IMPIANTI CON SISTEMI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO
Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT
Sistemi di protezione regolazione e controllo

Storia delle revisioni		
Rev.00	giugno 2022	Prima emissione

1. OGGETTO E SCOPO 5
2. CAMPO DI APPLICAZIONE 5
3. RIFERIMENTI 6
4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI 7
5. DEFINIZIONI 8
6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE 10
6.1. PRESCRIZIONI GENERALI 10
6.1.1. Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥110 kV) 10
6.1.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna) 11
6.1.3. Adempimenti Utente 13
6.2. LIMITI DI FUNZIONAMENTO 14
6.3. RESISTENZA ALLA DERIVATA DI FREQUENZA 15
6.4. INSENSIBILITÀ ALLE VARIAZIONI DI TENSIONE 15
6.5. QUALITÀ DELLA FORNITURA 17
6.5.1. Dissimmetria delle correnti 17
6.5.2. Distorsione armonica della corrente 18
6.5.3. Distorsione armonica della tensione 19
6.5.4. Effetto flicker 19
7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DEGLI IMPIANTI DI ACCUMULO 20
7.1. REQUISITI GENERALI 20
7.2. IMPIANTI DI ACCUMULO INDIPENDENTI (STAND-ALONE) 21
7.2.1. Connessioni di Tipo 1 (su livelli di tensione ≥110kV) 21
7.2.1.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna 22
7.2.1.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni 24
7.2.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna) 25
7.2.2.1. Protezioni dell'impianto di accumulo contro i guasti nella rete esterna 28
7.2.2.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni 30
7.3. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLA RETE MT DI IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI 31
7.3.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna 31
7.3.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni 31
7.4. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLA RETE MT DI IMPIANTI DI PRODUZIONE CON GENERATORI SINCRONI 32
7.4.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna 32
7.4.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni 33
7.5. IMPIANTI DI ACCUMULO INTEGRATI NELLE RETI MT DI IMPIANTI DI CONSUMO E DI PRODUZIONE E CONSUMO 33

7.5.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna 33
7.5.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo nella sezione MT del SdA contro i guasti interni 33
8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO 34
8.1. CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA 34
8.1.1. Limiti di rampa 35
8.1.2. Telecontrollo della potenza attiva da parte del Gestore 35
8.2. MODALITÀ DI AVVIAMENTO E RICONNESSIONE ALLA RETE 35
8.3. CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA 36
8.3.1. Curve di capability ai terminali degli inverter 36
8.3.2. Capability di potenza reattiva dell'impianto di accumulo al Punto di Connessione 37
8.4. REGOLAZIONE DELLA TENSIONE E DELLA POTENZA REATTIVA 40
8.4.1. Caratteristiche tecniche e performance dell'anello di controllo della potenza reattiva 40
8.4.2. Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva 41
8.4.2.1. Regolazione della tensione ad anello aperto - Modalità Q(ΔV) 41
8.4.2.2. Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ) 43
8.4.2.3. Regolazione di potenza reattiva (FixedQ) 43
8.4.2.4. Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast) 44
8.4.2.5. Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow) 44
8.4.3. Regolazione della tensione in impianti di accumulo integrati in Impianti Ospitanti 44
8.5. REGOLAZIONE DELLA POTENZA ATTIVA IN FUNZIONE DELLA FREQUENZA 45
8.5.1. Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza 46
8.5.2. Regolazione FSM 46
8.5.2.1. Gestione della produzione per il margine minimo di potenza per regolazione FSM 47
8.5.2.2. Gestione del SOC per il margine minimo di energia per la regolazione FSM 47
8.5.3. Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U) 49
8.5.4. Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O) 49
8.5.5. Campi di regolazione 50
8.5.6. Regolazione Reserve Mode 50
8.5.7. Regolazione locale integrale di frequenza (ILF) 51
8.5.8. Gestione dello stato di carica ai fini della regolazione di frequenza 52
8.6. REGOLAZIONE DA REMOTO 53
8.7. SISTEMI DI TELEDISTACCO E MODULAZIONE RAPIDA DELL'IMMISIONE DI POTENZA 54
8.8. RI-ALIMENTAZIONE DEL SISTEMA (BLACK-START) 55
8.9. INERZIA SINTETICA 55
8.10. SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE 55

8.11. REGOLAZIONE DELLO STATO DI CARICA 55
9. PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE 56
10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DI INFORMAZIONI 57
10.1. TELECONTROLLO IN TEMPO REALE 57
10.2. MONITORAGGIO CONTINUO 57
10.3. MONITORAGGIO DEI GUASTI 57
11. DATI E MODELLI 58
12. PROVE 60
12.1. PROVE COMUNI AI GRUPPI DI GENERAZIONE 60
12.2. PROVE SPECIFICHE AI SISTEMI DI ACCUMULO 61
12.2.1. Inversione rapida di potenza (ACC-INVP) 61
12.2.1.1. Condizioni di prova 61
12.2.1.2. Metodo di prova 61
12.2.1.3. Grandezze da registrare 62
12.2.1.4. Analisi delle misure 62
12.2.1.5. Criteri di accettazione: 62
12.2.2. Dimensionamento della capacità utile (ACC-DIM) 63
12.2.2.1. Condizioni di prova 63
12.2.2.2. Metodo di prova 63
12.2.2.3. Grandezze da registrare 63
12.2.2.4. Analisi delle misure 63
12.2.2.5. Criteri di accettazione: 63
12.2.3. Stima dello stato di carica (ACC-SOC) 63
12.2.3.1. Condizioni di prova 63
12.2.3.2. Metodo di prova 64
12.2.3.3. Grandezze da registrare 65
12.2.3.4. Analisi delle misure 65
12.2.3.5. Criteri di accettazione 66
APPENDICE A - SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA 67
APPENDICE B - SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE 70
APPENDICE C - INFORMAZIONI PER TELECONTROLLO IN TEMPO REALE 73

1. OGGETTO E SCOPO

Il presente documento descrive i requisiti di connessione alle reti AT o AAT degli impianti di accumulo elettrochimico.

