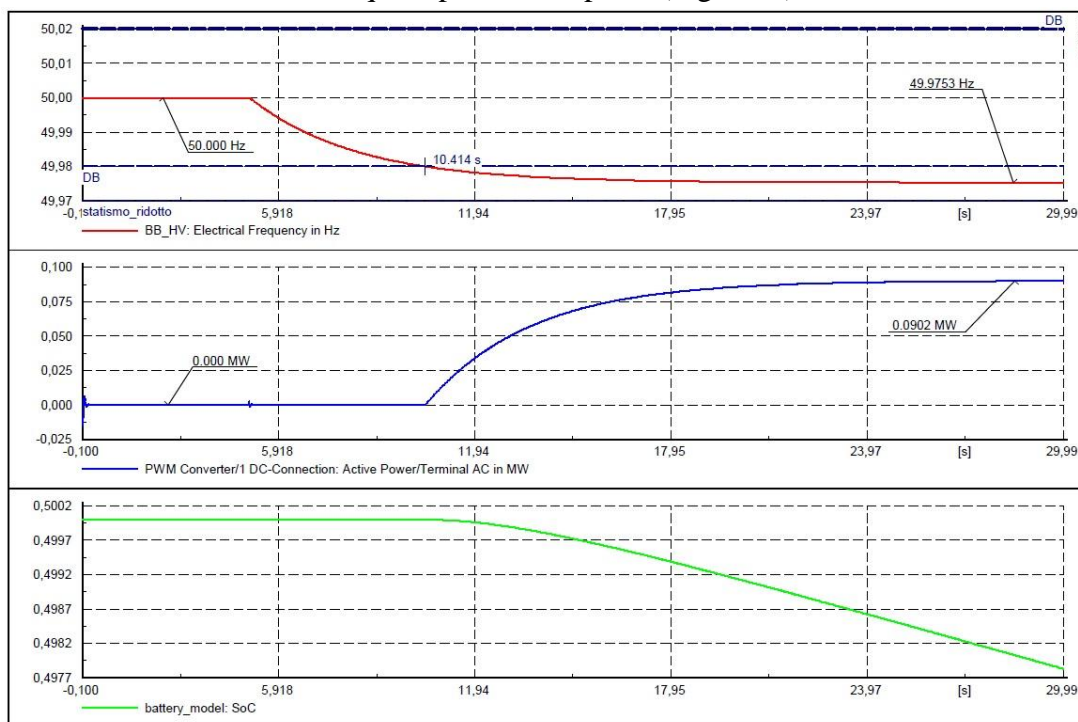


Fig. 4.15– Regolazione primaria con SdA: andamento della frequenza, della potenza attiva dell'inverter e del SoC in transitorio di sotto-frequenza con P richiesta minore di P massima.

4.3.2 REGOLAZIONE IN SOVRA-FREQUENZA

Nel caso di transitorio in sovra-frequenza in cui il valore di frequenza non supera la zona di funzionamento a statismo ridotto (Fig. 4.16), interviene solamente il SdA che è chiamato a caricarsi e quindi ad assorbire potenza. La risposta è analoga al caso precedente, ma la carica comporta un aumento del *SoC*.

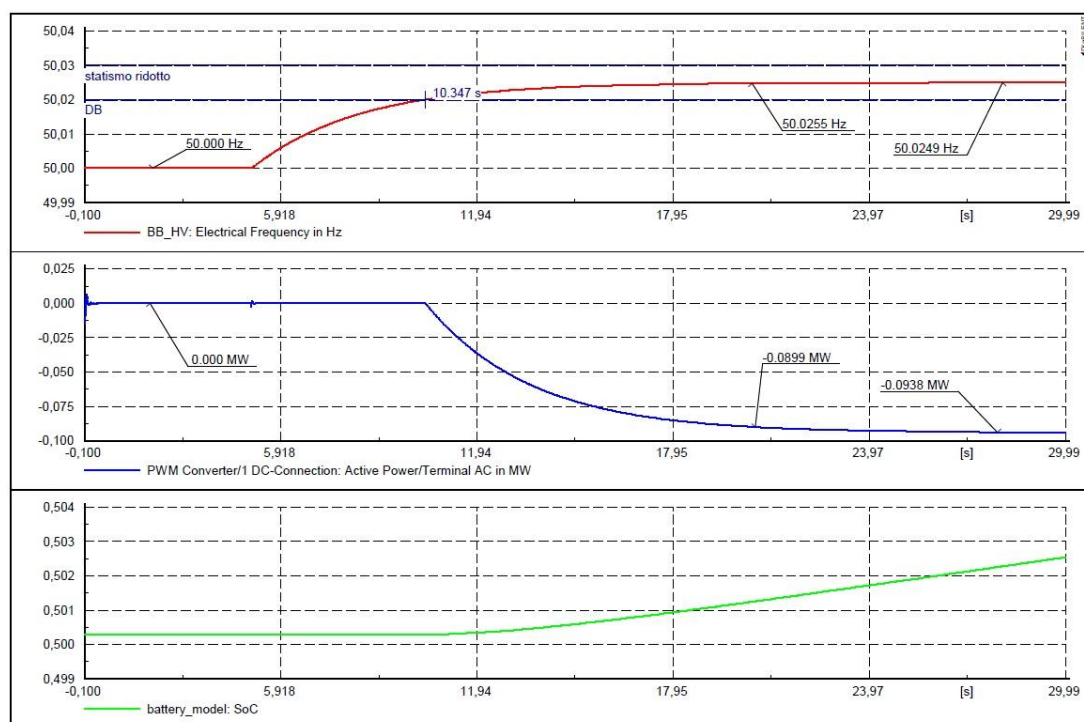


Fig. 4.16– Regolazione primaria con SdA: andamento della frequenza, della potenza attiva dell'inverter e del *SoC* in transitorio di sovra-frequenza e zona a statismo ridotto.

Se la frequenza supera il limite di funzionamento a statismo ridotto, non vi è più il limite come nella regolazione a salire, ma è necessario l'intervento del regolatore dei gruppi della centrale idroelettrica in modo da ridurre la generazione in quantità pari alla potenza che il SdA non può assorbire. Un esempio è riportato in Fig. 4.17.

In questo caso è ben evidente quanto il SdA sia decisamente più rapido; infatti una volta raggiunta la potenza massima in carica, i gruppi iniziano lentamente a ridurre la loro generazione sino a soddisfare completamente il servizio.

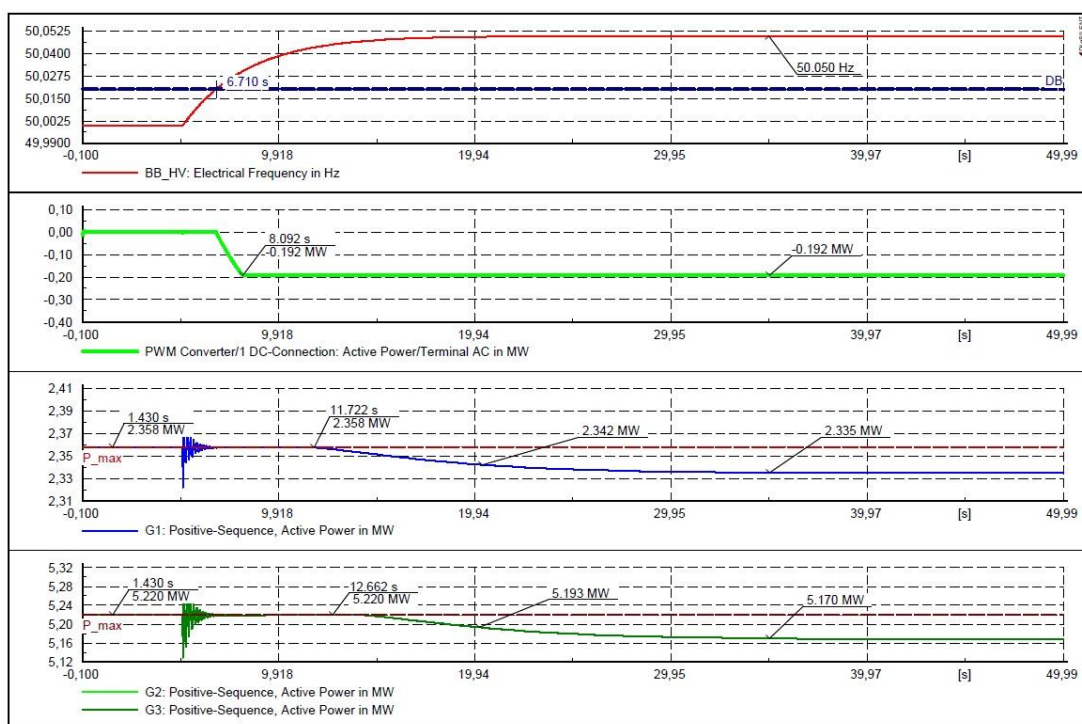


Fig. 4.17– Regolazione primaria con SdA e centrale idroelettrica: andamento della frequenza, della potenza attiva dell'inverter e dei gruppi idroelettrici in transitorio di sovra-frequenza.

Un'ultima situazione che può presentarsi durante il transitorio di sovra-frequenza è il raggiungimento del *SoC* massimo impostato. Di conseguenza, i regolatori dei gruppi idroelettrici devono intervenire (per sopperire all'impossibilità del SdA di caricarsi), e farsi carico completamente della potenza richiesta. Un esempio è riportato in Fig. 4.18: al momento in cui viene raggiunto il *SoC* massimo, la potenza dei generatori era già stata ridotta per far fronte all'insufficiente potenza in carica del SdA. Con il nuovo comando dopo il quale i gruppi idroelettrici devono far fronte all'intera potenza richiesta a scendere, vi è l'incremento iniziale di potenza precedentemente descritto e poi il decremento.

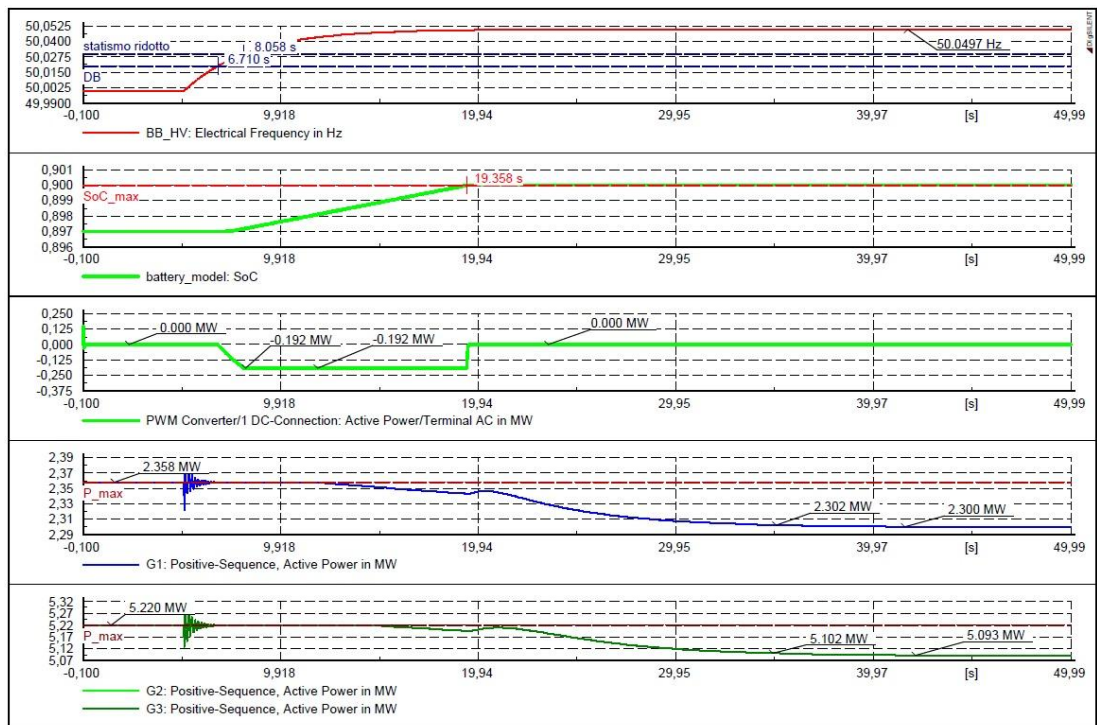


Fig. 4.18– Regolazione primaria con SdA e centrale idroelettrica: raggiungimento del SoC massimo.

La rapidità di risposta del SdA a seguito di variazioni della frequenza di rete, rende ragionevole un'analisi tecnico - economica con riferimento a valori di frequenza variabili secondo per secondo, al fine di valutare i contributi di potenza erogati/assorbiti e la capacità di soddisfare (anche in parte) la riserva primaria richiesta.

D'altro canto, valutare ogni secondo il contributo di potenza della centrale idroelettrica al variare della frequenza non sarebbe propriamente corretto, visti i tempi di risposta decisamente più lunghi; questo risulta però trascurabile ai fini dell'analisi in quanto ci si focalizza principalmente sui ricavi derivanti dall'energia venduta dalla centrale idroelettrica, che avrebbe dovuto costituire la riserva primaria in mancanza di SdA.

5 ANALISI TECNICO - ECONOMICA

Una volta valutata la risposta dinamica in regolazione primaria del sistema ibrido centrale idroelettrica - sistema di accumulo, e confrontata con quella della sola centrale idroelettrica, si procede con l'analisi di fattibilità tecnico - economica.

Prima di analizzare i dati iniziali utilizzati, è necessario precisare le ipotesi e le scelte fatte.

Si è visto che le centrali ad acqua fluente influiscono notevolmente sulla produzione di energia del settore idroelettrico, e che negli ultimi anni gli impianti di piccola-media taglia connessi alla rete di media tensione (GD) sono in continua crescita. L'estensione del servizio di regolazione primaria di frequenza può rivelarsi interessante sia per le grosse centrali ad acqua fluente connesse alla rete di trasmissione ($P > 10$ MW), come quella in esame, sia per quelle di taglia inferiore ($P < 10$ MW).

La scelta di basare l'analisi su una centrale idroelettrica ad acqua fluente di taglia maggiore di 10 MW è giustificata dal fatto che una futura revisione della normativa attuale riguarderà, probabilmente, in primo luogo i grossi impianti di produzione, e in un secondo momento la GD.

5.1 DATI INIZIALI

I dati utili per poter effettuare l'analisi sono i seguenti:

- Dati relativi alla gestione del regolatore P-f;
- profili di produzione dei 3 gruppi della centrale idroelettrica, con scansione oraria, per un anno;
- valori di frequenza della rete europea interconnessa, con scansione temporale di 1 secondo, per un anno;
- tariffa incentivante per la vendita dell'energia elettrica generata, prezzi zonali del mercato del giorno prima MGP, e costanti annue per la valorizzazione economica della regolazione primaria di frequenza;
- Dati e parametri relativi al SdA.

5.1.1 REGOLATORE POTENZA - FREQUENZA

I parametri del regolatore sono gli stessi implementati per il SdA nel modello per le simulazioni dinamiche ed esposti al paragrafo 1.3.2.1.

Risulta quindi che in regolazione a salire (sotto-frequenza) l'impianto di produzione eroga tutta la riserva primaria a statismo ridotto, e per valori inferiori di frequenza la potenza immessa in rete è quella massima disponibile in quell'istante.

Ricapitolando, i dati inseriti sono riportati in Tab. 5.1:

Tabella 5.1. Potenza generata dalla centrale idroelettrica

Regolatore P-f	
frequenza nominale [Hz]	50
Banda morta (DB) [Hz]	0,02
Frequenza limite DB inferiore	49,98
Frequenza limite statismo ridotto inferiore	49,97
frequenza limite DB superiore	50,02
Frequenza limite statismo ridotto superiore	50,03
statismo permanente σ_p	0,04
statismo permanente ridotto $\sigma_{p\ rid}$	0,0133
riserva	0,015

5.1.2 PROFILI DI POTENZA DELLA CENTRALE IDROELETTRICA

Al fine di valutare quando la centrale idroelettrica è tenuta a fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza, sono stati utilizzati i dati relativi alla produzione dei 3 gruppi, disponibili con scansione oraria, per un anno, con l'ipotesi che tali valori siano paragonabili con quelli degli anni successivi.

I dati di potenza si riferiscono al periodo tra il 7/03/2015 01:00 al 06/03/2016 00:00, per un totale di 8760 h. Le potenze nominali dei gruppi sono riportate in Tab. 5.2.

Tabella 5.2. Potenze nominali dei gruppi dalla centrale idroelettrica

Potenze dei gruppi	
$PG1_n$ [MW]	2,358
$PG2_n$ [MW]	5,220
$PG3_n$ [MW]	5,220
P_{TOTn} [MW]	12,798

I dati disponibili sono stati analizzati per ricavare statistiche e grafici significativi. A seguito è possibile osservare la produzione oraria di ogni gruppo (Fig. 5.1 e Fig. 5.2), lo stato di ON/OFF (Fig. 5.3) e la distribuzione della potenza generata (Fig.5.4).

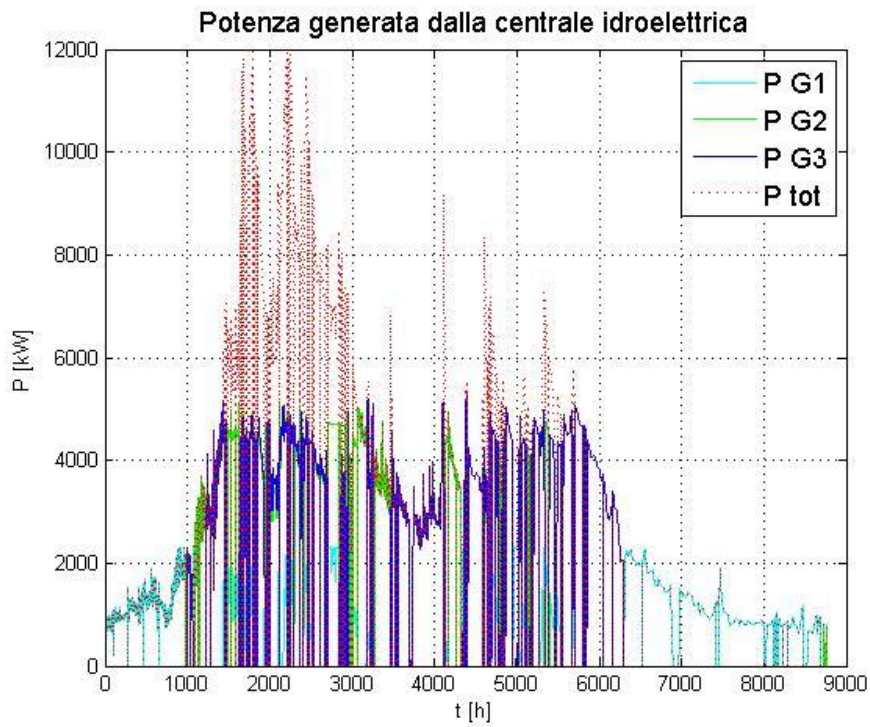


Fig. 5.1 - Potenza generata dalla centrale idroelettrica in un anno

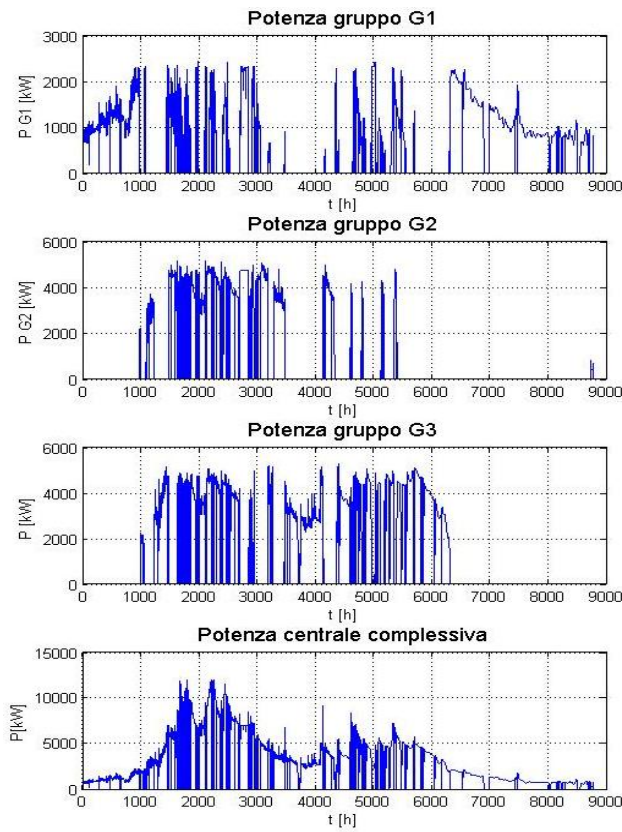


Fig. 5.2. Potenza generata dai gruppi della centrale idroelettrica

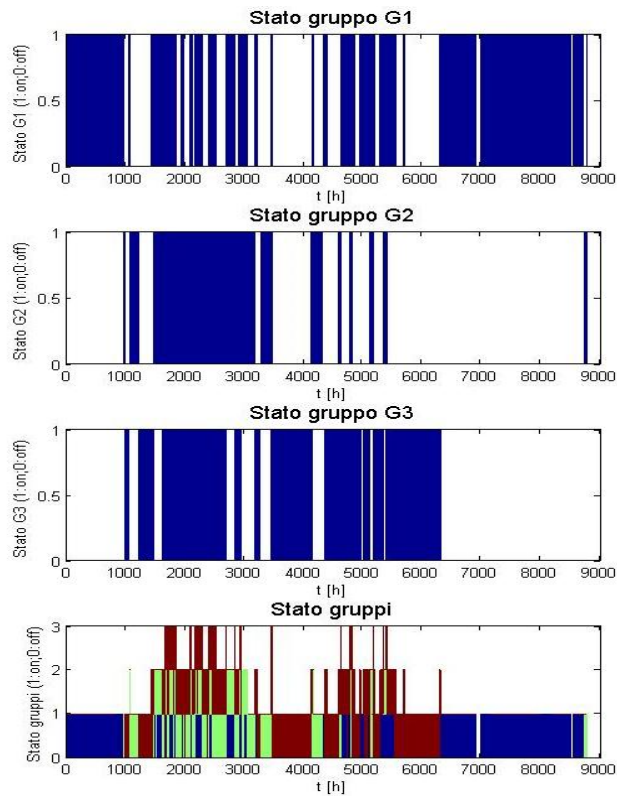


Fig. 5.3 - Stato dei gruppi della centrale idroelettrica

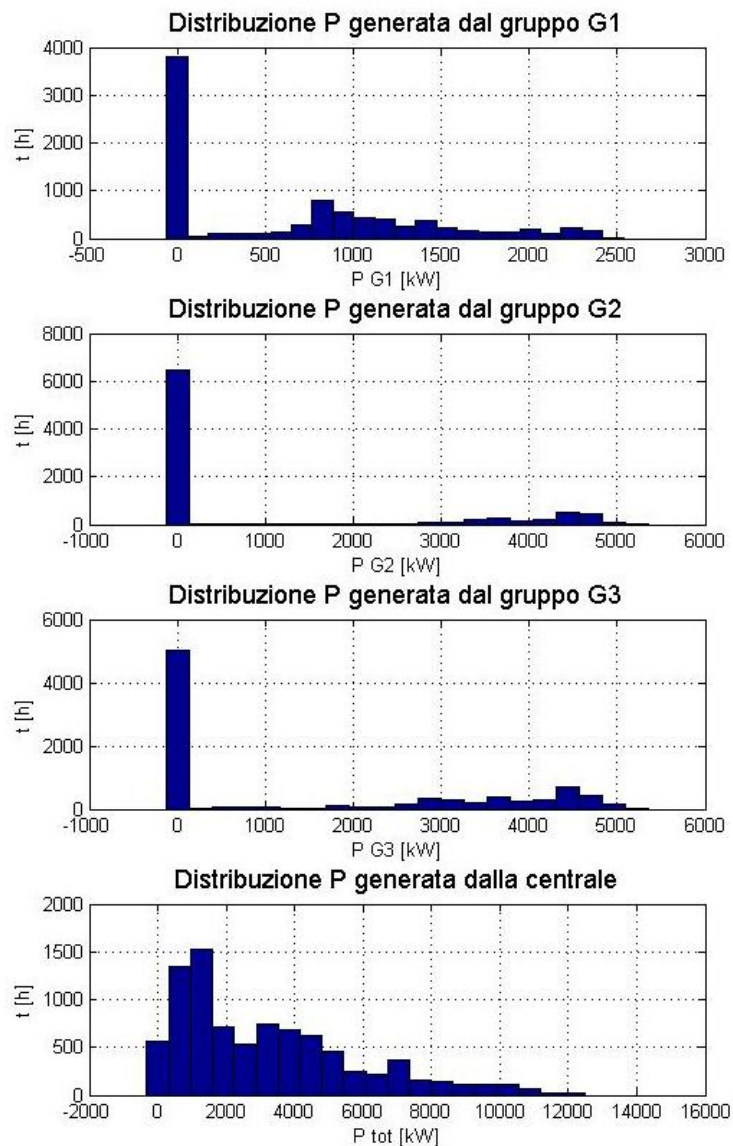


Fig. 5.4 - Distribuzione della potenza generata dalla centrale idroelettrica

La produzione annuale è di 28094 MWh, ovvero 2195 ore equivalenti e la potenza massima raggiunta dai 3 gruppi è:

- G1: 2447 kW (103,8 % $PG1_n$)
- G2: 5122 kW (98,1 % $PG2_n$)
- G3: 5250 kW (100,6 % $PG3_n$)

Considerando invece il funzionamento complessivo, il massimo raggiunto è 11939 kW (93,8% P_n), la moda è 0 kW, la media 3207 kW e la mediana 2604 kW.

Questi valori rendono evidente come la producibilità di una centrale idroelettrica ad acqua fluente è pesantemente influenzata dalla portata d'acqua disponibile.

5.1.3 DATI SULLA FREQUENZA DI RETE

Valori di frequenza di rete recenti, e su una finestra temporale ampia, sono di difficile reperibilità, ma grazie agli *open data sources* è stato possibile ottenere dei file CSV contenenti i valori di frequenza, ogni secondo, degli ultimi anni. [38]

Si è deciso di avvalersi dei valori di frequenza da marzo 2014 a febbraio 2015 per ottenere una coincidenza in termini di mesi tra potenza oraria e frequenza di rete. Questa scelta è dovuta all'imprecisione dei dati di frequenza di alcuni mesi degli anni 2015-2016. E' comunque possibile verificare che la distribuzione statistica della frequenza degli ultimi anni è molto simile.

E' stato necessario correggere parte dei dati, in quanto evidentemente errati, ponendo un limite massimo di variazione tra un valore di frequenza e quello successivo, e fare in modo di ottenere un valore medio nullo nell'anno considerato.

A seguito sono riportati i grafici dei valori di frequenza, dello scostamento dal valore nominale di 50 Hz, ovvero $\Delta f = f - f_n$ (Fig. 5.5), e della sua distribuzione (Fig. 5.6), nell'anno considerato.

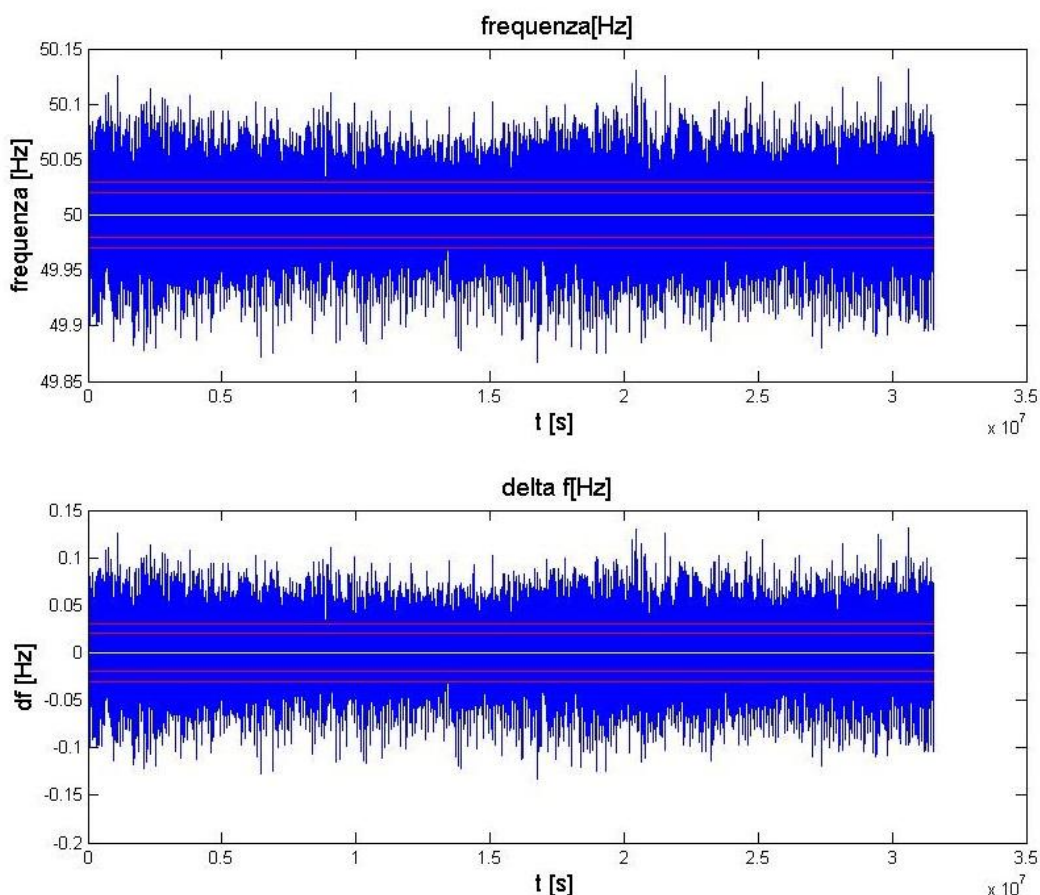


Fig. 5.5 - f e Δf da marzo 2014 a febbraio 2015

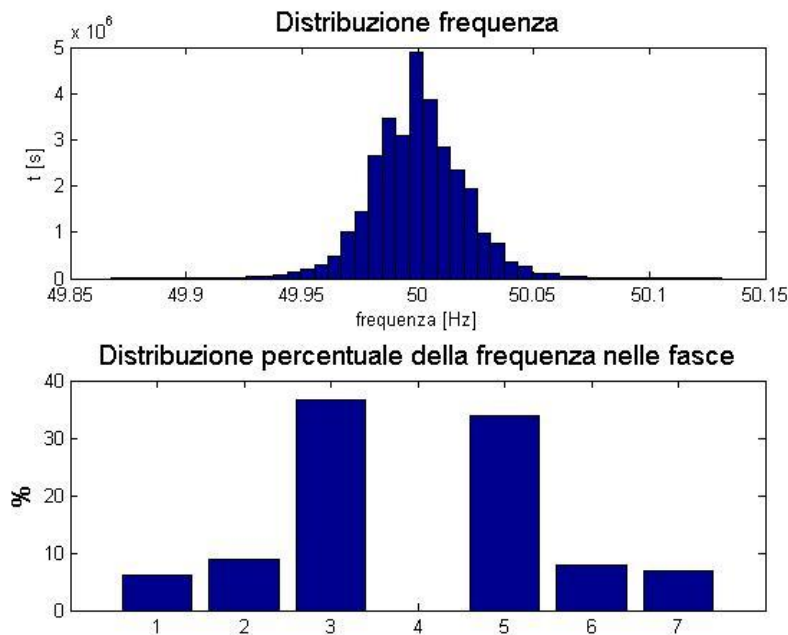


Fig. 5.6 - Distribuzione e istogramma dei valori di frequenza da marzo 2014 a febbraio 2015

L'istogramma in Fig. 5.6 rappresenta la percentuale per cui i valori di frequenza assumono determinati valori:

- 1 = $f < 49.97$ Hz (regolazione a statismo standard)
- 2 = $49.97 \leq f < 49.98$ Hz (regolazione a statismo ridotto)
- 3 = $49.98 \leq f < 50$ Hz (banda morta)
- 4 = $f = 50$ Hz (banda morta)
- 5 = $50 < f \leq 50.02$ Hz (banda morta)
- 6 = $50.02 < f \leq 50.03$ Hz (regolazione a statismo ridotto)
- 7 = $f > 50.03$ Hz (regolazione a statismo standard)

Si osserva che durante l'anno, per il 70 % del tempo i valori di frequenza sono entro la banda morta, per il 6% in sottofrequenza con statismo standard, per il 9% in sottofrequenza con statismo ridotto, per l'8% in sovralfrequenza con statismo ridotto e il restante 7% in sovralfrequenza con statismo standard.

Il range di variabilità della frequenza è tra 49.867 e 50.131 Hz.

5.1.4 PREZZI DI VENDITA DELL'ENERGIA E COSTANTI ANNUE

Come riportato sul sito del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) [39], attualmente le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici connessi alla rete sono stabilite dal DM 6 luglio 2012, che disciplina le

modalità di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diversa da quella fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW.

Gli incentivi si applicano a impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di potenziamento o di rifacimento che sono entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013 e sono riconosciuti sulla produzione netta di energia elettrica immessa in rete dall'impianto.

Il DM 6 luglio 2012 individua, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, il valore delle tariffe incentivanti di base (T_b), di durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto.

Tabella 5.3 - Tariffe incentivanti per impianti idroelettrici

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza kW	VITA UTILE degli IMPIANTI anni	tariffa incentivante base €/MWh
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	$1 < P \leq 20$	20	257
		$20 < P \leq 500$	20	219
		$500 < P \leq 1000$	20	155
		$1000 < P \leq 10000$	25	129
		$P > 10000$	30	119
	a bacino o a serbatoio	$1 < P \leq 10000$	25	101
		$P > 10000$	30	96

Per le centrali idroelettriche ad acqua fluente di grossa taglia ($P > 10$ MW) ci si aggiudica gli incentivi partecipando a procedure competitive di aste a ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5 MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

In caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde all'incremento di potenza a seguito dell'intervento.

Come si vede in Tab. 5.3, la vita utile considerata è 30 anni e la tariffa incentivante di base è 119 €/MWh. La vendita dell'energia generata si basa su un'asta in cui si offre un ribasso rispetto alla tariffa incentivante di base. Il portale consente di inserire solamente offerte con ribasso dalla base dal 2% al 30%. Quindi, ad esempio, è possibile ipotizzare di vendere l'energia con un ribasso del 10% , 20% o 30%.

La tariffa incentivante è utile per il calcolo del guadagno ottenuto dalla vendita dell'energia che la centrale idroelettrica avrebbe dovuto garantire come riserva primaria, nel caso in cui vi sia un SdA dedicato a tal scopo.

Inoltre, si è visto nel capitolo 1, che la regolazione di frequenza può essere valorizzata, ed è necessario disporre dei prezzi orari del mercato del giorno prima MGP e delle costanti annue utili al calcolo della remunerazione.

Dal sito del MGP [40] sono disponibili i prezzi relativi al periodo di potenza analizzato, mentre dal sito di Terna [4] è possibile visualizzare le costanti annue per l'anno 2016.

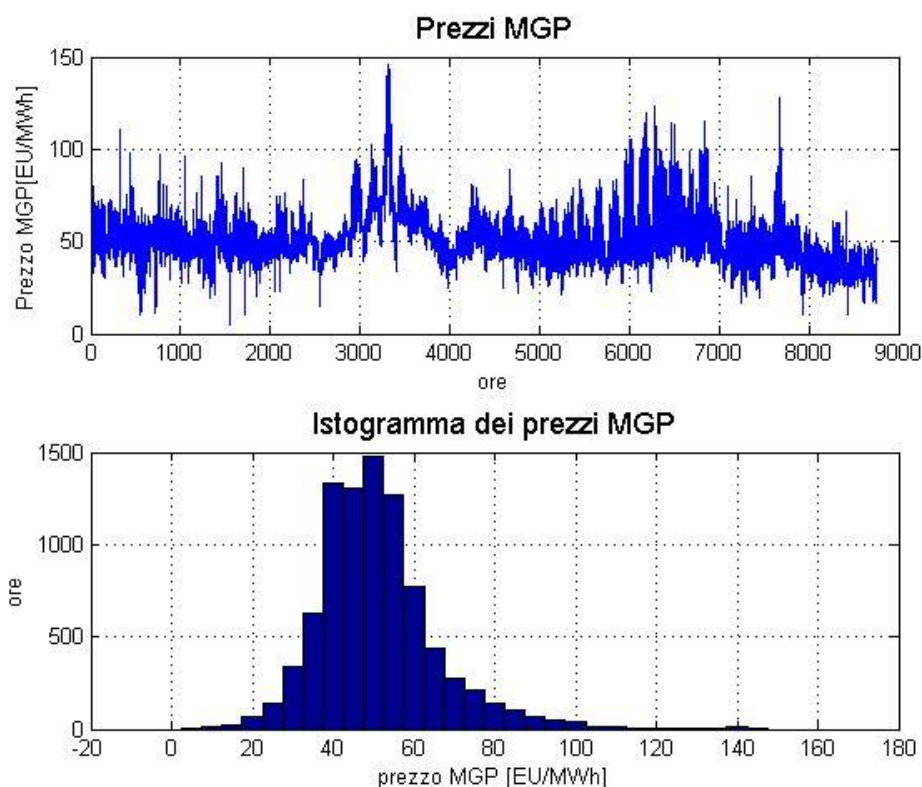


Fig. 5.7- Andamento e istogramma dei prezzi MGP dal 07/03/2015 al 06/03/2016

I prezzi del MGP risultano molto variabili (Fig. 5.7), da un minimo di 5 €/MWh a un massimo di 146,3 €/MWh, con il prezzo medio di 50,9 €/MWh e mediana di 49,6 €/MWh . Di conseguenza anche la remunerazione per il servizio di regolazione primaria sarà variabile.

Le costanti annue per la remunerazione del servizio di regolazione primaria di frequenza per l'anno 2016 sono:

Tabella 5.4- Costanti annue per la remunerazione della regolazione primaria di frequenza

Costanti annue remunerazione regolazione primaria	
Krs_sal [€/MWh]	119,82
Kmgp_sal [€/MWh]	51,830
Krs_scend[€/MWh]	13,580
Kmgp_scend [€/MWh]	54,99

5.1.5 DATI RELATIVI AL SISTEMA DI ACCUMULO

Sulla base di quanto esposto nel capitolo descrittivo delle varie tecnologie e dal tipo di prestazione richiesta dal servizio di regolazione primaria di frequenza, è necessario definire la capacità nominale delle batterie.

Un valore preliminare può essere stimato seguendo le prestazioni richieste dall'allegato A.15 di Terna, il quale prescrive che una volta attuata la variazione di potenza ΔP_e richiesta dalla regolazione primaria, se non vi sono ulteriori variazioni di frequenza, il nuovo valore di potenza deve essere erogato per almeno 15 minuti consecutivi. Bisogna però considerare i tempi minimi di carica/scarica che a seconda dell'energia nominale della batteria definiscono la massima potenza che essa può erogare/assorbire, e un adeguato limite inferiore e superiore del *SoC*. Si è visto infatti che la profondità di scarica influenza la vita dell'accumulatore, e avvicinandosi alla carica completa, quest'ultimo rallenta pesantemente il tempo di ricarica.