Più precisamente, le prescrizioni contenute nel seguente documento descrivono:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT o AAT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del SEN;
- i servizi che gli impianti di accumulo devono fornire per la salvaguardia della sicurezza del SEN nei suoi vari stati di funzionamento (stato normale, stato di allerta, stato di emergenza, stato di blackout e stato di ripristino);
- i requisiti di scambio dati in tempo reale per l'osservabilità degli impianti di accumulo da parte del Gestore ai fini dell'esercizio del SEN;
- i requisiti di monitoraggio per la supervisione della conformità delle prestazioni degli impianti di accumulo alle regole di connessione e di esercizio definite dal Gestore.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento si applica agli impianti di accumulo direttamente connessi alla RTN ed a quelli indirettamente connessi alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 35 kV secondo le seguenti configurazioni:

- **Connessioni di Tipo 1**: connessi direttamente alla RTN o indirettamente per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 110 kV;
- **Connessioni di Tipo 2**: connessi direttamente alla RTN a sezioni 36 kV di stazioni Terna

Agli impianti connessi a livelli di tensione inferiore ai 35 kV qualora gli stessi offrano servizi sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento si applicano i seguenti paragrafi del presente Allegato: 6.2, 6.3, 8.1, 8.5, 8.6, 8.7, 8.11, 9, 10.1, 10.3. Per i restanti requisiti trova applicazione quanto normato dalla norma CEI 0-16. Per queste tipologie la necessità dell'apparato UPDM e l'applicazione dei requisiti di regolazione della tensione sono da intendersi applicabili solo su richiesta del Gestore.

Sono esclusi dal campo di applicazione del presente documento gli impianti di accumulo funzionanti come gruppi di continuità, e specificatamente:

a) gli impianti di accumulo installati per fornire energia di riserva e funzionanti in parallelo con la rete per meno di cinque minuti al mese con il SEN in stato normale di funzionamento;
b) impianti di accumulo che non hanno un punto di connessione permanente e utilizzati dai gestori di rete per fornire temporaneamente potenza quando la normale capacità del SEN è parzialmente o completamente indisponibile.

Nel seguito si farà riferimento a sistemi di accumulo:

a. indipendenti (stand-alone);
b. integrati nella rete MT di impianti eolici o fotovoltaici;
c. integrati nella rete MT di impianti di produzione con generatori sincroni;
d. integrati nella rete MT di impianti di consumo e di produzione e consumo;

Eventuali limitazioni rispetto ai requisiti del presente documento, oppure applicazioni a strutture d'impianto diverse da quelle prese a riferimento, dovranno essere concordate con il Gestore in fase di richiesta di connessione di cui al capitolo 1A del [CdR] ed in ragione delle specificità del sito di installazione.

3. RIFERIMENTI

[A.2]	Guida agli schemi di connessione
[A.6]	Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo
[A.7]	Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV
[A.10]	Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale - Volume generale
[A.11]	Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV
[A.13]	Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna
[A.15]	Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza
[A.18]	Verifica della conformità degli impianti di produzione alle prescrizioni tecniche del Gestore
[A.19]	Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico
[A.25]	Modalità di determinazione dei programmi vincolanti
[A.34]	Sistema Comandi: formato messaggi
[A.36]	Modalità di invio degli ordini di dispacciamento
[A.52]	Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione
[A.65]	Dati tecnici strutturali
[A.69]	Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna
[IEEE 519]	IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems ed. 2014
[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
[IEC/TR 61000-3-13]	Limits-Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems
[54/2021]	Deliberazione ARERA 54/2021/R/EEL del 16 gennaio 2021, Approvazione delle proprietà addizionali per la regolazione primaria di frequenza per l'area sincrona Continental Europe ai sensi dell'articolo 154 del regolamento (UE) 2017/1485

[574/2014]	Deliberazione ARERA 574/2014/R/ELL del 20 novembre 2014. Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel Sistema Elettrico Nazionale.
[CdR]	Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete disponibile sul sito Terna, (www.terna.it)
[SOGL]	REGOLAMENTO (UE) 2017/1485 DELLA COMMISSIONE del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

4. ACRONIMI E CODICI NUMERICI

Acronimi utilizzati

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente
AT	Alta Tensione (di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV)
AAT	Altissima Tensione (di valore superiore a 220 kV)
FRT	Fault Ride Through
OVRT	Over Voltage Ride Through
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RTU	Remote Terminal Unit
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
TFN	Trasformatore Formatore di Neutro
UPDM	Unità Periferiche dei sistemi di Difesa e Monitoraggio
UVRT	Under Voltage Ride Through