Alla luce di queste considerazioni è conveniente impostare dei limiti di funzionamento, al raggiungimento di un *SoC* minimo in scarica ($SoC_{min} = 30\%$) e un *SoC* massimo in carica ($SoC_{max} = 90\%$), al fine di assicurare una vita utile (ipotizzata pari a 7000 cicli) e prestazioni adeguate, sia in carica (regolazione in sottofrequenza), che in scarica (regolazione in sovralfrequenza).

Per una tecnologia come quella al litio, ideale per applicazioni *power intensive*, un tempo minimo di 1,5 h in carica/scarica consente buone prestazioni, senza penalizzare la capacità effettiva della batteria, se confrontata con quella nominale. Questo valore è stato scelto in quanto, non considerando una specifica tecnologia di accumulatore al litio, in alcuni *datasheet* la scarica a C1 è supportata per tempi relativamente brevi, mentre C1,5 è maggiormente tollerata.

Con tempo minimo di carica/scarica pari a 1,5 h e massima riserva richiesta di quasi 200 kW, una stima dell'energia nominale della batteria è riportato in (5.1).

$$E = P_{\max \text{ reg prim}} [kW] * t_{\min \text{ ch/disch}} [h] = 200 * 1,5 = 300 \text{ kWh} \quad (5.1)$$

Successivamente si verifica se l'energia calcolata è sufficiente a garantire la massima potenza richiesta per 15 minuti, considerando che, con i limiti di *SoC*, l'energia utile è minore.

$$E_{\min} = \frac{(P_{\max \text{ reg prim}} [kW] * t [h])}{SoC_{\max} - SoC_{\min}} = \frac{(200 * \frac{15}{60})}{(0,9 - 0,3)} = 85 \text{ kWh} < 300 \text{ kWh} \quad (5.2)$$

Nel caso in esame, la centrale idroelettrica interviene se il SdA non può adempiere al servizio di regolazione primaria; ha senso quindi valutare anche taglie minori che non soddisfano completamente la banda di riserva richiesta, o il tempo prescritto da Terna.

I dati utilizzati per le simulazioni sono riportati in Tab. 5.5.

Tabella 5.5- Dati SdA con batterie al Litio per le simulazioni

Litio	
Capacità nominale batteria [kWh]	30-300
Capacità equivalente batteria [kWh]	30-300
Tempo minimo in carica [h]	1,5
Tempo minimo in scarica [h]	1,5
Rendimento in carica	0,94
Rendimento in scarica	0,94
SoC iniziale	0,6
SoC minimo operativo	0,3
SoC massimo operativo	0,9
Costo batterie [€/kWh]	700 - 600
Costo elettronica di potenza [€/kW]	150 - 130
Costo del sistema (no batterie e convertitore) [€/kW]	150 -130
Costo O&M (su costo batteria)	0,02
Cicli di vita utili	7000

In tabella non sono ancora definiti i valori di capacità nominale ed equivalente (per la tecnologia litio e tempi di carica/scarica di 1,5 h, essi coincidono) del SdA [kWh], in quanto saranno stabiliti effettuando simulazioni con le taglie indicate nell'intervallo, e valutando quale comporta un guadagno maggiore.

Il costo della batteria [€/kWh] è stato scelto sulla base dei dati di mercato disponibili. Innanzitutto, è possibile osservare dalla Fig. 5.8 come negli ultimi anni la capacità installata nelle applicazioni di potenza coinvolga principalmente batterie al litio. [16]

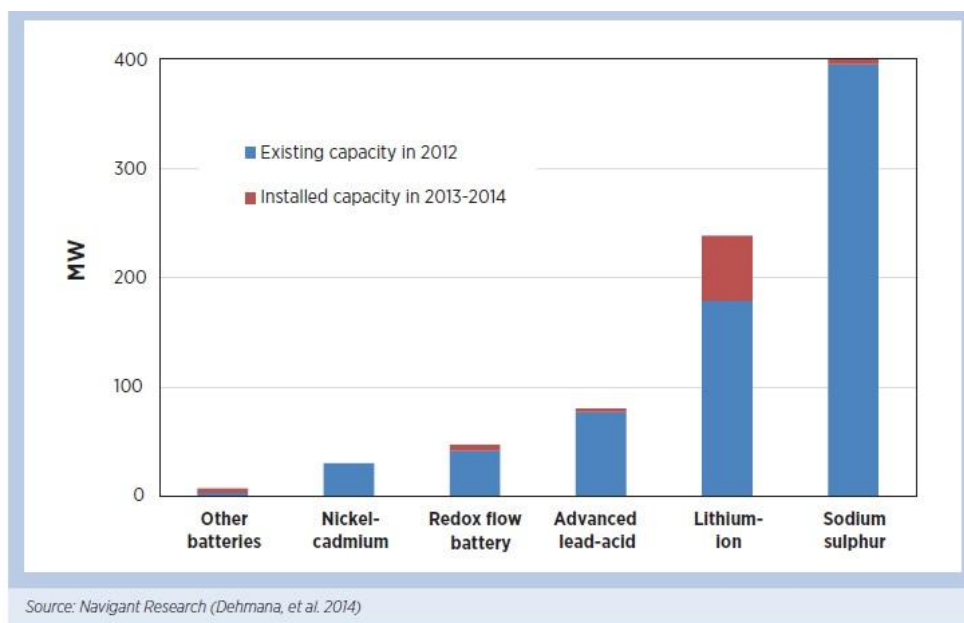


Fig. 5.8- Stima della capacità installata di batterie per applicazioni di potenza

La penetrazione sempre maggiore sul mercato ne ha consentito una forte riduzione dei costi, ed è previsto un ulteriore calo nei prossimi anni. In Fig. 5.9 sono riportati i prezzi dei diversi tipi di celle al litio relativi all'anno 2014, e le previsioni per gli anni 2017 e 2020. [16]

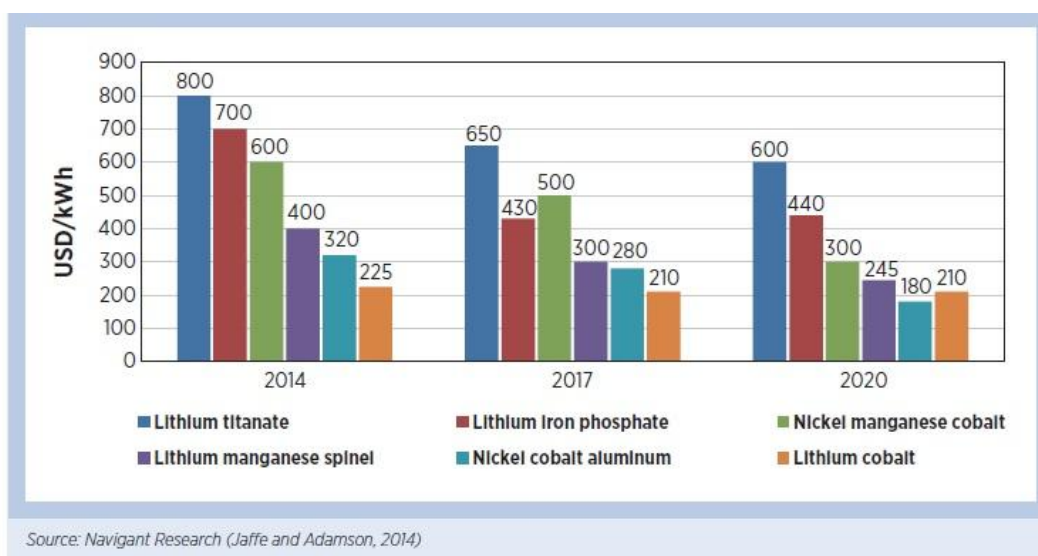


Fig. 5.9- Prezzo [\$] delle diverse tipologie di celle al litio

Il costo di 700 €/kWh risulta largamente cautelativo, e riferito alle tecnologie di batterie al litio con prestazioni in potenza migliori (LTO e LFP).

Infine sono stati stimati i costi relativi all'elettronica di potenza e altri componenti del sistema escluse batterie e convertitore, in €/kW, e i costi legati a oneri e manutenzione annuali, rapportati al costo della batteria.

Infine, è ragionevole considerare una riduzione del costo unitario di tutti i componenti, stimabile attorno al 15% per taglie da 30 kWh a 300 kWh.

5.2 SIMULAZIONI MATLAB

Al fine di valutare la convenienza dell'uso di un SdA associato ad una centrale idroelettrica ad acqua fluente, è stato creato uno script in Matlab che riceve come input i dati esposti nei paragrafi precedenti. L'analisi prevede 2 scenari:

1. **SCENARIO 1**, suddiviso a sua volta in 2 casi:
 - **CASO 1**: regolazione primaria di frequenza effettuata solamente dalla centrale idroelettrica;
 - **CASO 2**: regolazione primaria di frequenza effettuata dall'impianto "ibrido" costituito dalla centrale idroelettrica e il SdA. Quest'ultimo agisce limitando la massima potenza erogata in base alla riserva di potenza richiesta ai gruppi attivi dell'impianto idroelettrico, ovvero limita la riserva al minimo normativo richiesto. Con questa ipotesi, i contributi di potenza visti dalla rete esterna, del CASO 1 e CASO 2 sono i medesimi.
2. **SCENARIO 2**:

Lo scenario 2 elimina il vincolo di limitare la riserva primaria del SdA al minimo normativo richiesto, ovvero esso fornisce la potenza richiesta in base alla sua massima disponibilità, e non secondo l'1,5% della potenza efficiente dei gruppi in funzione.

5.2.1 SCENARIO 1, CASO 1: CENTRALE IDROELETTRICA

Nel caso 1 viene simulato il funzionamento della sola centrale idroelettrica con l'onore di regolazione primaria di frequenza.

Come visto in precedenza, deve essere assicurata la riserva primaria di almeno 1,5% P_{eff} , per cui la centrale idroelettrica deve funzionare a potenza ridotta.

Una volta acquisiti tutti i dati di input, lo script in Matlab è stato realizzato con due cicli *for* (uno interno all'altro), i quali implementano la seguente logica:

- Nel primo ciclo *for* vengono impostati i valori orari di potenza dei 3 gruppi;
- Nel secondo ciclo *for*, per ogni secondo dell'ora *h*, la potenza di ogni gruppo viene ipotizzata costante; in base ai valori di frequenza, viene calcolato ogni secondo il contributo di potenza che la centrale idroelettrica dovrà erogare (sotto-frequenza) o ridurre (sovra-frequenza);

In caso di funzionamento in sotto-frequenza con statismo standard:

$$dP_{sal} = \min \left(riserva * P_{hydro\ n} , - \frac{frequenza(i)-f_n}{f_n * \sigma_p} * P_{hydro\ n} \right) \quad (5.3)$$

In caso di funzionamento in sotto-frequenza con statismo ridotto (compensazione banda morta):

$$dP_{sal} = \min \left(riserva * P_{hydro\ n} , - \frac{((frequenza(i)-f_n)+DB)}{f_n * \sigma_{p\ ridotto}} * P_{hydro\ n} \right) \quad (5.4)$$

In caso di funzionamento in sovra-frequenza con statismo standard:

$$dP_{scend} = - \frac{frequenza(i)-f_n}{f_n * \sigma_p} * P_{hydro\ n} \quad (5.5)$$

In caso di funzionamento in sovra-frequenza con statismo ridotto (compensazione banda morta):

$$dP_{scend} = - \frac{((frequenza(i)-f_n)-DB)}{f_n * \sigma_{p\ ridotto}} * P_{hydro\ n} \quad (5.6)$$

- dato che l'impianto è composto da 3 gruppi, il contributo di potenza richiesto ad ognuno sarà suddiviso in base alla loro taglia; in altre parole, ogni gruppo dispone di un regolatore che funziona indipendentemente dagli altri;
- si verifica quali gruppi stanno producendo, e quindi quali sono tenuti o no a soddisfare il servizio. Come si è visto al paragrafo 5.1.2 vi sono momenti in cui uno o più gruppi non sono in funzione, e non potranno provvedere alla loro quota di potenza. Ci si ricava quindi il contributo richiesto effettivo, in base alla generazione di ogni gruppo;
- Con l'integrazione del contributo di potenza si ottiene l'energia in regolazione a salire e a scendere, per poi calcolare il corrispettivo in base a quanto visto al paragrafo 1.3.1.2. Con l'integrazione della potenza mantenuta per la riserva

primaria (ovvero non generata e venduta) è possibile valutare la perdita che ne consegue, con un ribasso d'asta al 10% e al 20%;

- Esternamente ai cicli *for* vengono calcolati corrispettivi, perdite, e l'energia complessivamente immessa in rete dai 3 gruppi, come sommatoria dei valori calcolati ogni secondo.

5.2.1.1 Risultati delle simulazioni

Dai grafici sul piano P-f si osserva il comportamento dei gruppi in regolazione primaria, ovvero il contributo di potenza calcolato per ogni valore di frequenza (Fig. 5.10). Il grafico che raffigura il funzionamento della centrale nel suo complesso presenta più curve perché la riserva richiesta varia a seconda dei gruppi in funzione. In particolare si osserva:

- G1 ON, G2 e G3 OFF: la riserva primaria richiesta è pari a 1,5% $PG1n = 35,37$ kW;
- G1 OFF, G2 o G3 ON: la riserva primaria richiesta è pari a 1,5% $PG2n = 78,3$ kW;
- G1 e G2 o G3 ON: la riserva primaria richiesta è pari a 1,5% $(PG1n+PG2n) = 113,7$ kW;
- G1 OFF, G2 e G3 ON: la riserva primaria richiesta è pari a 1,5% $(PG2n+PG3n) = 156,6$ kW;
- G1,G2 e G3 ON: la riserva primaria richiesta è pari a 1,5% $(PG1n+PG2n+PG3n) = 191,97$ kW;

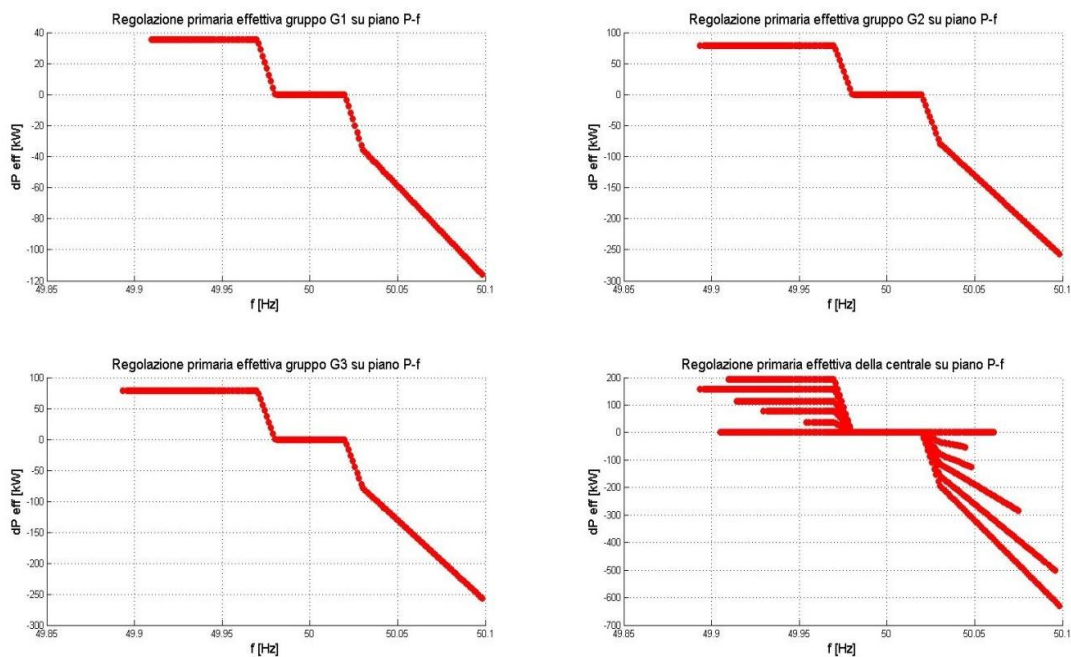


Fig. 5.10- Grafici sul piano P-f dei tre gruppi e della centrale idroelettrica

Normalizzando i contributi di potenza in relazione alla potenza nominale in funzione, si ottiene un'unica curva che descrive il funzionamento della centrale idroelettrica in regolazione primaria (Fig. 5.11).

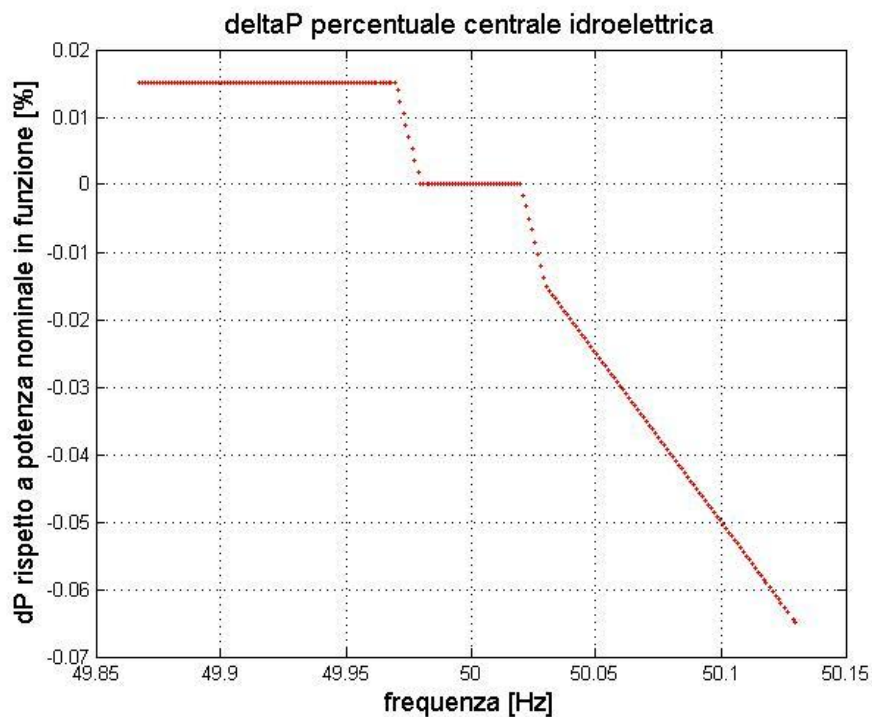


Fig. 5.11- Contributi di potenza normalizzati rispetto la potenza nominale in funzione

Considerando la producibilità molto variabile che caratterizza una centrale idroelettrica ad acqua fluente, la riserva di 1,5% P_{eff} può risultare più gravosa se riferita alla potenza generata in quell'istante. Dalla Fig. 5.12. si può osservare la presenza di picchi quasi al 30%, e in Fig. 5.13 è riportata la distribuzione della percentuale di riserva rispetto la potenza generata, per tutti e 3 i gruppi.