Codici numerici

21:	Protezione distanziometrica
26:	Protezione di massima temperatura
27:	Protezione di minima tensione
50:	Protezione di massima corrente di fase ad azione rapida
50N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione rapida
51:	Protezione di massima corrente di fase ad azione ritardata
51N:	Protezione di massima corrente di terra ad azione ritardata
52:	Interruttore
59:	Protezione di massima tensione
59N:	Protezione di massima tensione omopolare

63: Protezione di minima e massima pressione fluidi

67N: Protezione direzionale di terra

81: Protezione di minima e massima frequenza

87: Protezione differenziale

97: Protezione Buchholz

5. DEFINIZIONI

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete o CdR) così come quelle riportate nell'elenco seguente:

Inverter (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura elettrica che permette la conversione di una potenza elettrica in corrente continua in una potenza elettrica in corrente alternata; questa apparecchiatura è impiegata negli impianti di accumulo elettrochimico per la conversione della potenza elettrica erogata/assorbita dalle batterie in una potenza elettrica in corrente alternata (monofase o trifase) scambiata con la rete elettrica.

Sistema di Accumulo (SdA): Impianto elettrico connesso ad una rete elettrica in grado di assorbire energia elettrica dalla rete alla quale è connesso, accumulare questa energia internamente in una qualunque forma e successivamente rilasciare in rete l'energia accumulata.

Nel caso di un sistema di accumulo elettrochimico, comprende il sottosistema delle batterie e dei loro sistemi di controllo (Battery Management System, BMS), il sottosistema di conversione dell'energia comprensivi dei convertitori DC/AC (inverter) e dei trasformatori BT/MT ed i sistemi di protezione, manovra e sezionamento necessari all'integrazione con la rete MT alla quale è connesso.

Impianto di Accumulo: Impianto di Produzione costituito da uno o più Sistemi di Accumulo e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento. Fanno parte dell'Impianto di Accumulo: i Sistemi di Accumulo, i trasformatori elevatori, gli organi di interruzione e di sezionamento, i dispositivi e le apparecchiature di protezione, comando, regolazione e controllo.

L'Impianto di Accumulo si può configurare come impianto indipendente (o stand-alone) oppure integrato in un Impianto Ospitante nel caso in cui l'impianto di accumulo ha una relazione funzionale (ad es. sistema di controllo o di regolazione in comune) e condivide parte delle strutture di rete per la connessione alla RTN con un altro impianto di produzione. Gli impianti di accumulo integrati in impianti ospitanti sono poi ulteriormente contraddistinti in

- impianti di accumulo monodirezionale ossia impianti di accumulo integrati che possono assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione ospitante;
- impianti di accumulo bidirezionale ossia impianti di accumulo integrati che possono assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione ospitante che dalla RTN;
- impianti di accumulo integrati lato produzione ossia impianti di accumulo installato, o nel circuito elettrico in corrente continua o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto posta a monte del misuratore dell'energia elettrica prodotta;
- impianti di accumulo integrati lato post-produzione ossia impianti di accumulo installato nella parte di impianto compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.

Capacità Utile Sistema di Accumulo (CUS): quantità di energia che un sistema di accumulo è in grado di scambiare con la rete nel PdC. La capacità utile di un sistema di accumulo può variare durante la vita utile del sistema.

Potenza di scarica massima P_{Smax}(SOC): Massima potenza attiva che un impianto di accumulo può erogare in rete al PdC; può variare in funzione del SOC.

Potenza di carica massima P_{Cmax}(SOC): Massima potenza attiva che un impianto di accumulo può assorbire dalla rete al PdC; può variare in funzione del SOC.

Potenza nominale dell'impianto di accumulo: valore massimo delle curve di potenza di scarica massima P_{Smax}(SOC) e quelle di potenza di carica massima P_{Cmax}(SOC).

Potenza apparente nominale dell'inverter ($S_{n\text{-}INV}$): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa[1]. È espressa in kVA.

Potenza nominale dell'inverter ($P_{n\text{-}INV}$): potenza attiva del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di cos(phi). Ai fini del presente documento la potenza nominale è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a cos(phi)=0,9. È espressa in kW.

Potenza nominale disponibile dell'impianto di accumulo (P_{nd}): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. Si ottiene sottraendo alla potenza nominale totale dell'impianto di accumulo (P_n) la potenza nominale degli inverter non utilizzabili (ad es. per avaria, per manutenzione, ecc.). È espressa in MW.

Stato di Carica (SOC): valore percentuale ad un determinato istante della capacità utile di un sistema di accumulo effettivamente accumulata nel sistema di accumulo.

[1] Talvolta nelle targhe tale valore è indicato come potenza attiva (kW) a cos(phi)=1.

6. CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

6.1. Prescrizioni generali

Ai fini di quanto regolamentato all'interno del Codice di Rete in materia di gestione del sistema elettrico, la connessione alla rete è condizionata al rispetto dei requisiti del presente documento.

I requisiti elencati nei paragrafi successivi fanno riferimento a SdA stand-alone e sono altresì applicabili per quanto possibile anche alle altre configurazioni descritte nel seguito del documento.

6.1.1. Connessioni di Tipo 1 (connessioni su livelli di tensione ≥110 kV)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- la connessione di un impianto di accumulo alla RTN non deve dar luogo ad alcun degrado delle prestazioni o dell'affidabilità della RTN stessa né deve danneggiare gli altri Utenti della RTN e deve invece contribuire alla sicurezza ed alla qualità del servizio elettrico;
- l'Utente progetta e realizza gli impianti nel rispetto della normativa nazionale ed internazionale vigente in materia di sicurezza e tutela dell'incolumità delle persone e delle cose (conformemente alle norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO); gli impianti devono quindi essere costruiti utilizzando materiali e componenti realizzati ed installati a regola d'arte;
- un impianto di accumulo stand-alone deve essere dotato di almeno un interruttore (interruttore generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare dell'impianto;
- un impianto di accumulo integrato in un impianto di produzione deve essere dotato di un interruttore che permetta la separazione dell'impianto di accumulo dal resto della rete dell'impianto di produzione;
- gli interruttori di linea AT (se presenti) devono essere del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiusure rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT del/dei trasformatore/i MT/AT dell'impianto di accumulo devono essere ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT devono essere collegati a triangolo; la connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel Punto di Connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT dell'impianto di accumulo deve/devono essere dotato/i di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra ±12% della tensione nominale;
- il/i trasformatore/i elevatori MT/AT dell'impianto di accumulo deve/devono essere opportunamente dimensionato/i per consentire il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima dei SdA sottostanti, limitando le perdite reattive.
    - In caso di impianti di taglia inferiore a 30 MVA la potenza apparente complessiva deve essere almeno pari al 120% della P_n dell'impianto[2];
    - In caso di taglie superiori il dimensionamento può essere ridotto fino a un minimo del 110% della P_n, purché sia garantita, in ogni condizione di funzionamento, la possibilità di transito della

[2] Nel caso in cui il trasformatore elevatore sia condiviso fra impianti di Utenti diversi il rispetto delle prescrizioni dovrà essere comunque garantito con accordi specifici fra le parti interessate.

potenza attiva e reattiva massime rispettando i requisiti di capability al Punto di Consegna descritti nei paragrafi successivi;

- il/i trasformatore/i elevatori MT/AT eventualmente condivisi nell'Impianto Ospitante deve/devono comunque garantire il sufficiente margine necessario per consentire il transito anche contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima dei SdA sottostanti garantendo il rispetto dei requisiti di capability al Punto di Consegna descritti nei paragrafi successivi;
- i trasformatori BT/MT del/dei SdA di un impianto di accumulo devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima del SdA;
- in corrispondenza della potenza attiva immessa P=0 di un impianto di accumulo devono essere minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, in caso di potenze reattive scambiate a P=0 superiori a 0,5 MVAr, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva utilizzando la capacità di regolazione dell'Impianto di accumulo stesso oppure ricorrendo a sistemi esterni di compensazione (tipicamente reattanze shunt) in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva scambiata a P=0 ed a V_n;
- i trasformatori TA e TV dei trasduttori delle misure elettriche utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.2 o migliore;
- i convertitori di misura delle grandezze utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.1 o migliore.

Si ricorda infine che, per esigenze di sicurezza della rete, il Gestore può senza preavviso effettuare l'apertura dei collegamenti della rete verso l'impianto di accumulo o l'impianto di produzione ospitante, determinando quindi la disalimentazione del sito. Pertanto, qualora necessario, sarà cura dell'Utente predisporre una soluzione tecnica capace di garantire l'alimentazione dei propri servizi essenziali durante questi eventi (ad esempio connessione secondaria di riserva o di emergenza in MT).

6.1.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna)

Le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione alla rete, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete e che le sezioni 36 kV delle Stazioni Terna abbiano caratteristiche funzionali atte a mantenere tensioni normali di esercizio, correnti di cortocircuito tra le fasi e correnti di guasto a terra entro limiti prestabiliti.
Relativamente alle correnti di guasto a terra viene messo in evidenza che l'esercizio delle reti a 36 kV è previsto a neutro compensato con bobina di Petersen a reattanza variabile in modo da compensare un livello di corrente capacitiva prodotta dalle reti pari al 95% circa. Tale esercizio non esclude tuttavia l'eventualità di esercizio temporaneo a neutro isolato o a terra su resistenza di alto valore ohmico per indisponibilità della bobina di compensazione.
Le principali caratteristiche della Stazione Terna sono le seguenti:

- impiego di TR a due avvolgimenti per la connessione alle reti 220-150-132 kV con tensione nominale V_n = 230-150-132 kV / 36 kV. (Parametri di riferimento indicativi: potenza nominale S_n = 125 MVA, collegamento degli avvolgimenti Ynd 11, V_{cc} =17,5%);

  oppure

  impiego di TR a tre avvolgimenti per la connessione alle reti 380-220-150-132 kV con tensione nominale V_n = 400-230-150-132/36/36 kV. (Parametri di riferimento indicativi: potenza nominale S_n = 250/125/125 MVA, collegamento degli avvolgimenti Yn/d/d, V_{cc} = 19%-19%);
- tensione 36 kV regolata nel campo $V_n \pm$ 10% V_n mediante Commutatori Sotto Carico dei trasformatori AAT/36 kV ed AT/36 kV (Ampiezza di riferimento indicativa dei gradini: 1,5 % V_n);

- bobine di compensazione della corrente di guasto a terra collegate alle sbarre 36 kV per l'esercizio della rete a neutro compensato aventi le seguenti caratteristiche principali: reattanza variabile per correnti comprese tra 125 ÷ 1250 A, resistenza parallelo di valore tale da garantire la circolazione di una corrente di terra resistiva non superiore a 150 A;
- Corrente di corto circuito per il dimensionamento delle apparecchiature e connessioni: 20 kA per 1,0s