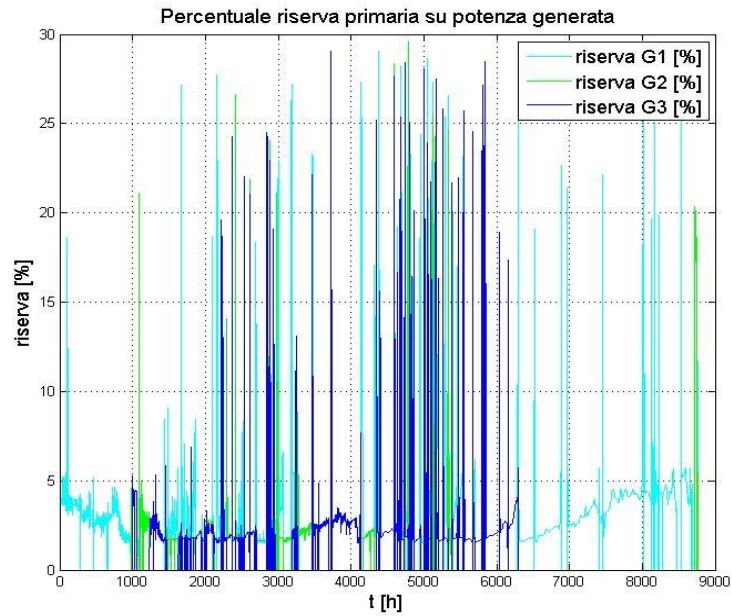


Fig. 5.12- Percentuale di riserva primaria rispetto alla potenza generata

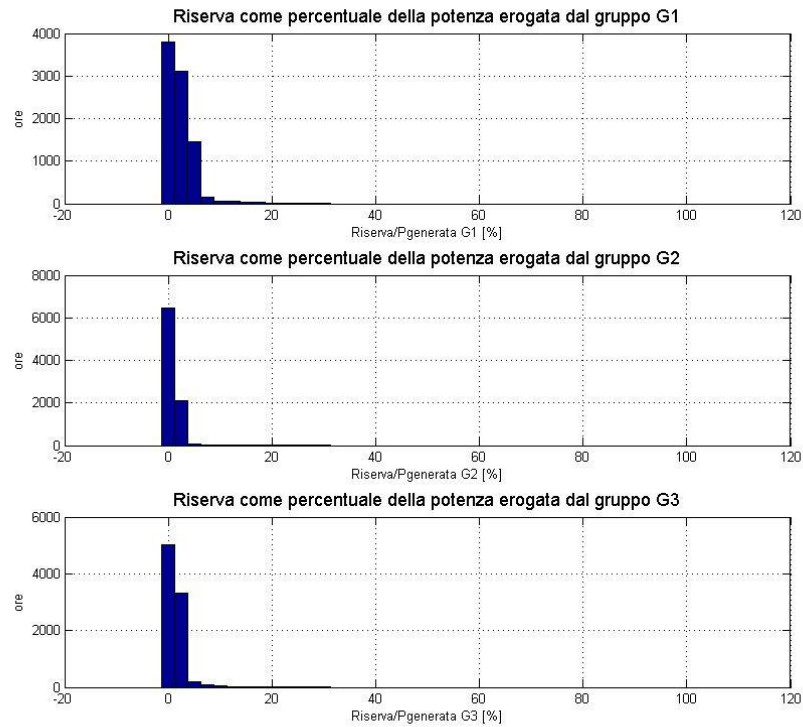


Fig. 5.13- Distribuzione della percentuale di riserva nei tre gruppi

Per comprendere meglio il funzionamento dello script e verificarne il corretto funzionamento, sono riportati a seguito dei grafici di alcune grandezze di interesse, su un periodo temporale ristretto.

In Fig. 5.14 vi è la potenza base e quella effettiva dei 3 gruppi (di cui uno inattivo), per 2 ore, dopo l'intervento per soddisfare il servizio di regolazione primaria di frequenza. Si nota come, con valori di Δf superiore alla banda morta, i gruppi modulano a scendere la potenza erogata, e viceversa quando i valori di Δf scendono al di sotto del limite inferiore della banda morta.

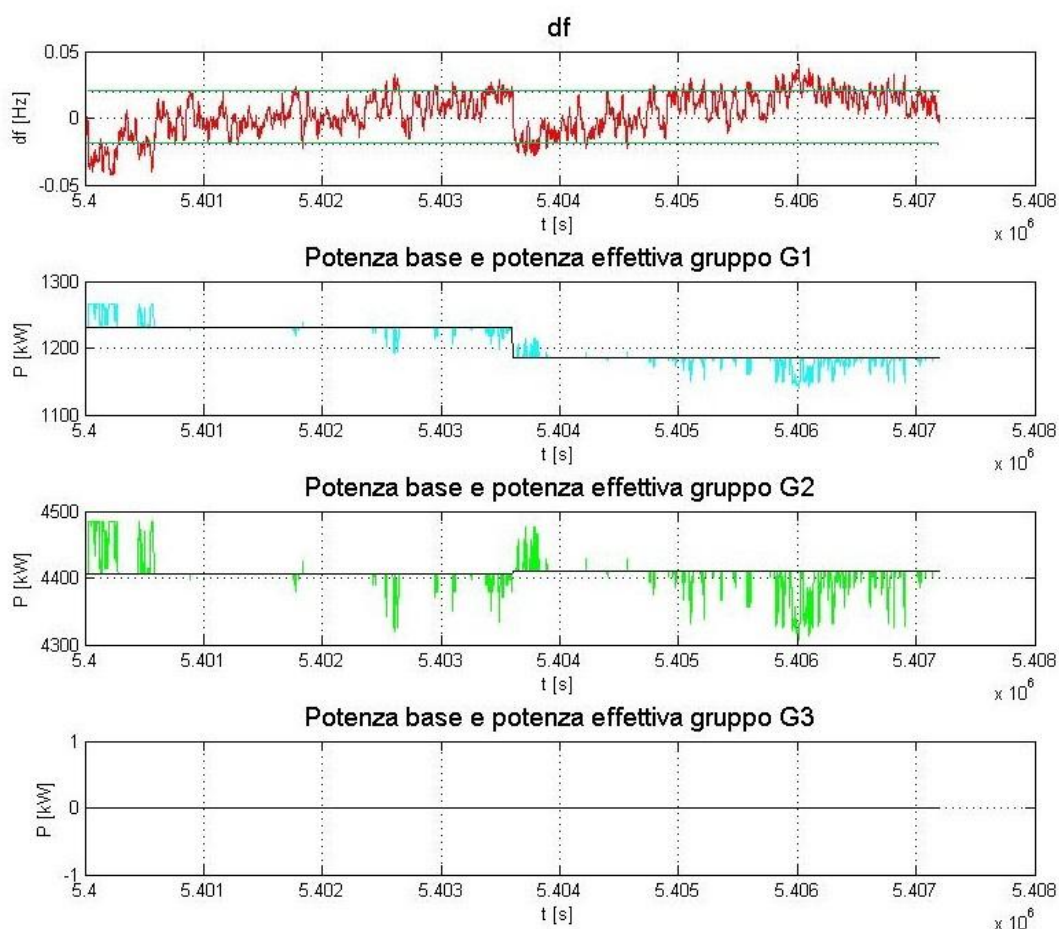


Fig. 5.14- Potenza base ed effettiva erogata da ciascun gruppo in base al valore della frequenza di rete

In Fig 5.15, con riferimento a una finestra temporale di 100 ore, è invece riportato il contributo complessivo di potenza della centrale idroelettrica, la potenza effettiva erogata da ciascun gruppo, e lo stato dei gruppi.

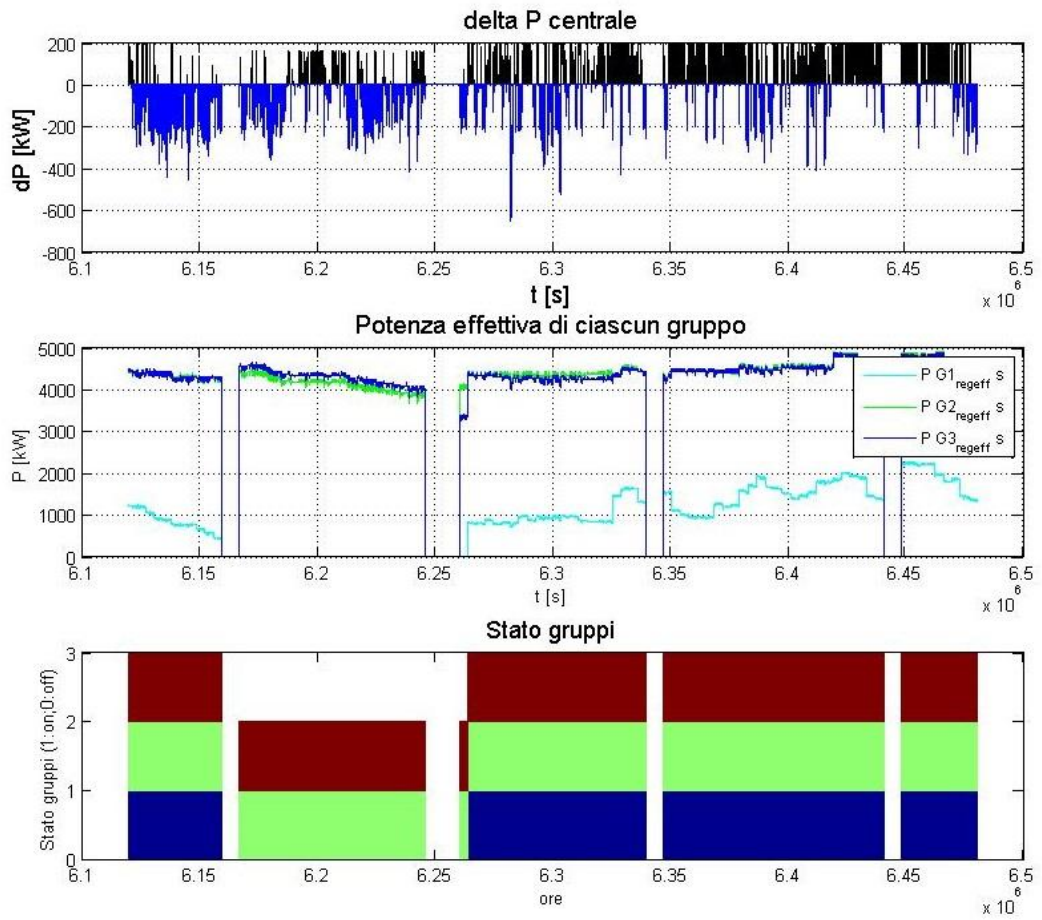


Fig. 5.15- dP della centrale idroelettrica, potenza effettiva e stato di ciascun gruppo

I risultati ottenuti dalla simulazione sono riportati in Tab. 5.6:

Tabella 5.6- Risultati delle simulazioni della centrale idroelettrica con onere di regolazione primaria di frequenza

Regolazione primaria di frequenza - Contributi di energia e generazione	
Energia base immessa in rete (funzionamento a potenza ridotta -1,5% Peff) [GWh]	27,445
Energia regolazione a salire [MWh]	62
Energia regolazione a scendere [MWh]	-78
Energia complessivamente generata e immessa in rete [GWh]	27,428
Regolazione primaria di frequenza - Ricavi e perdite	
Remunerazione per regolazione a salire [k€]	5,35
Costo per regolazione a scendere [k€]	2,26
Ricavo regolazione primaria (Remunerazione - costo) [k€]	3,09
Valore energia non generata per garantire riserva primaria (asta ribasso 20%) [k€]	61,8
Valore energia non generata per garantire riserva primaria (asta ribasso 10%) [k€]	69,53

Risulta chiaramente che il ricavo derivante dalla remunerazione del servizio di regolazione primaria di frequenza, pari a 3090 € non è sufficiente a compensare la perdita derivante dall'energia non generata per garantire la riserva primaria, pari a 61800 € in caso di asta a ribasso a 20% e 69530 € in caso di asta a ribasso 10%.

Si osserva quindi, che l'energia generata e immessa in rete risulta di 27428 MWh, contro i 28094 MWh senza l'onere di riserva primaria.

I risultati ottenuti giustificano economicamente lo studio dell'installazione di un SdA per soddisfare la riserva primaria, in modo da evitare (almeno in parte), la perdita derivante dall'energia non generata.

5.2.2 SCENARIO 1, CASO 2: SISTEMA DI ACCUMULO INTEGRATO

Nel caso 2 viene simulato il funzionamento in regolazione primaria di frequenza della centrale idroelettrica con SdA dedicato a soddisfare tutta, o in parte, la riserva primaria.

L'obiettivo è verificare che il ricavo derivante dall'energia generata e venduta dalla centrale idroelettrica, la quale non è più tenuta a funzionare (almeno in parte) a potenza ridotta, sia sufficiente a ripagare il SdA in tempi accettabili (e quindi minori alla vita utile del SdA), e valutare la taglia del SdA [kWh] che consenta l'investimento migliore.

Escludendo la prima parte di acquisizione dei dati iniziali, analoga al caso 1, il caso 2 è strutturato principalmente in 2 parti: nella prima vengono calcolati i contributi di potenza (e come vengono ripartiti tra SdA e centrale idroelettrica), i parametri significativi del SdA (es. *SoC*), le energie in regolazione primaria e ricavi; nella seconda parte vi è un semplice *business plan* per valutare il PBT (*Payback time*, tempo di rientro), NPV (*Net Present Value*, Valore attuale netto), IRR² (*Internal rate of return*, tasso interno di rendimento) attualizzati e non attualizzati.

Nello specifico, lo script è di base analogo al caso 1, con 2 cicli *for* (uno interno all'altro). La differenza vi è sostanzialmente nel ciclo interno, nel quale viene calcolato il *SoC*, in base all'energia erogata/assorbita dalla batteria per la regolazione primaria di frequenza.

Lo script è strutturato in modo da consentire l'utilizzo di un SdA che non riesca a soddisfare completamente la riserva primaria: in questo caso i gruppi funzionano a potenza ridotta della riserva mancante. E' bene precisare che la potenza massima in scarica/ carica [kW] è data dal rapporto dalla capacità del SdA [kWh] e il tempo minimo di scarica/carica [h].

Successivamente viene calcolato il contributo di potenza richiesto al SdA, in base ai gruppi che stanno generando, ed eventualmente all'impianto idroelettrico; l'intervento di quest'ultimo è richiesto a salire, nel caso appena citato, in cui la potenza massima in scarica del SdA non soddisfi completamente la riserva primaria, mentre a scendere quando viene superata la potenza massima di carica, in quanto da normativa l'impianto deve scendere, se richiesto, sino alla potenza di minimo tecnico.

Per valutare se il SdA può erogare/assorbire la potenza richiesta, è necessario verificare che il *SoC* sia entro i limiti impostati: se $SoC \leq SoC_{min}$ il SdA non è in grado di erogare potenza e i gruppi della centrale idroelettrica funzionano a potenza ridotta per assicurare la riserva primaria, e modulano la loro potenza per provvedere al servizio richiesto (analogamente al caso 1). Viceversa, se $SoC \geq SoC_{max}$ il SdA non è in grado di caricarsi, e se è richiesta potenza a scendere, la centrale idroelettrica deve provvedere completamente riducendo la potenza generata.

Una volta calcolati i contributi (a scendere e a salire) effettivi del SdA, dell'impianto idroelettrico, e la somma dei due, viene aggiornata l'energia del SdA

² IRR è un indice di redditività finanziaria di un flusso monetario e rappresenta il rendimento di un investimento. Matematicamente è il tasso di attualizzazione che rende il valore attuale netto di una serie di flussi di cassa pari a zero.

per il calcolo del SoC e calcolati i contributi di energia a salire e a scendere tramite integrazione della potenza.

Per comprendere meglio il funzionamento, a seguito sono riportati degli schemi con le varie condizioni in cui SdA e centrale idroelettrica sono tenuti a intervenire:

1) Sotto-frequenza e SdA carico/parzialmente carico

Se la frequenza scende al di sotto del limite inferiore della banda morta (49,98 Hz) e la batteria presenta un SoC maggiore del limite inferiore impostato ($SoC_{min} = 30\%$), ovvero essa è carica o parzialmente carica, il SdA eroga il contributo di potenza richiesto. Se la massima potenza in scarica è minore della banda di riserva da mantenere, i gruppi della centrale idroelettrica mantengono la riserva primaria mancante, e se richiesto, aumentano la potenza immessa in rete. Il caso descritto è riportato in Fig. 5.16.

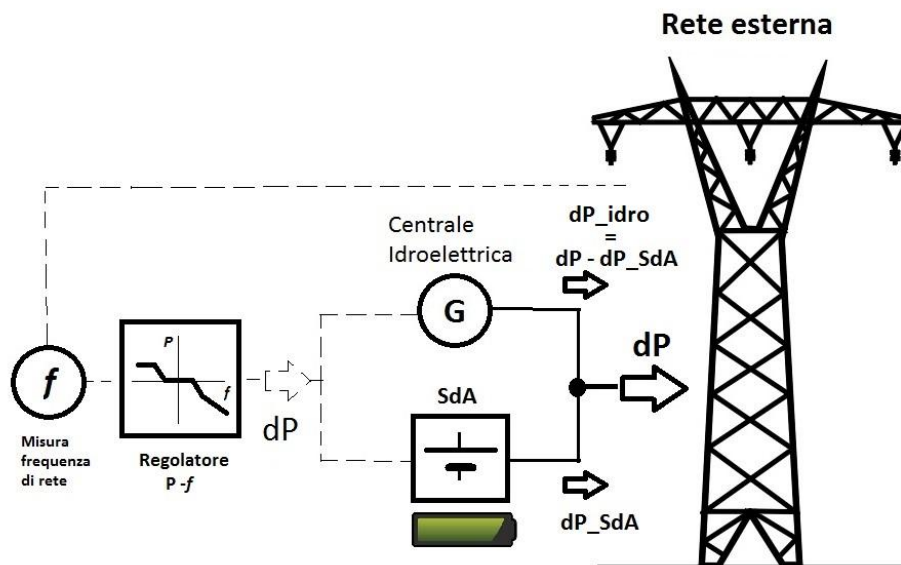


Fig. 5.16- Schema di principio: sotto-frequenza e batteria carica/parzialmente carica

2) Sotto-frequenza e SdA completamente scarico

In condizioni di sotto-frequenza e batteria scarica (SoC al di sotto della soglia minima impostata), il SdA non è in grado di erogare la potenza richiesta. Nel momento in cui la batteria raggiunge il SoC minimo, i gruppi della centrale idroelettrica devono farsi carico di tutta la riserva primaria ed erogare, durante il transitorio di sotto-frequenza, il contributo di potenza richiesto. Il caso descritto è riportato in Fig. 5.17.

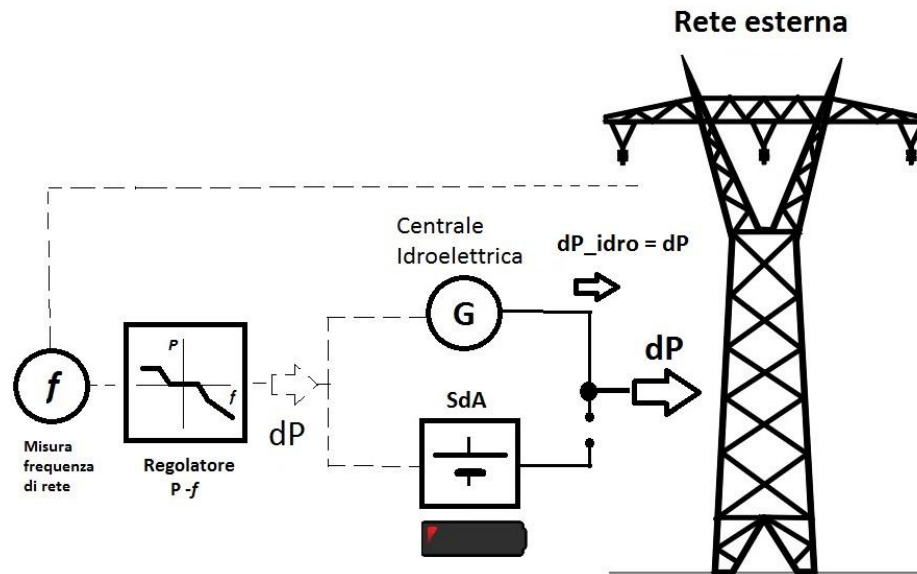


Fig. 5.17- Schema di principio: sotto-frequenza e batteria completamente scarica

3) Sovra-frequenza e SdA scarico/parzialmente scarico

In condizioni di sovra-frequenza, se la batteria è scarica o non è completamente carica (*SoC* minore del limite superiore impostato, pari a 90%), essa deve assorbire una certa potenza, ovvero si carica. La soluzione più logica da adottare è utilizzare parte della potenza generata dalla centrale idroelettrica per caricare la batteria, in modo che in rete risulti un'immissione minore di potenza.

Se la massima potenza di carica della batteria non è sufficiente a soddisfare la potenza richiesta, i gruppi della centrale idroelettrica dovranno ridurre la loro generazione (analogamente a quanto visto per le simulazioni dinamiche). Il caso descritto è riportato in figura 5.18.

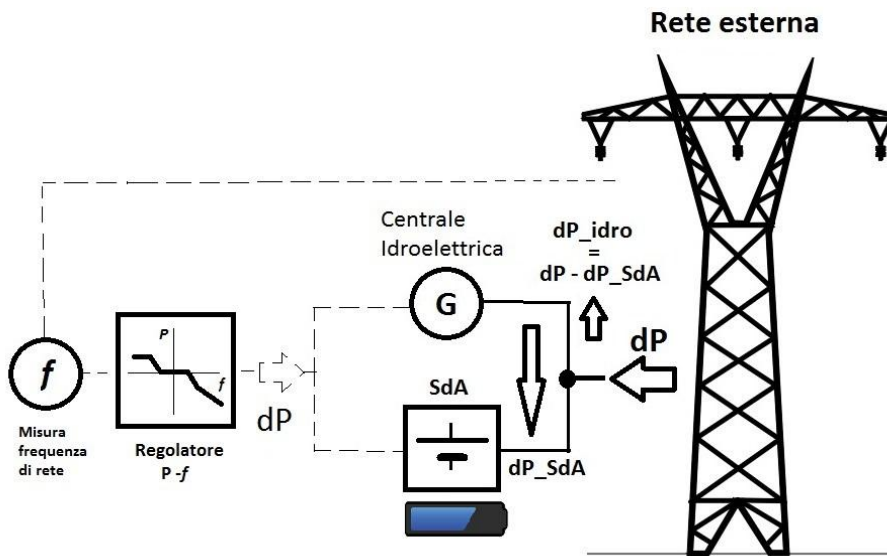


Fig. 5.18- Schema di principio: sovra-frequenza e batteria scarica o parzialmente scarica

4) Sovra-frequenza e SdA completamente carico

In condizioni di sovra-frequenza, se la batteria è completamente carica, essa è impossibilitata a caricarsi e quindi ad adempiere il servizio di regolazione primaria. Saranno allora i gruppi della centrale idroelettrica a modulare la loro potenza, in modo da ridurre l'energia immessa in rete. Il caso descritto è riportato in Fig. 5.19.

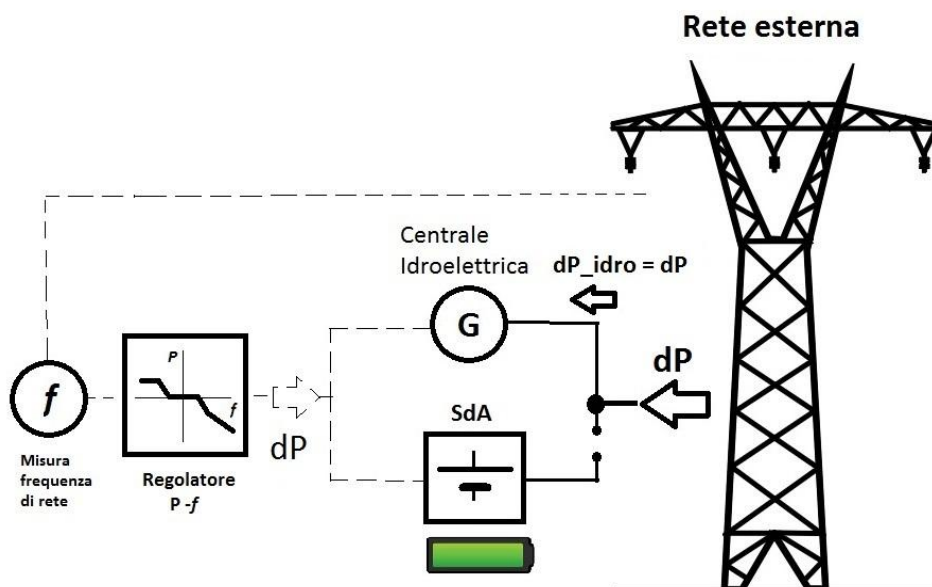


Fig. 5.19- Schema di principio: sovra-frequenza e batteria completamente carica

Dato che si sta analizzando uno scenario ai fini di comparare costi e ricavi prima e dopo l'installazione del SdA, la remunerazione per la regolazione primaria, che è presente in entrambi in casi, viene calcolata ma non deve essere conteggiata nel *business plan* (essa coincide per il CASO 1 e 2).

Di importante rilevanza è invece la valorizzazione dell'energia generata e immessa in rete dall'impianto idroelettrico, quando la riserva primaria è soddisfatta (anche solo in parte) dal SdA, e costituisce il ricavo su cui si basa il *business plan*.

I dati di input ipotizzati per l'analisi economico-finanziaria sono i seguenti:

Tabella 5.7- Dati del *business plan* utilizzati per le simulazioni

Dati input business plan	
tasso di sconto d	0,05
tasso d'interesse finanziamento	0,06
durata finanziamento [anni]	5
capitale proprio investito	0,3

Il costo annuo è dato dal costo O&M, mentre a formare il costo del SdA vi è il costo delle batterie [€/kWh], il costo del convertitore e del sistema (escluse batterie e convertitore) [€/kW].

Il numero di scariche equivalenti annuali viene calcolato per valutare la vita utile, in termini di anni, delle batterie.

5.2.2.1 Taglia ottimale del sistema di accumulo

Il passo successivo è valutare la taglia ottimale del SdA, ottenuta effettuando le simulazioni con diversi valori di energia nominale, e verificando quella che consente il miglior investimento.

Sulla base dei dati ottenuti è possibile tracciare dei grafici significativi, per trarre le considerazioni desiderate. Gli indicatori economici da confrontare sono NPV e IRR attualizzati, ricavati considerando un ribasso d'asta del 20% rispetto ai valori di partenza.

Per escludere l'influenza del finanziamento dai risultati, si riporta innanzitutto il grafico del NPV (Fig. 5.20), NVP/costo del SdA (Fig. 5.21) e dell'IRR (Fig. 5.22) in funzione dell'energia nominale del SdA con e senza finanziamento. Si nota che l'andamento delle curve è il medesimo, quindi per definire la taglia ottimale l'influenza del finanziamento adottato è trascurabile.

NPV - E_SdA

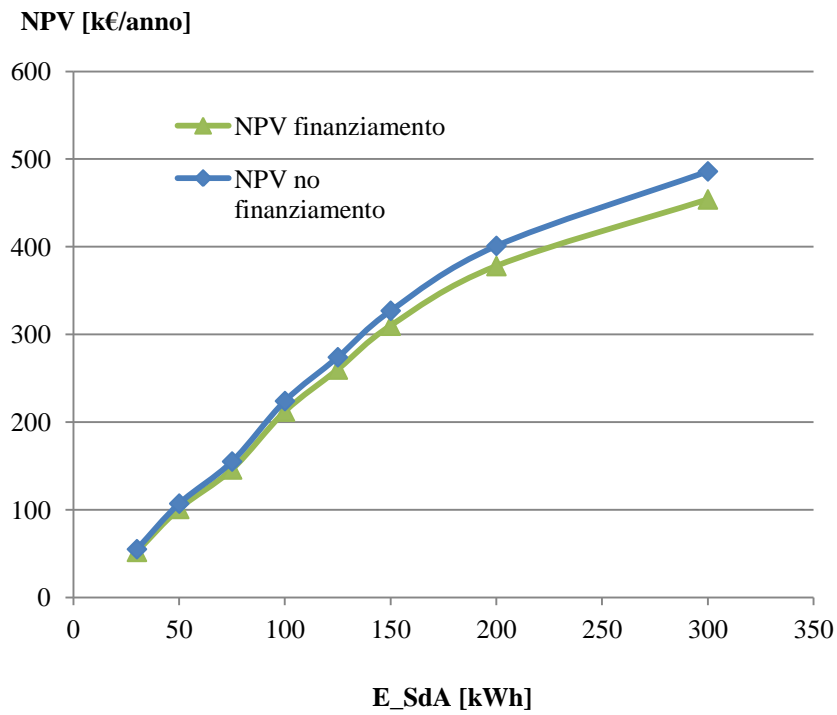


Fig. 5.20- NPV in funzione di E_SdA, con e senza finanziamento

NPV/costo, vita batterie, costo SdA - E_SdA

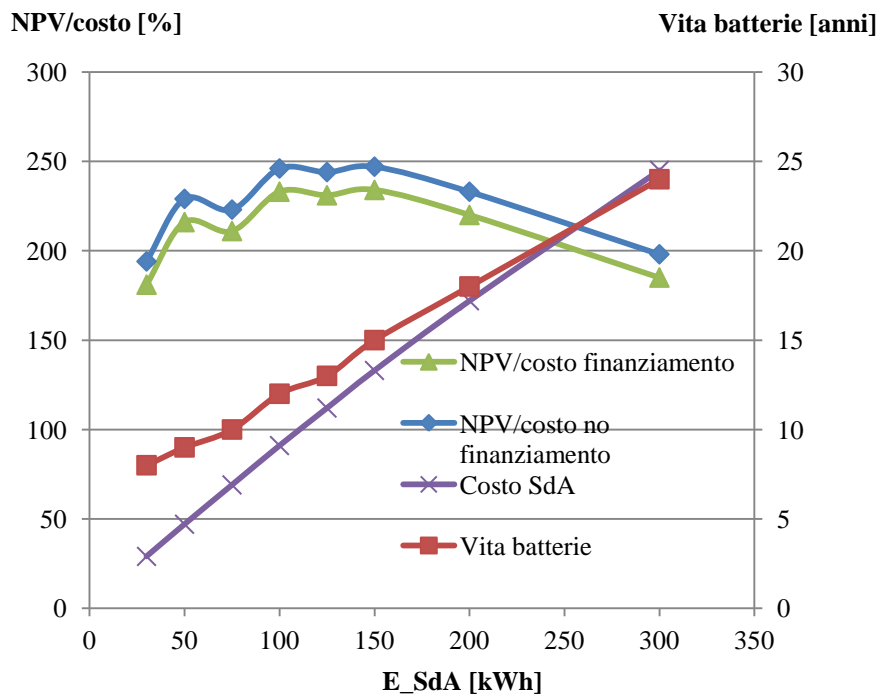


Fig. 5.21- NPV/costo in funzione di E_SdA, con e senza finanziamento. Costo SdA e vita utile delle batterie.

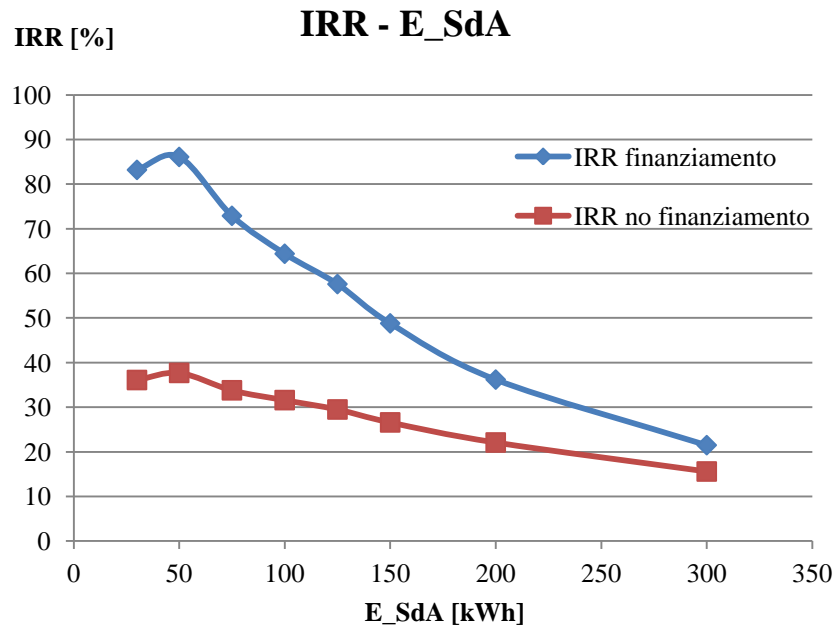


Fig. 5.22- IRR in funzione di E_SdA, con e senza finanziamento

L'andamento del NPV (Fig. 5.20) aumenta con l'energia nominale della batteria, da un valore di 52 k€ per un SdA da 30 kWh, a 454 k€ per un SdA da 300 kWh (quest'ultimo in grado di coprire interamente la riserva primaria quando tutti e 3 in gruppi sono in funzione). Si nota che l'andamento è lineare sino a circa 150 kWh, dopo questo valore la curva inizia a saturare in quanto è richiesta una batteria sempre più capiente, sino ad una ipotetica capacità illimitata in grado di far fronte ad ogni contributo di potenza richiesto, arrivando al ricavo massimo ottenibile di 61,8 k€. La saturazione è evidente anche sulla curva dei ricavi in funzione della taglia della batteria, riportata in Fig. 5.23.

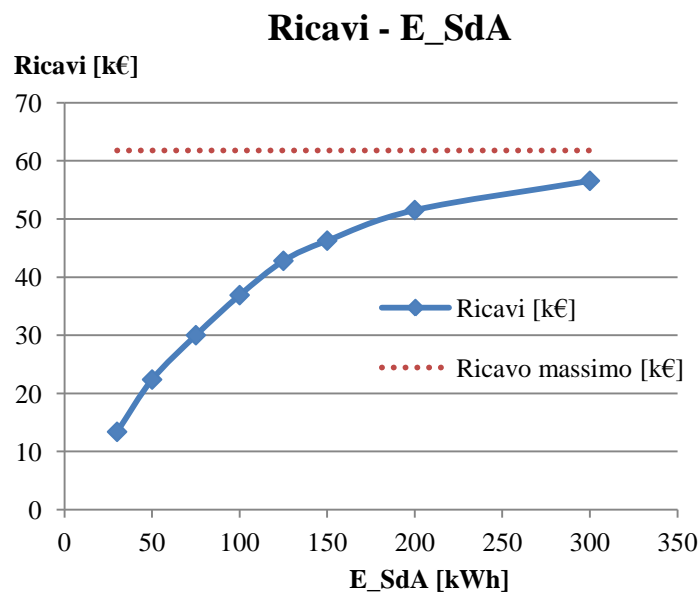


Fig. 5.23- Ricavi in funzione di E_SdA

La crescita del NPV, come l'andamento del rapporto NVP sul costo totale del SdA risultano poco significativi per valutare la taglia migliore, in quanto la vita delle batterie aumenta al crescere dell'energia nominale (il numero equivalenti di scariche annuali è minore). Rapportando invece NVP/costo iniziale alla vita delle batterie (Fig. 5.24), si ottiene un andamento paragonabile a quello dell'IRR, con valore massimo a circa 50 kWh.

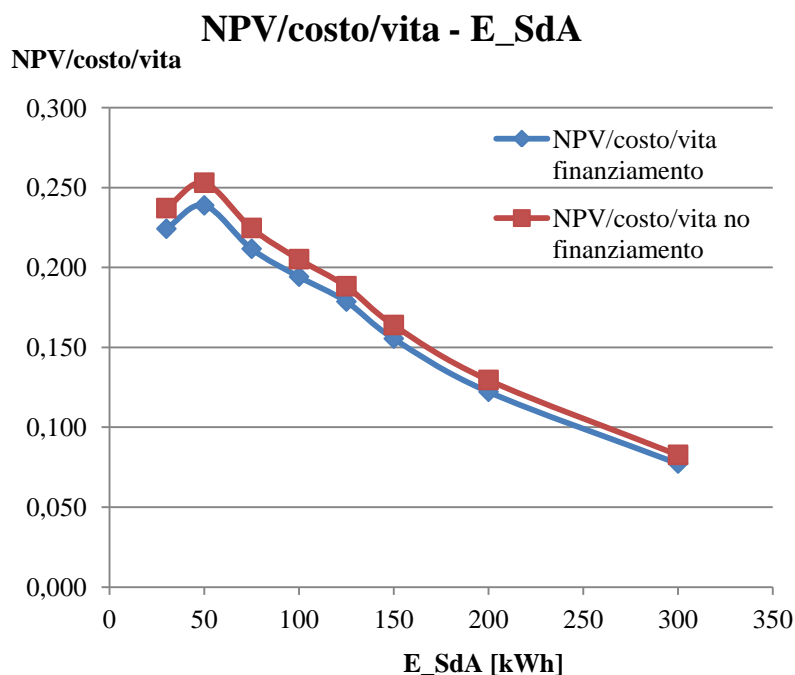


Fig. 5.24- NVP/costo/vita in funzione di E_SdA, con e senza finanziamento

E' importante anche valutare il tempo di rientro dell'investimento (PBT, *Payback Time*) attualizzato, in Tab. 5.8.

Tabella 5.8- PBT con e senza finanziamento

Litio T_ch = 1,5 h T_disch = 1,5 h Riserva salire max 1,5% Pn asta -20%	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn	E_BESSn
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
	30	50	75	100	125	150	200	300
PBT con finanziamento [anni]	2	2	2	2	2	3	4	7
PBT no finanziamento [anni]	3	3	3	3	4	4	4	6

I grafici precedenti sono basati sui ricavi annui della vendita dell'energia elettrica con asta ribasso al 20%. Per completezza, a seguito (Fig. 5.25) sono riportate le stesse grandezze calcolate con asta a ribasso al 30% (caso peggiore), 10% e senza ribasso, ovvero energia venduta a 119 €/MWh.

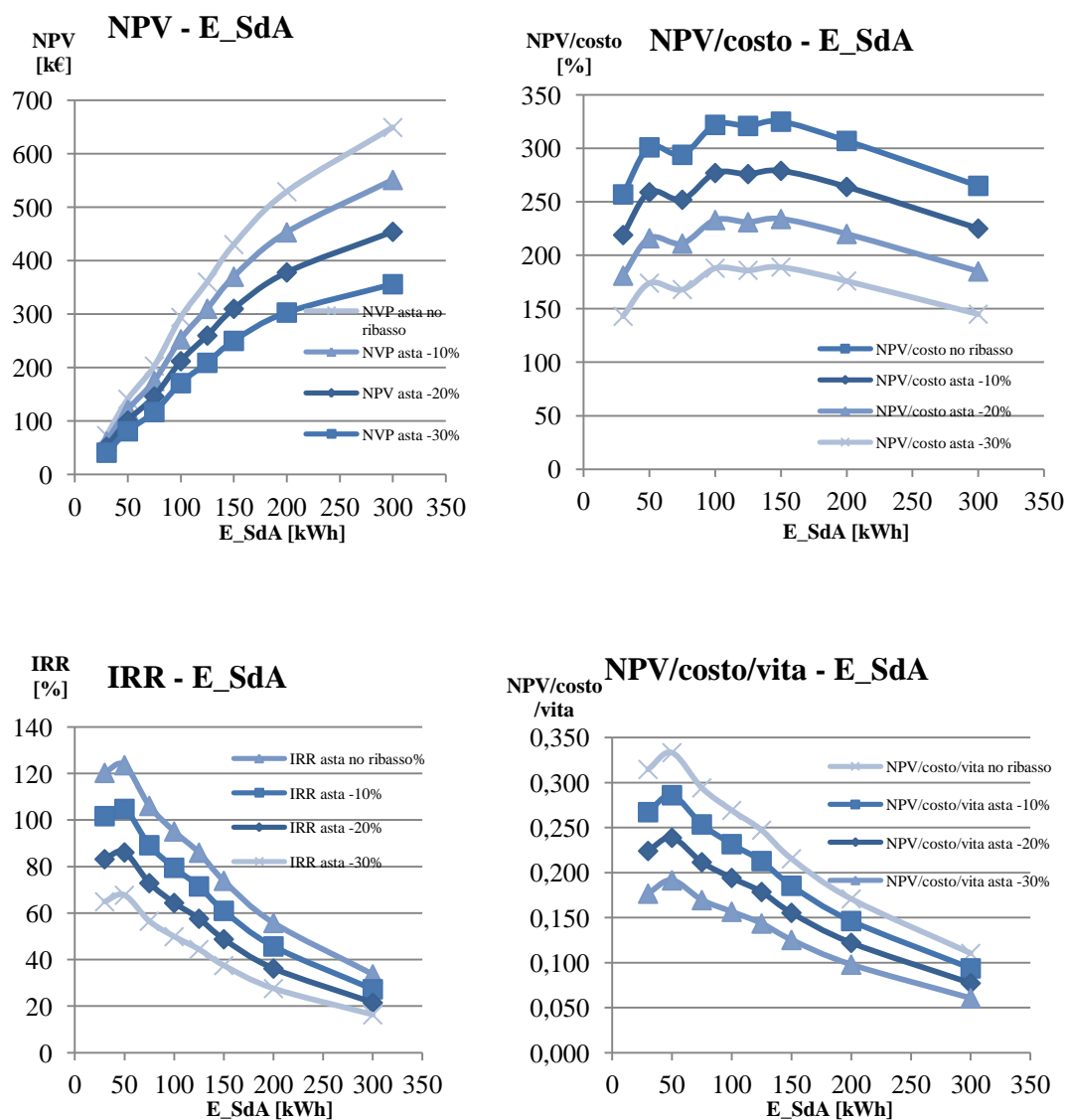


Fig. 5.25- Confronto grandezze d'interesse con diversi ribassi d'asta

Anche con la peggior ipotesi di ribasso d'asta il NPV risulta accettabile. Inoltre, per la taglia ottimale stimata, il tempo di recupero dell'investimento è contenuto, in tutte le ipotesi, entro 2 - 3 anni.