Da tali caratteristiche discendono le prescrizioni specifiche per la connessione di impianti di accumulo di seguito indicate:

- l'impianto deve essere dotato di interruttore sulla/e linea/e in arrivo (Interruttore di Interfaccia), per realizzare la separazione funzionale fra le attività interne all'impianto, di competenza del titolare dell'impianto, e quelle esterne ad esso;
- gli interruttori a 36 kV richiesti sono a comando tripolare con potere di interruzione delle correnti di cortocircuito ≥ 25 kA e capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto ≥ 50 A;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN, se realizzata in cavo, deve disporre di un numero di terne in parallelo di norma non superiore a 2;
- la linea di collegamento a 36 kV dell'impianto di Utente alla stazione RTN deve essere dotata di vettore/i in Fibra Ottica fra gli estremi con coppie di fibre disponibili e indipendenti utilizzabili per:
  - ✓ telemisure e telesegnali da scambiare con Terna;
  - ✓ scambio dei segnali associati alle regolazioni;
  - ✓ segnali di telescatto associati al sistema di protezione dei reattori shunt di linea;
  - ✓ eventuali segnali logici e/o analogici richiesti dai sistemi di protezione;
  - ✓ segnali per il sistema di Difesa.
- condutture ed apparecchiature devono essere dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 20 kA per 1,0 s;
- il livello di isolamento richiesto per tutte le apparecchiature è pari a U_r=40,5 kV, valore previsto dalla norma CEI EN 62271-1 e tale da rispettare la massima tensione di esercizio garantita da Terna pari a +10% della V_n;
- la corrente di guasto a terra garantita da Terna con esercizio normale della rete a neutro compensato (bobina di compensazione attiva e funzionante) è pari a 150 A resistivi;
- Il sistema di protezione deve essere predisposto in modo da eliminare correttamente i guasti a terra sia nella condizione normale di esercizio della rete a neutro compensato sia in quella accidentale di esercizio a neutro isolato. Le due necessità devono essere garantite contemporaneamente, ovvero senza necessità di adeguare le tarature in funzione dello stato di neutro.
- i trasformatori di macchina 36 kV/MT devono essere opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;
- in corrispondenza della potenza attiva immessa P=0 di un impianto di accumulo devono essere minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, in caso di potenze reattive scambiate a P=0 superiori a 0,5 MVAr, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva utilizzando la capacità di regolazione dell'Impianto di accumulo stesso oppure ricorrendo a sistemi esterni di compensazione (tipicamente reattanze shunt) in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva scambiata a P=0 ed a Vn;
- in caso di collegamenti in cavo con la stazione Terna in grado di generare correnti capacitive a vuoto di valore superiore a quello interrompibile dagli interruttori, dovrà essere prevista una compensazione reattiva commisurata alla capacità del cavo. Con riferimento al limite di 50 A della corrente capacitiva interrompibile a vuoto dagli interruttori stabilito dalle norme, la reattanza shunt rigidamente connessa

alla linea si rende necessaria per collegamenti in cavo di capacità superiore a 4,4 μF (corrispondenti ad una lunghezza di 12,6 km per cavi di capacità media di 350 nF/km e ad una lunghezza di 15,7 km per cavi di capacità media di 280 nF/km);

- i trasformatori TA e TV dei trasduttori delle misure elettriche utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.2 o migliore;
- I convertitori di misura delle grandezze utilizzate dal sistema di controllo dell'impianto di accumulo devono essere di classe 0.1 o migliore.

In base ai suddetti requisiti di sistema, si presentano limitazioni alla capacità di connessione di impianti ad una stessa sezione a 36 kV che Terna terrà presenti nella scelta delle soluzioni di connessione. Si evidenziano in particolare le due principali:

1. *Estensione massima ammessa della rete*: non può essere superata, per ciascuna sezione a 36 kV, una capacità complessiva di 64 μF per rispettare il limite di compensazione stabilito della corrente di terra. L'estensione massima della rete che può essere connessa su una singola sezione 36 kV sarà funzione della capacità media dei cavi, ad esempio, con una capacità media di 280 nF/km, la massima estensione non potrà superare i 225 km. In presenza di cavidotti formati da doppie terne di cavi in parallelo, l'estensione complessiva della rete si riduce in relazione alla loro quota parte.
2. *Potenza di cortocircuito massima applicabile alla rete 36 kV:* su ogni sezione a 36 kV non dovrà essere superato il limite di 20 kA stabilito per tenuta al cortocircuito dei quadri della stazione Terna. Tenuto conto che la I_{cc} fornita dal TR AT-AAT/36 kV può arrivare ad un massimo di 11 kA, il contributo alla corrente di cortocircuito simmetrico fornito dall'insieme degli impianti di produzione connessi alla stessa rete non può superare 9 kA.

6.1.3. Adempimenti Utente

Di seguito sono riportati alcuni adempimenti da parte dell'Utente che in particolare è tenuto a:

- effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del SEN, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio attivo degli impianti 24 ore al giorno; in particolare l'Utente deve disporre di personale autorizzato sempre rintracciabile;
- effettuare tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN;
- rendere disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete;
- garantire il corretto funzionamento e l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni;
- garantire l'efficienza dei sistemi di regolazione della potenza e della tensione;
- garantire il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

6.2. Limiti di funzionamento

Gli impianti di accumulo (ed i relativi macchinari ed apparecchiature che lo compongono) devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare connessi alla rete elettrica in tutti gli stati del sistema. Essi devono essere in grado di restare connessi alla rete e funzionare per un tempo indefinito per tutti i valori di potenza attiva e reattiva quando la tensione nel punto di connessione si trova nei seguenti intervalli:

Connessioni di Tipo 1:

- 85%Vn ≤ V ≤ 115%Vn se il punto di connessione è a tensione inferiore a 300kV
- 85%Vn ≤ V ≤ 110%Vn se il punto di connessione è a tensione superiore o uguale 300kV

Connessioni di Tipo 2:

Per queste connessioni il variatore sotto carico del trasformatore AT-AAT/36 kV sarà gestito in modo da regolare la tensione nel Punto di Consegna nell'intervallo $V_n \pm 10\%\ V_n$, consentendo al tempo stesso, nel lato primario del TR, il funzionamento nel medesimo range di tensione indicato nelle connessioni di Tipo 1.

Per tutti i tipi di connessione:

Con riferimento all'Allegato 1 al CdR, in caso di utilizzo della classe di isolamento corrispondente alla tensione massima di sistema per i componenti dell'Impianto, eventuali limitazioni sulle prestazioni ed i servizi forniti per valori di tensione superiore a quest'ultima devono essere sempre comunicati a Terna a cura del Titolare e documentati all'interno del Regolamento di Esercizio.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, l'impianto di accumulo deve rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47{,}5\text{Hz} \leq f \leq 51{,}5\text{Hz}$$

e devono rimanere connessi alla rete per tempi limitati quando la frequenza si trova al di fuori di tale intervallo come specificato in Tabella 1.

Intervallo [Hz]	Tempo minimo di funzionamento
46,5 – 47 Hz	Frazione di secondo
47 – 47,5 Hz	60 secondi
51,5 – 52 Hz	30 minuti

Tabella 1 – Intervalli di frequenza

Il Titolare non deve comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento dell'impianto di accumulo ai valori sopra indicati; deve anzi, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, dichiarare al Gestore eventuali limiti più ampi di funzionamento, il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il Gestore e riportato nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

6.3. Resistenza alla derivata di frequenza

Un impianto di accumulo deve essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s. La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

Il calcolo della derivata deve poter essere effettuato con una finestra variabile impostabile tra 100ms e 1s (la finestra variabile viene utilizzata in coerenza al valore della derivata da calcolare, generalmente crescente al diminuire del valore della derivata).

6.4. Insensibilità alle variazioni di tensione

Gli impianti di accumulo devono essere in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni che si trovano all'interno dei profili di sotto-tensione e sovra-tensione (tensioni concatenate) al punto di connessione riprodotti in Fig. 1. Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica UVRT), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica OVRT). Le prescrizioni per la curva di FRT sono le stesse sia per gli impianti con connessione di Tipo 1 che di Tipo 2.

I profili rappresentano criteri minimi per la progettazione dell'impianto di accumulo ed il dimensionamento dei singoli componenti ed esulano da azioni di distacco dalla rete definite da esigenze di esercizio e/o protezioni della rete e che sono implementate tramite apparecchiature e relativi parametri definiti dal Gestore (ad es. protezioni). In relazione a queste azioni, può essere richiesto il distacco dalla rete degli impianti di accumulo in condizioni tensione-tempo all'interno delle zone di distacco non ammesso.

La zona di distacco non ammesso deve essere rispettata per qualsiasi valore di potenza di corto circuito pre-guasto e post-guasto compreso tra i valori minimi e massimi della potenza di corto circuito attesi nel punto di connessione. A tale riguardo, si può fare riferimento ai valori minimi e massimi delle potenze di corto circuito che il Gestore rende annualmente pubblici sul proprio sito internet per tutti nodi della RTN.

La zona di distacco non ammesso deve essere rispettata senza limiti sul numero di disturbi di tensione che si possono verificare in un breve intervallo di tempo.

Nella zona di distacco ammesso, la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