Le considerazioni sopra riportate valutano solamente l'economicità dell'installazione di un SdA. E' stato analizzato al capitolo 4 il vantaggio tecnico derivante dalla regolazione primaria di frequenza con SdA piuttosto che con i gruppi

della centrale idroelettrica. E' bene quindi osservare quanta energia richiesta dal servizio viene fornita dalle batterie. I grafici seguenti riportano la percentuale di energia in regolazione a salire (Fig. 5.26) e a scendere (Fig. 5.27) erogata/assorbita sul totale richiesto, pari rispettivamente a 62 e 78 MWh.

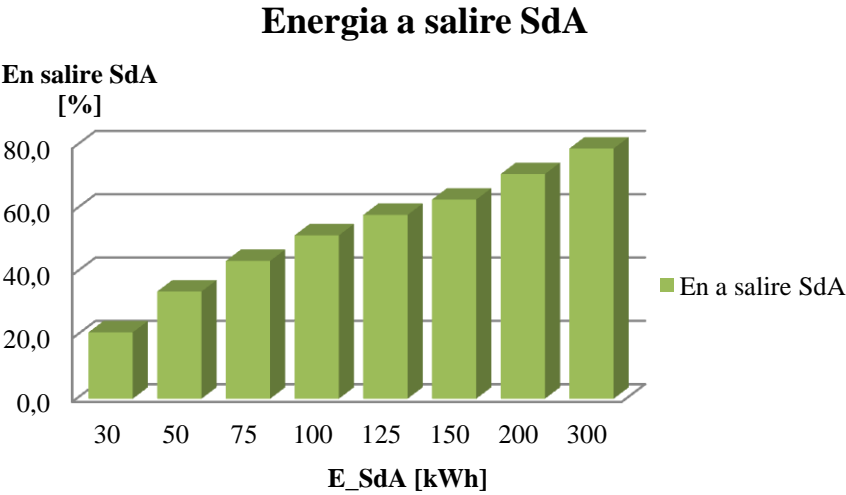


Fig. 5.26- Energia erogata dal SdA in regolazione a salire

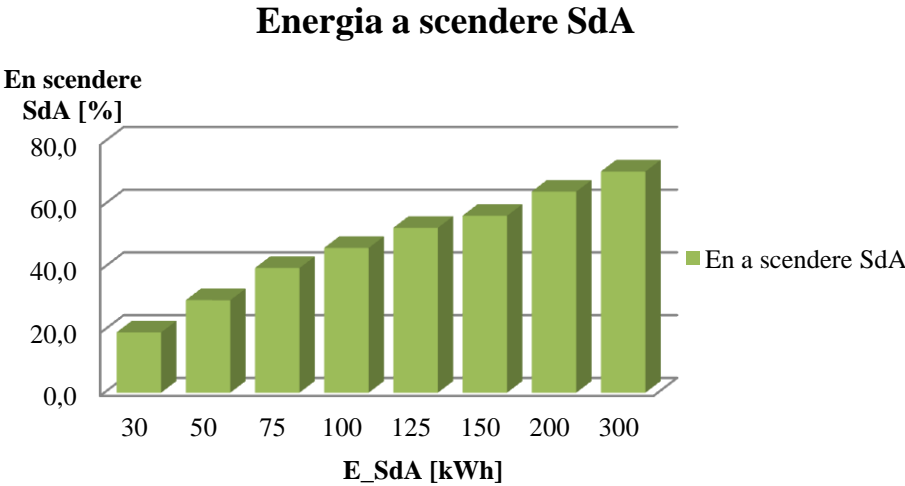


Fig. 5.27- Energia assorbita dal SdA in regolazione a scendere

Come esposto precedentemente, il limite di energia richiesta erogata dal SdA può essere dato dal raggiungimento dei limiti di *SoC* impostati o dall'insufficiente potenza massima in carica/scarica delle batterie. Logicamente, maggiore è la capacità delle batteria, maggiore è l'energia regolante provveduta.

In realtà il valore percentuale della quota fornita dal SdA sarebbe maggiore se si considerano i tempi di risposta della centrale idroelettrica. I contributi calcolati secondo per secondo vengono erogati prontamente dalle batterie, mentre la centrale idroelettrica impiega ben più di un secondo per modulare la proprio produzione. Questo si traduce in una minor energia regolante fornita.

Il fatto cruciale, che determina l'entità del corrispettivo annuo, è soddisfare più banda di riserva primaria istante per istante, in modo che la centrale idroelettrica possa generare ed erogare in rete maggior energia. Questo può essere fatto, a parità di costo del SdA, con una diversa gestione delle batterie. Per quanto riguarda il limite di massima potenza in scarica non si può far nulla (dipende dalla taglia e quindi dal costo del SdA), mentre è possibile pensare ad una soluzione per mantenere il *SoC* più alto possibile, in modo da evitare che la centrale idroelettrica sostenga completamente l'onere di riserva primaria a causa del raggiungimento del *SoC* minimo della batteria.

Quando il valore di frequenza di rete è entro la banda morta (si è visto che mediamente lo è per circa il 70% del tempo), e il *SoC* è minore del limite superiore, è possibile caricare la batteria con una piccola percentuale della sua potenza massima in carica (es. 2%) (Fig. 5.28). Questa soluzione risulta ininfluenza per la rete in quanto lo sbilanciamento di potenza provocato è minimo, e consente di caricare la batteria quando non è richiesta potenza per la regolazione primaria di frequenza.

Lo svantaggio è che l'energia per caricare la batteria viene prelevata dalla centrale idroelettrica e quindi non viene venduta.

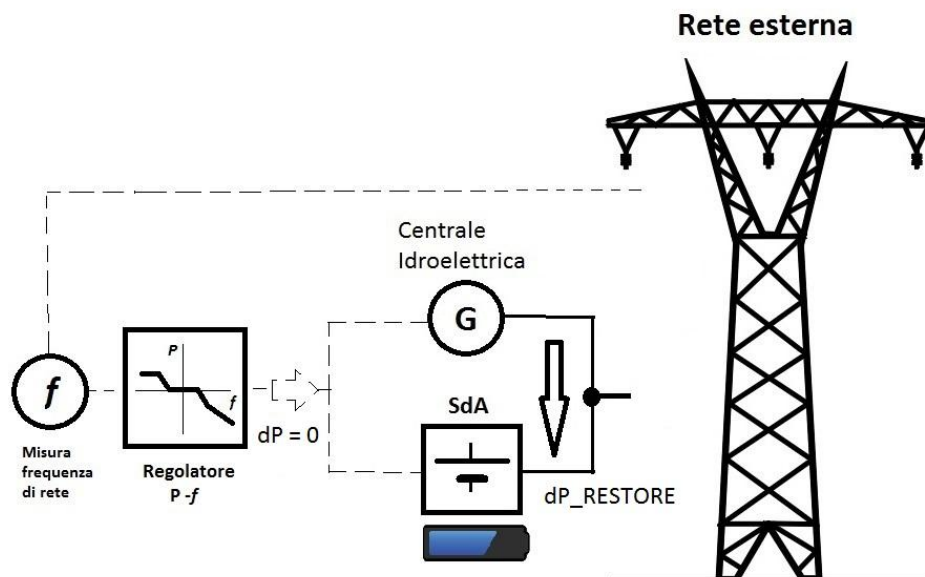


Fig. 5.28- Principio di funzionamento della funzione *restore* del *SoC*

Implementando in Matlab questa semplice funzione di *restore* dello stato di carica, è possibile confrontare i risultati con il caso di base.

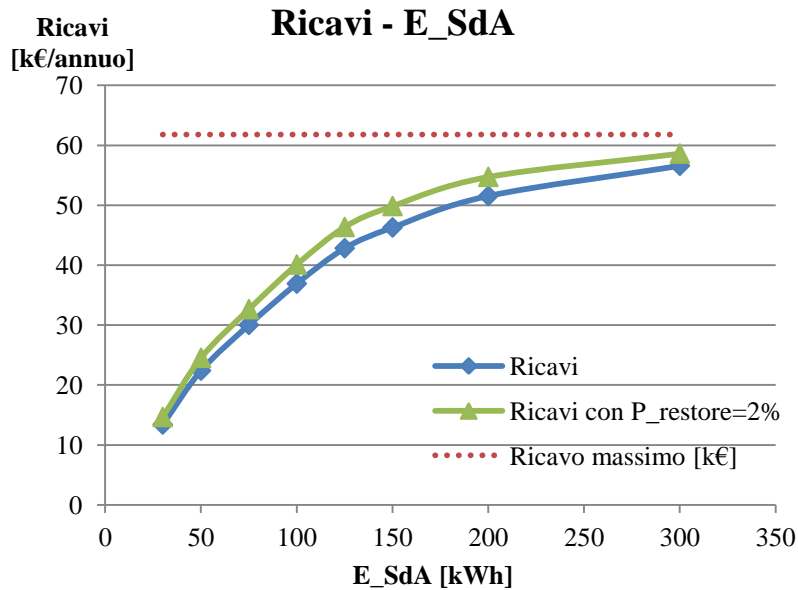


Fig. 5.29- Ricavi annui con e senza funzione *restore* del SoC

Dalla Fig. 5.29 si nota che i ricavi annui risultano sensibilmente maggiori. Ciò significa che l'energia in più venduta grazie alla parte di riserva garantita dal SdA è maggiore dell'energia spesa per caricare le batterie in banda morta.

La batteria, lavorando maggiormente, presenta un numero più elevato di cicli annui di carica/scarica e quindi una sensibile riduzione della vita utile. Nonostante questo, l'IRR risulta maggiore gestendo la batteria con il ristabilimento del *SoC*, come riportato in Fig. 5.30. E' stato inoltre verificato che con potenze di carica in banda morta maggiori, i ricavi annui risultano inferiori.

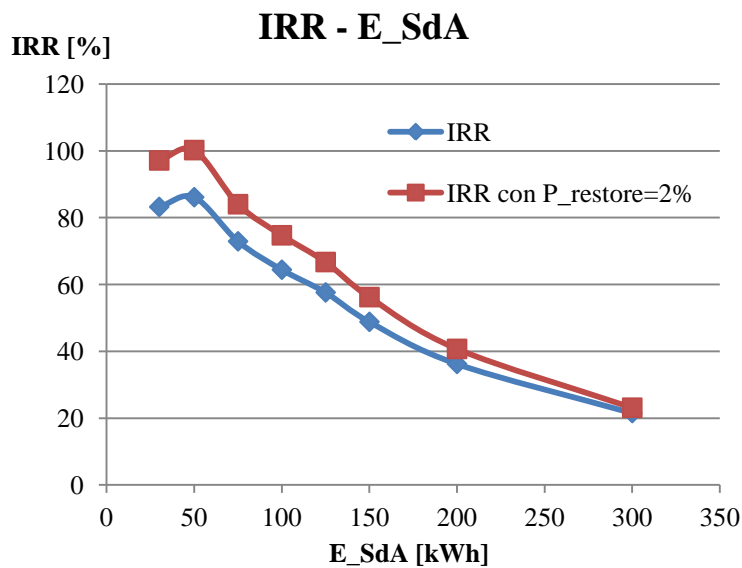


Fig. 5.30 - IRR con e senza funzione *restore* del SoC

Dato che il *SoC* risulta mediamente più elevato, come si può vedere confrontando Fig. 5.31 e Fig 5.32, l'energia a salire fornita è maggiore con la funzione *restore* (Fig. 5.33), mentre l'energia assorbita per la regolazione a scendere è minore (Fig. 5.34), in quanto la batteria si troverà più spesso a carica completa; quest'ultima condizione non è rilevante in quanto sarà la centrale idroelettrica a provvedere all'energia a scendere mancante senza riscontro negativo sul ricavo annuo.

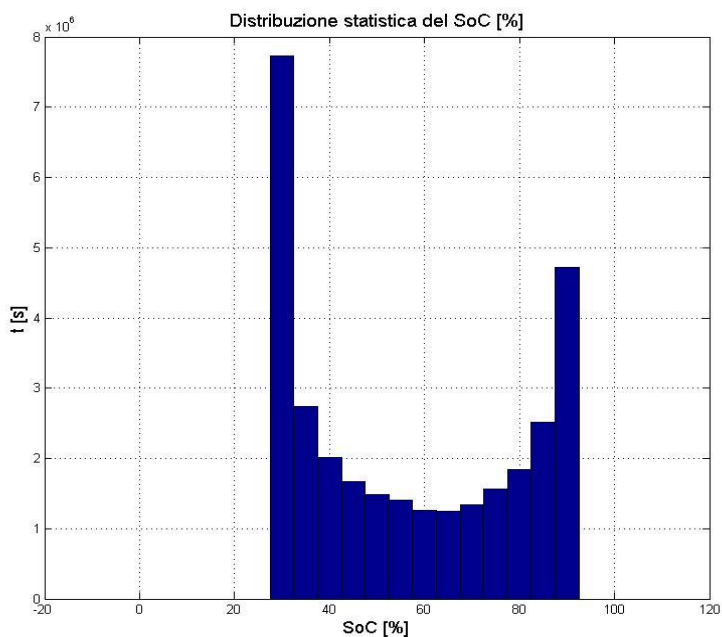


Fig. 5.31- Distribuzione statistica del *SoC* ($E_n=50$ kWh)

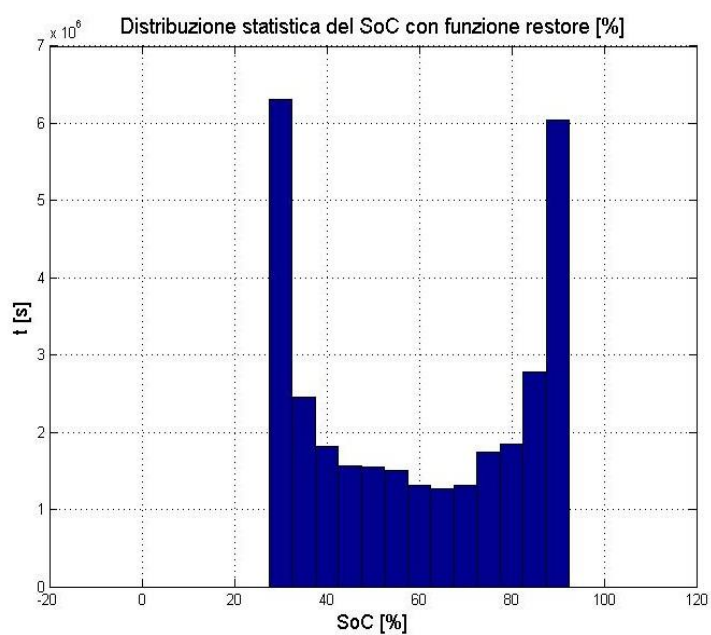


Fig. 5.32- Distribuzione statistica del *SoC* con funzione *restore* ($E_n=50$ kWh)

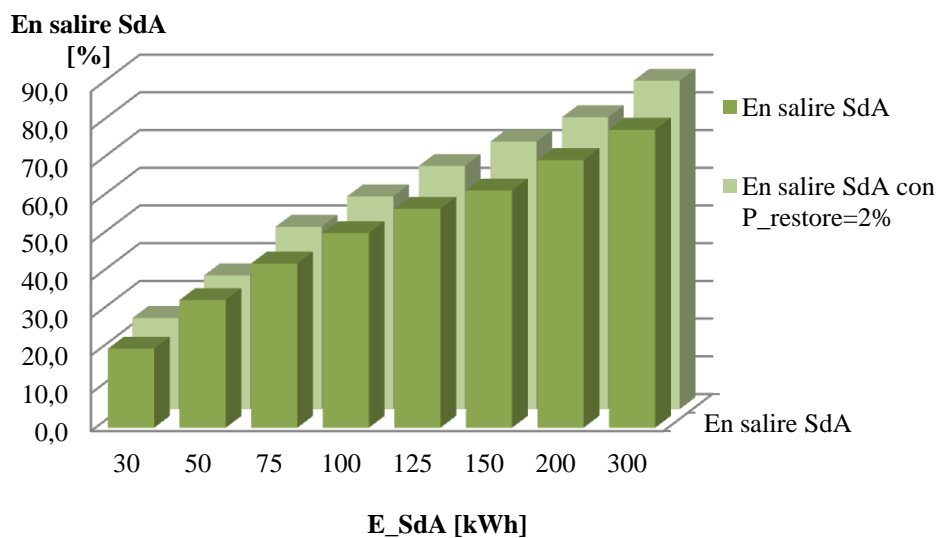


Fig. 5.33- Energia a salire erogata dal SdA con e senza funzione restore

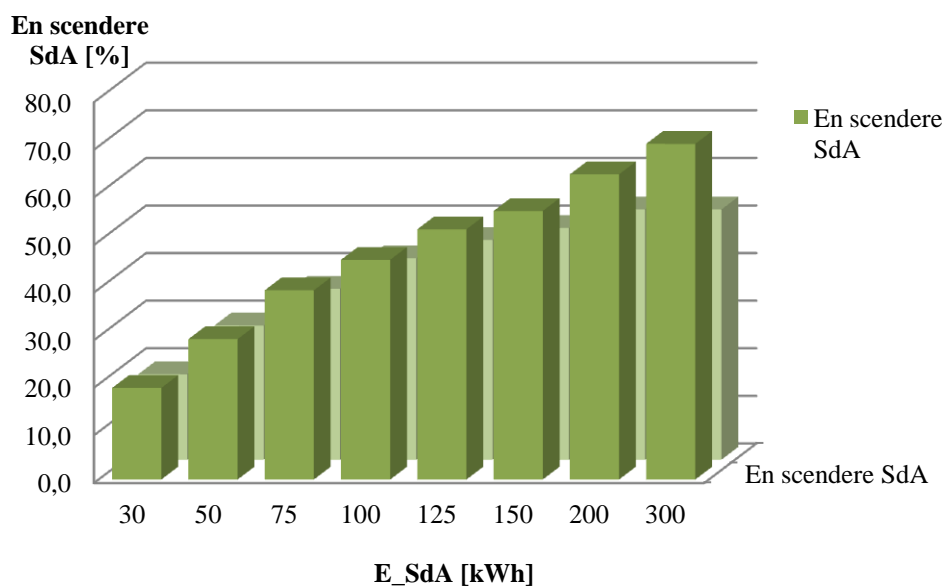


Fig. 5.34- Energia a scendere assorbita dal SdA con e senza funzione restore

5.2.2.2 Risultati delle simulazioni con taglia ottimale

Una volta definita la taglia ottimale del SdA, pari a 50 kWh, si procede con l'analisi dei risultati completi delle simulazioni. Ricapitolando, dati e prestazioni relativi al SdA scelto sono riportati in Tab. 5.9.

Tabella 5.9- Dati e prestazioni del SdA con $E_n = 50$ kWh

Litio	
Capacità nominale batteria [kWh]	50
Capacità equivalente batteria [kWh]	50
Tempo minimo in carica [h]	1,5
Tempo minimo in scarica [h]	1,5
Potenza massima in scarica [kW]	33
Potenza massima in carica [kW]	33
Rendimento in carica	0,94
Rendimento in scarica	0,94
SoC iniziale	0,6
SoC minimo operativo	0,3
SoC massimo operativo	0,9
Costo batterie [€/kWh]	690
Costo elettronica di potenza [€/kW]	148
Costo del sistema (no batterie e inverter) [€/kW]	148
Costo O&M (su costo batteria)	0,02
Cicli di vita utili	7000

Con una batteria da 50 kWh, è possibile erogare/assorbire 33 kW, ovvero soddisfare circa il 17 % della massima riserva primaria richiesta (caso in cui tutti e 3 i gruppi sono in funzione). Se non tutti i gruppi sono in funzione, come visto al paragrafo 5.2.1.1, la riserva richiesta è minore e il SdA riesce a soddisfarne una percentuale maggiore (Tab. 5.10).

Tabella 5.10- Percentuale di riserva soddisfatta da un SdA con $E_n = 50$ kWh

Stato dei gruppi	Riserva primaria richiesta [kW]	Riserva primaria da SdA [%]	Stato dei gruppi [%]
G1 ON, G2 e G3 OFF	35,37	93	38
G1 OFF, G2 o G3 ON	78,3	42	30
G1 ON, G2 o G3 ON	113,7	29	13
G1 OFF, G2 e G3 ON	156,6	21	7
G1 G2 G3 ON	191,97	17	6

Per il 38% del tempo, il SdA soddisfa quasi completamente da solo la riserva primaria, nonostante la sua taglia ridotta.

Riportando alcuni grafici significativi è possibile verificare il corretto funzionamento dello script, in base a quanto esposto al paragrafo 5.2.2.

Innanzitutto, la curva complessiva nel piano P-f (Fig. 5.35) deve essere uguale a quella del CASO1, in quanto i contributi di potenza richiesti sono gli stessi, ma forniti dal SdA se possibile. Infatti l'energia a salire e a scendere richiesta è pari rispettivamente a 62 e 78 MWh, come nel CASO 1. La differenza è che 21 MWh a salire e 23 MWh a scendere sono erogati/assorbiti dal SdA. Come già accennato, di conseguenza anche il ricavo derivante dalla remunerazione del servizio di regolazione primaria è lo stesso.

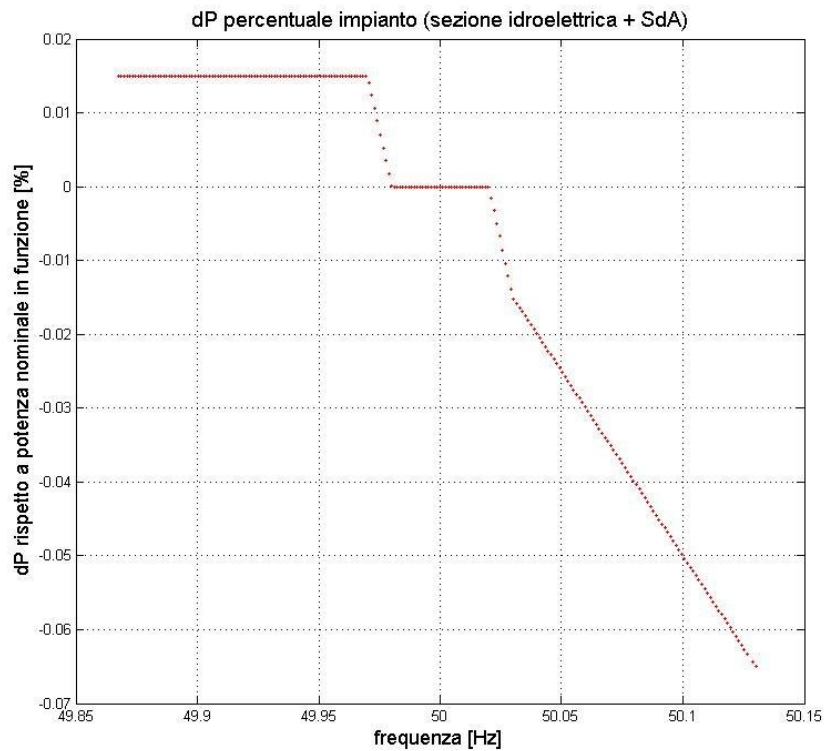


Fig. 5.35- Contributi di potenza dell'impianto, normalizzati rispetto la potenza nominale in funzione.

I contributi di potenza durante l'intero anno, della centrale idroelettrica e del SdA, sono riportati in Fig. 5.36. Il massimo contributo di potenza del SdA corrisponde alla massima potenza in carica e scarica, mentre i contributi massimi della centrale idroelettrica variano a seconda della potenza in funzione.

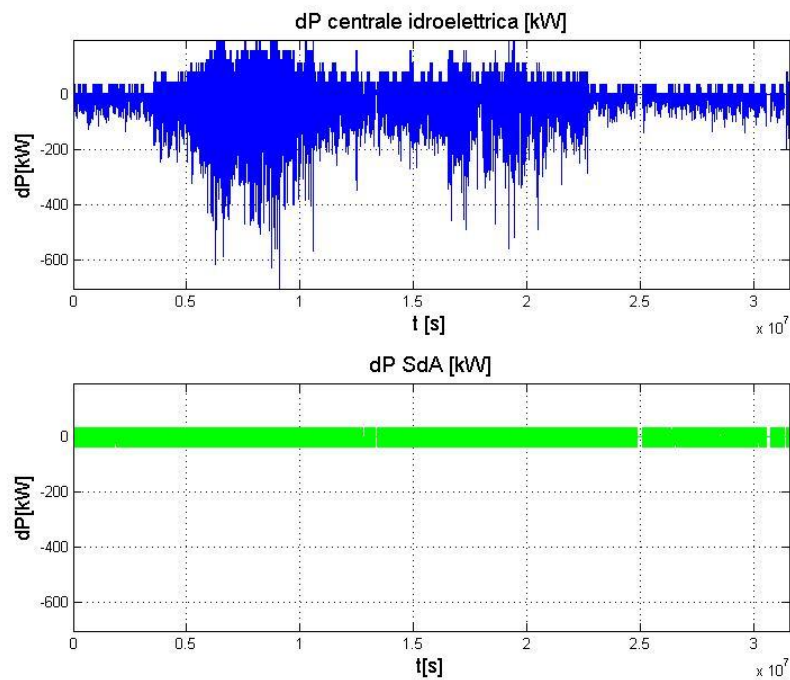


Fig. 5.36- Contributi di potenza della centrale idroelettrica e del SdA

A seguito sono riportati dei grafici che raffigurano le varie situazioni a cui l'impianto può trovarsi a far fronte durante il suo funzionamento, e già spiegate concettualmente al paragrafo 5.2.2.

In Fig. 5.37 vi è il funzionamento su un arco temporale di 5 ore, con il solo gruppo 3 in funzione, e quindi una potenza massima richiesta a salire di 78,3 kW. Per chiarezza, sono stati riportati l'andamento dello scostamento di frequenza Δf , la potenza erogata dai gruppi, la modulazione di potenza della centrale idroelettrica e il contributo di potenza del SdA a seguito della variazione di frequenza, e infine il SoC del SdA.

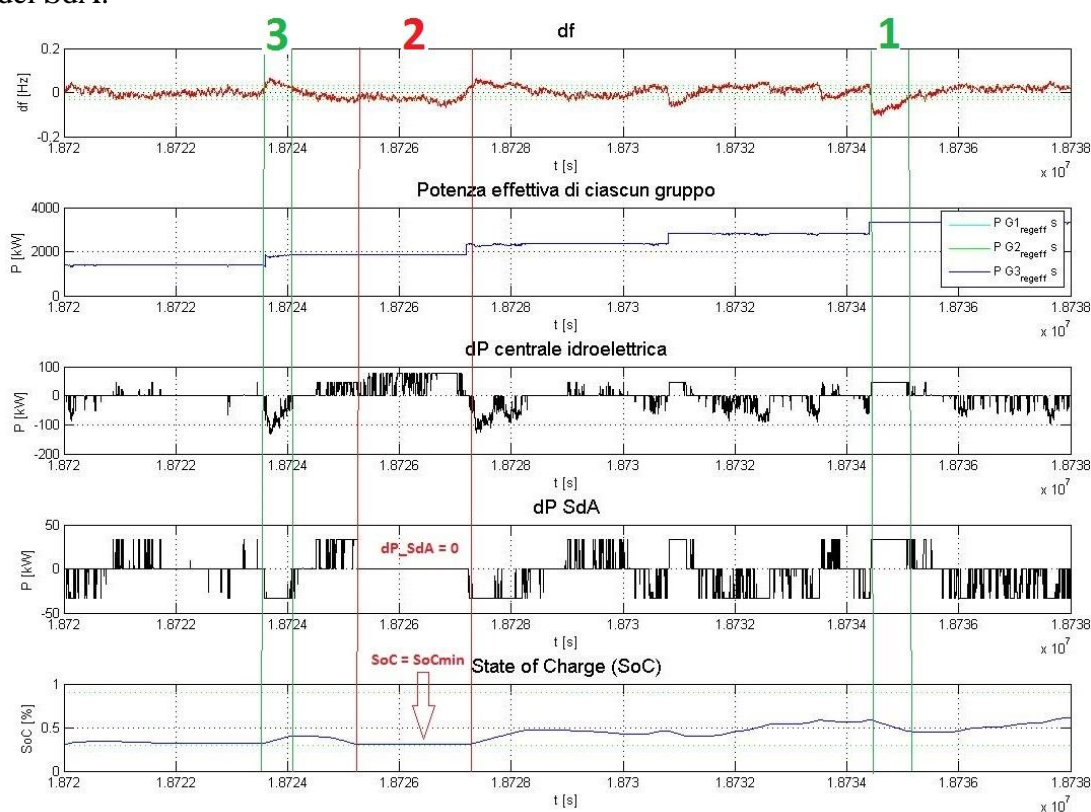


Fig. 5.37- Dettaglio su 5 ore di funzionamento dell'impianto

In Fig. 5.37 sono state evidenziate tre possibili condizioni:

- 1) **Sotto-frequenza e SdA carico/parzialmente carico:** il SdA eroga la massima potenza in scarica e il resto della potenza richiesta è fornita dalla centrale idroelettrica; il *SoC* della batteria cala.
- 2) **Sotto-frequenza e SdA completamente scarico:** Il SdA non eroga potenza dato che il *SoC* è al minimo impostato; l'intera potenza richiesta viene fornita dalla centrale idroelettrica.
- 3) **Sovra-frequenza e SdA scarico/parzialmente scarico:** il SdA assorbe la massima potenza in carica e la centrale idroelettrica riduce la produzione per ottenere il *dP* richiesto; il *SoC* della batteria cala.

In Fig. 5.38 è invece riportato un arco temporale di 4 ore, con il solo gruppo 1 in funzione, e quindi potenza massima richiesta a salire di circa 35 kW.

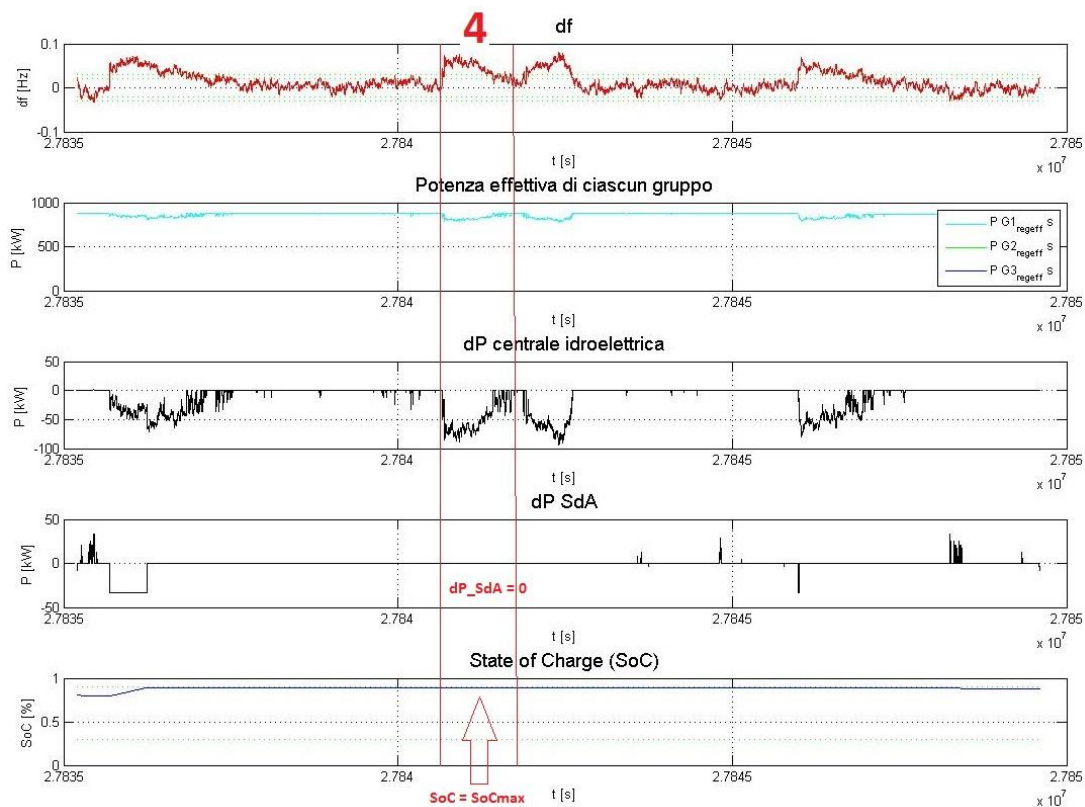


Fig. 5.38- Dettaglio su 4 ore di funzionamento dell'impianto

In questo caso è stata evidenziata l'ultima condizione:

4) **Sovrafrequenza e SdA completamente carico:** Il SdA non assorbe alcuna potenza e la centrale idroelettrica deve ridurre la produzione per l'intero contributo richiesto.

I risultati completi della simulazione sono riportati in Tab. 5.11.

Tabella 5.11- SdA da 50 kWh: riepilogo dei risultati delle simulazioni

Litio $T_{ch} = 1,5 \text{ h}$ $T_{disch} = 1,5 \text{ h}$ Riserva salire max 1,5% Pn con finanziamento asta -20%	E_BESSn [kWh]
	50
Ricavi [k€/y]	22,38
Uso [cicli/y]	729
Vita [y]	9
En a salire SdA [%]	33,9
En a scendere SdA [%]	29,5
PBT_Att[Y]	2
NPV_Att [k€]	101
Costo SdA [k€]	47
NPV_Att/costo [%]	216
IRR_Att [%]	86,1

Nel caso si decidesse di ricorrere alla funzione di ristabilimento del SoC in banda morta, i risultati sono riportati in Tab. 5.12.

Tabella 5.12- SdA da 50 kWh con funzione restore SoC: riepilogo dei risultati delle simulazioni

Litio $T_{ch} = 1,5 \text{ h}$ $T_{disch} = 1,5 \text{ h}$ Riserva salire max 1,5% Pn con finanziamento asta -20% $P_{restore} = 2\%$ P_{max_ch}	E_BESSn [kWh]
	50
Ricavi [k€/y]	24,53
Uso [cicli/y]	795
Vita [y]	8
En a salire SdA [%]	35,5
En a scendere SdA [%]	28,2
PBT_Att[Y]	2
NPV_Att [k€]	101
Costo SdA [k€]	47
NPV_Att/costo [%]	216
IRR_Att [%]	100,2

5.2.3 SCENARIO 2: SISTEMA DI ACCUMULO SENZA LIMITE DI RISERVA

Lo scenario 2 simula la situazione per cui la potenza richiesta è sempre legata al numero di gruppi in funzione, con la differenza che per quella a salire è stato eliminato il limite del minimo normativo ($1,5\% P_{eff}$). Il SdA eroga quindi il contributo richiesto in base alla sua disponibilità.

Ciò detto, intuitivamente ci si aspetterà che l'impatto sia poco rilevante per taglie piccole, in quanto la banda di riserva soddisfatta dal SdA è ristretta. Viceversa, maggiore sarà la taglia, e più il SdA sarà libero di erogare la potenza richiesta in base al valore di frequenza.

Sono state rieseguite le simulazioni con taglie diverse di batterie per verificare se si ottengono risultati comparabili al caso precedente, e valutarne le differenze.

In Fig. 5.39 vi è il confronto dell'IRR dello SCENARIO 1 e dello SCENARIO 2, al variare dell'energia nominale, calcolato con e senza funzione *restore*.

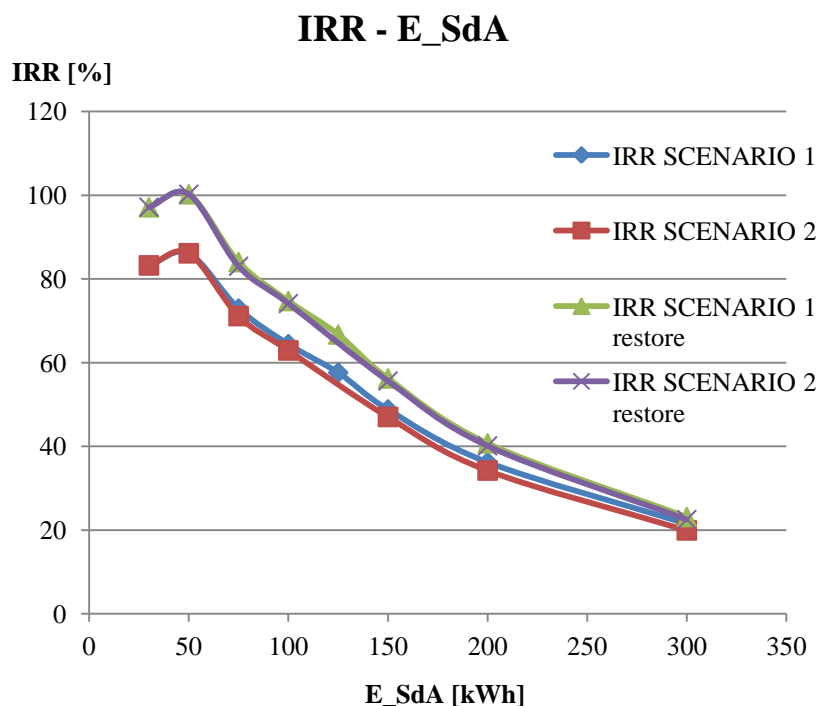


Fig. 5.39- Confronto IRR scenario 1 e 2, con e senza funzione restore

Come da aspettativa, l'IRR dello scenario 2 si discosta dall'IRR dello scenario 1 man mano che aumenta la taglia del SdA. Fino a 50 kWh i ricavi ottenuti sono esattamente gli stessi (Fig. 5.40) in quanto la potenza massima in scarica non soddisfa interamente neanche la riserva più bassa (solamente il gruppo 1 in funzione). Di conseguenza l'assenza del limite al minimo normativo richiesto non ha influenza.