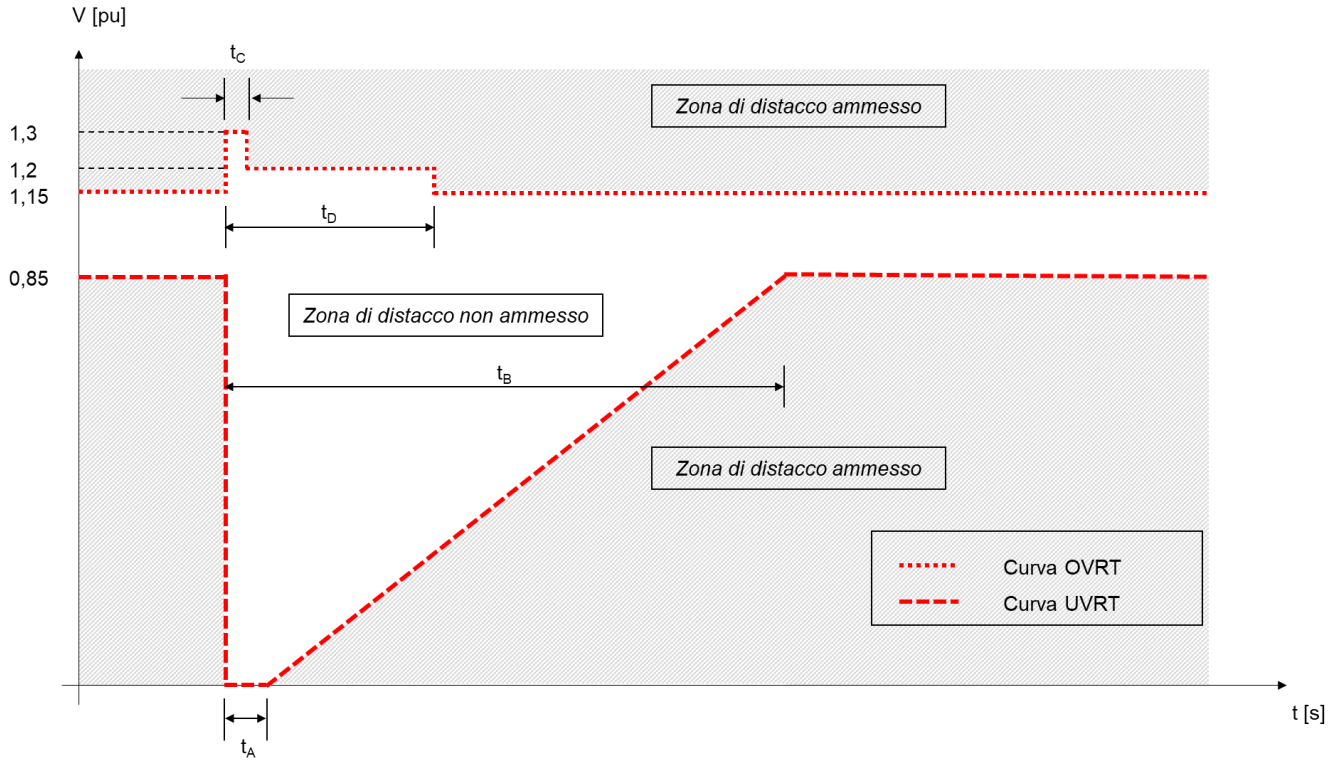


Fig. 1 – Caratteristica FRT per Impianti di Accumulo

Parametri UVRT	**Valore**		
t_A	200ms		
t_B	*132/150kV* 2s	*220kV* 2,8s	*380kV* 4s
Parametri OVRT	**Valore**		
t_C	100ms		
t_D	1s		

Tabella 2 – Parametri FRT

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica UVRT t_B dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione primaria della stazione Terna di connessione per le connessioni di Tipo 2.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, il comportamento dell'impianto di accumulo deve inoltre seguire le prescrizioni riportate al paragrafo 8.10 (laddove effettivamente richieste) ed al rientro all'interno degli intervalli di tensione indicati al paragrafo 6.2, dovranno essere ripristinate in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata con una tolleranza massima del ± 10% della P_n dell'impianto di accumulo. Si precisa che anche tutti i sistemi ausiliari non devono risentire dei buchi di tensione secondo la caratteristica descritta.

6.5. Qualità della fornitura

In condizioni normali di funzionamento della RTN, la connessione di un impianto di accumulo non deve causare un degrado delle prestazioni della RTN nel PdC oltre i seguenti livelli, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate ad un impianto di accumulo sono fissate dal Gestore tenendo conto dei limiti di emissione riportate negli standard di riferimento, dei valori minimi attesi della potenza di cortocircuito nel punto di connessione in condizioni normali di esercizio della RTN, delle emissioni degli altri Utenti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi Utenti che hanno già iniziato l'iter di connessione;

Nelle porzioni di rete dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuovi impianti disturbanti, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti indicati dal Gestore;

La valutazione dell'impatto sulla RTN del nuovo impianto di accumulo è fatta dal Gestore sulla base dei seguenti dati:

- i dati caratteristici dell'impianto;
- i parametri caratteristici della rete nel nodo di allacciamento;
- i limiti di emissione tipici dell'impianto, in relazione alla taglia dichiarata dal Titolare;
- le emissioni dell'impianto del Titolare, valutate dal Gestore supponendo l'impianto stesso già connesso e tenendo conto del disturbo già preesistente.

Il Gestore si riserva di richiedere al Titolare dell'impianto di accumulo, in funzione del sito di connessione, l'installazione di ulteriori sistemi al fine di garantire gli standard qualitativi richiesti dalla rete.

Le indicazioni contenute nei paragrafi successivi fanno riferimento alla tensione del Punto di Consegna.

6.5.1. Dissimmetria delle correnti

In assenza di guasto sulla rete o di interruzioni di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da un impianto di accumulo deve essere tale che il grado di dissimmetria della tensione nel punto di connessione rimanga:

- inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV
- inferiore allo 0.8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di connessione in un nodo della rete con una potenza di corto circuito inferiore a 500 volte la potenza efficiente dell'impianto di accumulo, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel punto di connessione deve essere inferiore a [3]:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} * \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale dell'impianto di accumulo, *Eui* il limite di emissione assegnato, *Scc* la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, Pn la potenza nominale dell'impianto di accumulo.