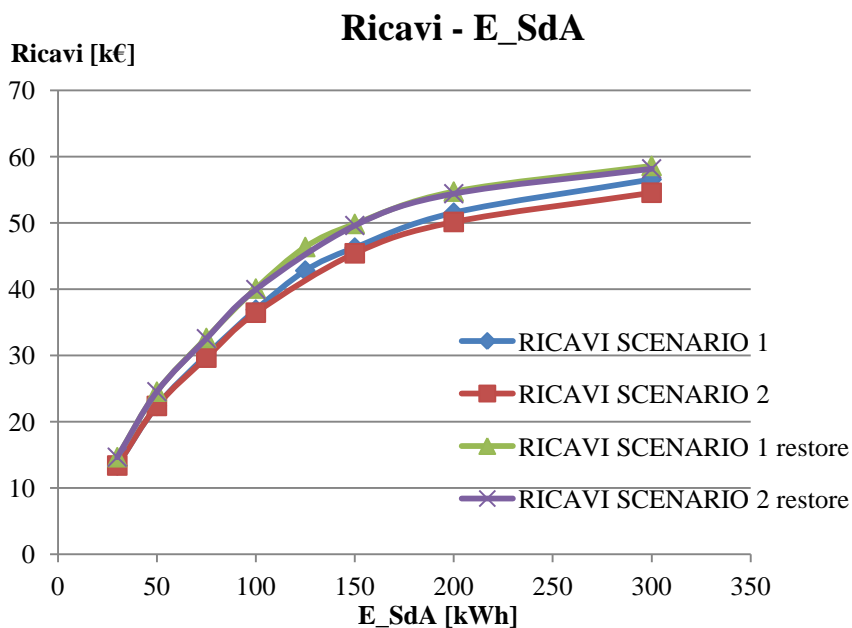


Fig. 5.40- Confronto dei ricavi annui scenario 1 e 2, con e senza funzione restore

Con tagli maggiori, il minor guadagno è legato al fatto che fornendo maggiore energia in regolazione a salire, viene raggiunto più frequentemente il *SoC* minimo, e la centrale idroelettrica deve lavorare per un tempo maggiore a potenza ridotta al fine di garantire tutta la riserva primaria.

D'altronde, come si può vedere in Fig. 5.41, viene erogata maggior energia totale in regolazione a salire e di conseguenza vi è un aumento del corrispettivo per il servizio di regolazione primaria. E' stato verificato che l'aumento del corrispettivo è molto esiguo e non sufficiente a compensare il minor ricavo.

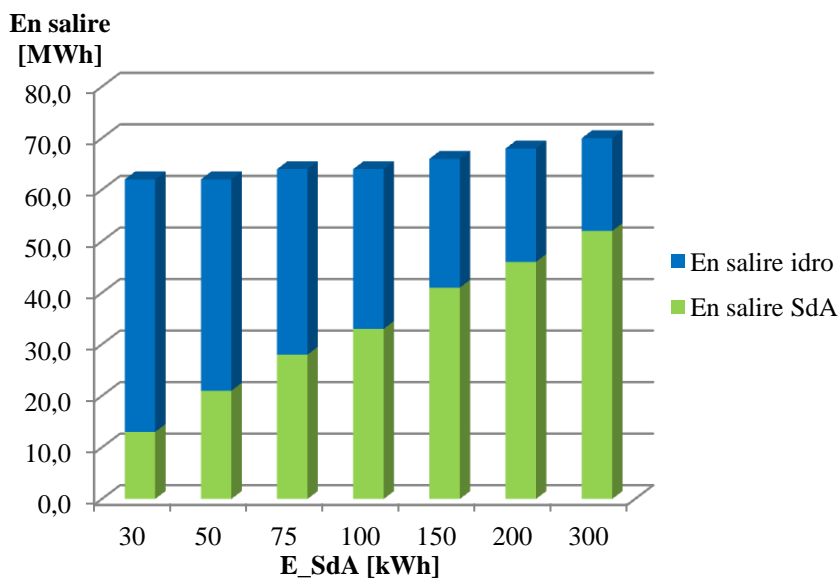


Fig. 5.41- Scenario 2: Energia erogata a salire totale, suddivisa tra centrale idroelettrica e SdA

Per batterie con energia nominale maggiore di 50 kWh, oltre all'energia a salire totale aumenta anche la parte erogata dal SdA (Fig. 5.41); l'energia a scendere totale resta invece costante ma aumenta la quota assorbita dal SdA (Fig. 5.42).

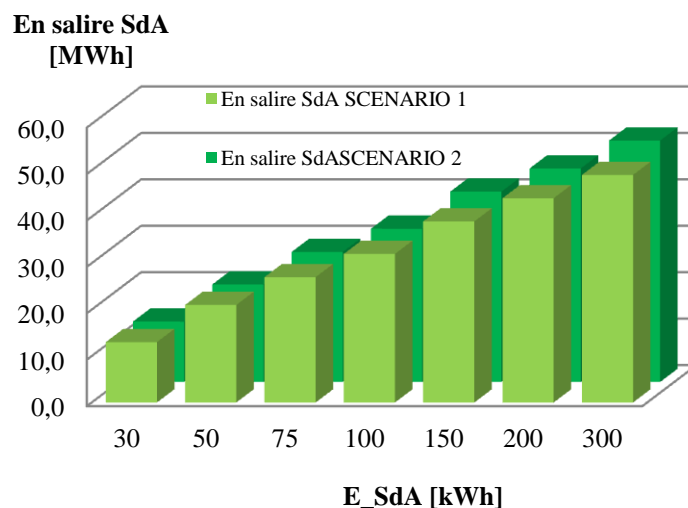


Fig. 5.41- Confronto energia erogata a salire dal SdA tra scenario 1 e 2

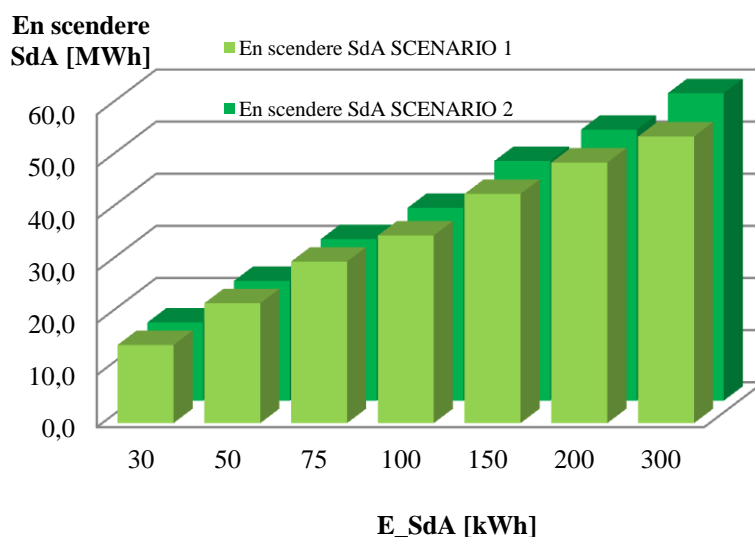


Fig. 5.42- Confronto energia assorbita a scendere dal SdA tra scenario 1 e 2

La gestione del SdA con la funzione *restore* conduce a risultati più allineati con quelli ottenuti dallo scenario 1. I ricavi annui ottenuti da quest'ultimo risultano lievemente maggiori, ma con la funzione *restore* applicata allo scenario 2 vi è un ulteriore aumento dell'energia in regolazione a salire, come è possibile osservare in Fig 5.43. Sommando l'aumento del corrispettivo per il servizio di regolazione

primaria (ancora esiguo seppur maggiore al caso base) ai ricavi, essi risultano comparabili a quelli ottenuto con lo scenario 1.

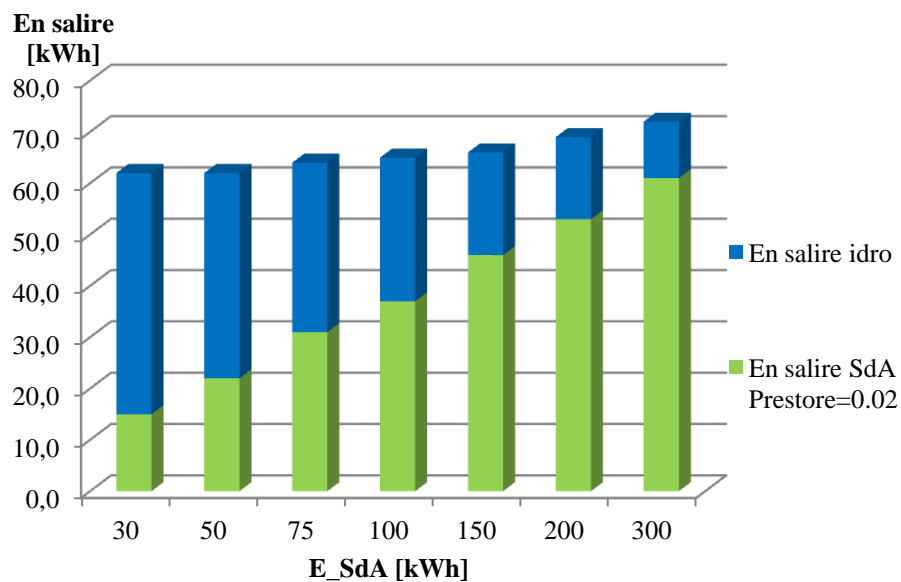


Fig. 5.43- Scenario 2: Energia erogata a salire totale, suddivisa tra centrale idroelettrica e SdA con funzione *restore*

Anche le simulazioni ottenute con lo scenario 2 indicano che la taglia di batteria economicamente più conveniente è 50 kWh. In questo caso non vi sono differenze dai risultati ottenuti dallo scenario 1.

E' interessante osservare cosa accade per taglie maggiori, dove diventa evidente l'effetto di non limitare l'erogazione del SdA al minimo normativo richiesto. Il grafico P-f presenta delle code nel funzionamento in sotto-frequenza, e i vari limiti sono determinati dal diverso peso percentuale della massima potenza in scarica del SdA rapportata alla potenza in funzione in quel momento. Un esempio è riportato in Fig. 5.44, nel caso di SdA con energia nominale di 300 kWh.

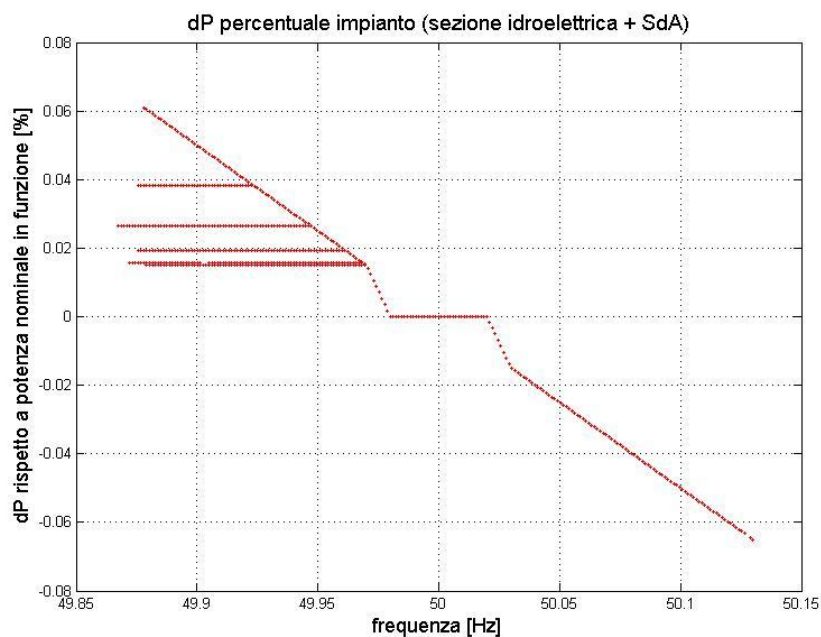


Fig. 5.44- Scenario 2: grafico P-f dell'impianto in regolazione primaria di frequenza, con $E_n = 300$ kWh

Conclusioni

Con questo lavoro di tesi è stata studiata la possibilità di integrare un sistema di accumulo (SdA) elettrochimico basato su batterie agli ioni di litio, ad una centrale idroelettrica ad acqua fluente per far fronte alla regolazione primaria di frequenza, in uno scenario in cui anche quest'ultime siano chiamate a fornire tale servizio di rete. L'ipotesi è giustificata dal recente aumento della penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), esenti secondo normativa vigente a sostenere l'onore di regolazione primaria di frequenza come le grosse unità di produzione convenzionali. Tuttavia, è possibile che in futuro i servizi di rete siano estesi alle FRNP, per garantire una miglior qualità di esercizio del sistema elettrico.

Le simulazioni dinamiche hanno evidenziato la rapidità del SdA ad erogare la potenza richiesta a seguito di uno scostamento di frequenza, decisamente maggiore dei generatori rotanti; questo consente di contrastare le deviazioni di frequenza nei primi istanti in cui si manifestano, quando il contributo dei gruppi convenzionali non è ancora pienamente attivo. Si parla quindi di regolazione primaria veloce, in quanto, vista la rapidità, essa è paragonabile alla risposta inerziale.

Questo comporta un vantaggio di natura tecnica, vista la carenza d'inerzia del sistema negli ultimi anni (grandezza legata alla massa dei gruppi turbina-alternatore, ed importante per garantire la stabilità del sistema negli istanti successivi a un disturbo), dovuta all'aumento di generatori interfacciati alla rete tramite convertitori statici, privi d'inerzia.

E' stata poi valutata un'eventuale taglia ottimale del SdA che solleva (completamente o in parte) la centrale idroelettrica dall'onere di mantenere la riserva primaria. Risulta che la taglia per cui si otterrebbe l'investimento migliore non è sufficiente a sopperire all'intera riserva primaria (riferita al funzionamento di tutti e tre i gruppi della centrale). Significa che una parte è soddisfatta dal SdA, e il resto dal funzionamento a potenza ridotta dei gruppi della centrale idroelettrica.

Con un sistema di batterie di 50 kWh si ottiene il rientro dell'investimento in circa 2 anni e un *Net Present Value* (NPV) di circa 100 k€ per la durata di vita di 9 anni, a fronte di 47 k€ spesi. Inoltre, nonostante la piccola taglia, risulta che il SdA soddisfa circa il 35% dell'energia regolante fornita dall'impianto. Il contributo percentuale del SdA in realtà sarebbe maggiore perché nell'analisi economica non si è tenuto conto del tempo di risposta più lento della centrale idroelettrica, che corrisponde ad una minor energia regolante fornita da quest'ultima.

Si è poi visto che con una gestione diversa dello stato di carica (*SoC*) delle batterie è possibile ottimizzare i ricavi e aumentare sensibilmente l'energia regolante erogata dal SdA, a fronte di una lieve riduzione della vita utile legata al maggior utilizzo delle batterie.

Le centrali ad acqua fluente rientrano nella categoria delle FRNP (quindi non sono tenute a partecipare alla regolazione primaria di frequenza), ed è stato sottolineato

che la loro quota di potenza installata è pari al 28%, con il 44% di energia generata, sul totale del settore idroelettrico. Si può quindi affermare che una loro possibile introduzione a tal scopo, eventualmente supportata da un SdA in modo da attenuare in parte la perdita per l'energia non venduta e migliorare la qualità del servizio di regolazione, comporterebbe un consistente aumento di riserva primaria ed energia regolante.

Infine, il continuo calo dei prezzi delle batterie agli ioni di litio contribuirà a rendere ancor più favorevole l'integrazione di un SdA ad una centrale di produzione. Un'ulteriore incentivo per accelerarne la diffusione sarebbe l'introduzione di un diverso schema di remunerazione per SdA dedicati alla regolazione primaria di frequenza (anche isolati e non integrati ad un impianto di generazione).

Bibliografia e Sitografia

[1] 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*".

[2] M.Delfanti, D.Falabretti, M.Merlo, G.Monfredini, "*Distributed Generation Integration in the Electric Grid: Energy Storage System for Frequency Control*", Journal of Applied Mathematics, Volume 2014 (2014), Article ID 198427, 13 pages.

[3] A.Paolucci, *Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica*. Padova, CLEUP,1998.

[4] www.terna.it

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

[6] Terna S.p.A. Prescrizione tecnica - *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*.

[7] L. Tenorio, NTNU Norwegian University of Science and Technology, "*Hydro Turbine and Governor Modelling*", 2010.

[8] ENTSO-E, *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, 2013.

[9] Edipower, Specifica tecnica generale - *Regolatore digitale di velocità per gruppi idroelettrici*. 2013

[10] Terna S.p.A. *Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza*.

[11] Terna S.p.A. *Codice di rete. Capitolo 7, Regolazione delle partite economiche relativa al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione*.

[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.

[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

- [14] CEI 0-16; V1, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. 2014-12
- [15] RSEview, *L'accumulo di energia elettrica*. Milano, IL MELOGRANO Editore srl, 2011.
- [16] IRENA, *Battery storage for renewables: market status and technology outlook*, 2015.
- [17] F. Bignucolo, Slide delle lezioni per il corso di laurea in Ing. Aerospaziale, 2011
- [18] Powersonic, *Sealed Lead-Acid Batteries Technical Manual*, 2009
- [19] F. Peretti. Tesi di laurea magistrale, "*Modelli circuitali di celle elettrochimiche della famiglia Na-Beta*". Università degli studi di Padova, 2015
- [20] www.fiamm.com
- [21] 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.
- [22] L. Tonini, "*Batterie allo ione Litio, Tecnologia d'avanguardia per l'accumulo energetico*", NEC Corporation. The innovation cloud, L'accumulo di elettricità e l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, Fiera Milano, 08 maggio 2013.
- [23] A. Tortella, Corsi di Generazione ed Accumulo di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili. Slide ed appunti delle lezioni.
- [24] *Datasheet* batteria al litio LG 18650HE2
- [25] 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.
- [26] R. Benato, S. Dambone Sessa, N. Cosciani, G. Lodi, C. Parmeggiani, M. Todeschini, "*La tecnologia sodio-cloruro di nichel (Na-NiCl₂) per l'accumulo*

elettrochimico stazionario sulla rete di trasmissione". L'energia elettrica, numero 4 - volume 91, luglio/agosto 2014.

[27] FIAMM, Technical Specification Document, FIAMM ST523 Battery. 2015

[28] E. Thorbergsson, V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe, R. Toedorescu, "*Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies*". Telecommunications Energy Conference 'Smart Power and Efficiency' (INTELEC), Proceedings of 2013 35th International, Hamburg, 13-17 Oct. 2013.

[29] C. Brivio, S. Mandelli, M. Merlo, "*Battery energy storage system for primary control reserve and energy arbitrage*", *Sustainable Energy, Grids and Networks* 6 (2016) 152-165, 2015.

[30] RSE-ANIE, "*I sistemi di accumulo nel settore elettrico*", 2015.

[31] P.C. Kjaer, R. Laerke, "Experience with primary reserve supplied from energy storage system", *Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*, 2015 17th European Conference on, Geneva.

[32] GSE, *Idroelettrico - Rapporto Statistico*. 2009

[33] European Small Hydropower Association – ESHA, *Guida alla realizzazione di un piccolo impianto idroelettrico*. 2007

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

[35] DIgSILENT GmbH, "*DIgSILENT PowerFactory version 15: User Manual, Appendix C, Technical References of Models*". Gomaringen, Germany, May 2014.

[36] N. Mohan, T.M. Undeland, W.P. Robbins, *Elettronica di potenza, convertitori e applicazioni*. Edizione italiana di *Power Electronics* 3rd Ed. Milano, HOEPLI, 2013.

[37] XALT Energy, 01_22_2015_XALT_Energy_31AH_HP_Spec_Sheet.

[38] www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Regelenergie-Downloadbereich

[39] www.gse.it/it/EnergiaFacile/guide/Energiaelettrica/Idroelettrico

[40] <http://www.mercatoelettrico.org>

Ringraziamenti

Ringrazio i miei genitori, che con tanti sacrifici mi hanno permesso di vivere nel migliore dei modi gli anni universitari.

Desidero inoltre ringraziare l'Ing. Fabio Pasut e il Prof. Fabio Bignucolo, per il loro prezioso aiuto e supporto alla realizzazione del lavoro di tesi.