Il parametro *Eui* è calcolato dal Gestore in base alle caratteristiche della rete nel PdC:

$$E_{ui} = \max\left[0.002, L * \sqrt[1.4]{\frac{k_{uE} * P_n}{S_t}}\right]$$

[3] in accordo a [IEC/TR 61000-3-13]

dove k_{uE} è in genere pari a 0.7.

Il parametro *L* è pari a 0.008 per impianti connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari ad 0.01 per impianti connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale < 110 kV;
- 225 MVA per reti con tensione nominale ≥ 110 kV ed < 220 kV;
- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220 kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380 kV.

6.5.2. Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche dell'impianto di accumulo devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_I), calcolato fino alla 50-esima armonica e le singole correnti armoniche considerando come base la corrente nominale dell'impianto di accumulo[4] nel PdC non superino i valori indicati nelle Tabelle[5] di seguito riportate, in relazione al livello di tensione e in accordo a [IEEE 519].

Ordine armonico[6]						
I_{cc}/I_L[7] [8]	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h ≤ 50	THD_I
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L						

Tabella 3 – Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV

Ordine armonico[4]						
Icc/I_L [5] [6]	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h ≤ 50	THD_I
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L						

Tabella 4 – Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

L'utente deve inoltre fornire i modelli matematici dell'emissione armonica secondo quanto prescritto al paragrafo 11.

[4] Questo parametro è indicato in [IEEE 519] come TDD

[5] Le Tabelle sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

[6] Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

[7] Icc è la massima corrente di corto-circuito nel PdC

[8] I_L è la corrente nominale dell'impianto di accumulo che inietta nel PdC.

6.5.3. Distorsione armonica della tensione

Le emissioni di armoniche dell'impianto di accumulo devono limitate in modo per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_V) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel punto di connessione dell'impianto di accumulo non superi i seguenti valori:

- $THD_V \leq 2{,}5\%$ per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- $THD_V \leq 1{,}5\%$ per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione dell'impianto si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni dell'impianto non superano i valori di pianificazione; in tale caso, l'impianto può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
- le emissioni dell'impianto sono superiori ai limiti di pianificazione; in questo caso, la connessione è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da fare rientrare le emissioni nei limiti del 70% dei valori di pianificazione.

6.5.4. Effetto flicker

Relativamente all'effetto flicker un impianto di accumulo deve rispettare i seguenti requisiti:

- L'indice di severità del flicker a breve termine (P_{st}) e a lungo termine (P_{lt}) devono essere contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione [kV]	P_{st}	P_{lt}
220 - 380	0,70	0,50
132 - 150	0,85	0,62

- le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della potenza scambiata con la rete non devono superare le soglie riportate nella Tabella 5

Numero di variazioni n	Δ U/Un [%]
n ≤ 4 al giorno	3-5
n ≤ 2 ogni ora e n > 4 al giorno	3
2 < n ≤ 10 ogni ora	2,5

Tabella 5 – Livello di planning delle RVC estratto da IEC/TR 61000-3-7

7. CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DEGLI IMPIANTI DI ACCUMULO

7.1. Requisiti generali

Il sistema di protezione di un impianto di accumulo include gli apparati dedicati alla protezione degli impianti e della rete sia per guasti interni, che per i guasti esterni.

Il SdA deve essere in grado di restare connesso alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni del SdA non devono comandare anticipatamente la separazione del SdA dalla rete stessa o la fermata degli inverter[9].

Ogni impianto di accumulo deve contribuire all'eliminazione dei guasti nei tempi previsti dal sistema di protezione, in accordo a quanto definito nel Codice di Rete.

Per l'eliminazione dei guasti interni all'impianto di accumulo, che potrebbero coinvolgere anche altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali. Inoltre, l'impianto di accumulo deve essere dotato di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto di accumulo, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Le tarature delle protezioni contro i guasti interni, che prevedono un coordinamento con le altre protezioni della rete, devono essere concordate con il Gestore in sede di accordo preliminare alla prima entrata in esercizio dell'impianto di accumulo.

In ogni caso, il Gestore può richiedere modifiche o integrazioni di tali requisiti con l'obiettivo di mantenere, o aumentare il livello di continuità del prelievo, dell'alimentazione e la sicurezza dell'esercizio della rete di connessione.

Con periodicità minima di 4 anni l'Utente dovrà provvedere alla verifica degli apparati di protezione e mantenere un registro di tali prove, da fornire al Gestore su richiesta.

Il sistema di protezione, e le relative tarature, hanno anche l'obiettivo di mantenere la stabilità del SEN. Pertanto, tutte le tarature richieste dal Gestore, o proposte dal Titolare, dovranno essere coerenti con il campo di funzionamento indicato al paragrafo 6.4 *"Insensibilità alle variazioni di tensione"*. All'interno di tale campo l'impianto di accumulo deve poter funzionare senza danneggiamenti.

Agli impianti di accumulo è richiesto di sostenere richiusure rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per gli impianti di accumulo.

[9] Questo requisito è necessario in considerazione dei normali cicli di richiusura automatica rapida e lenta degli interruttori applicati dagli automatismi della rete rilevante nel caso di un guasto in linea

7.2. Impianti di Accumulo indipendenti (stand-alone)

7.2.1. Connessioni di Tipo 1 (su livelli di tensione ≥110kV)

Nella Fig. 2 è rappresentata una connessione tipica di un impianto di accumulo stand-alone con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto di accumulo è connesso.

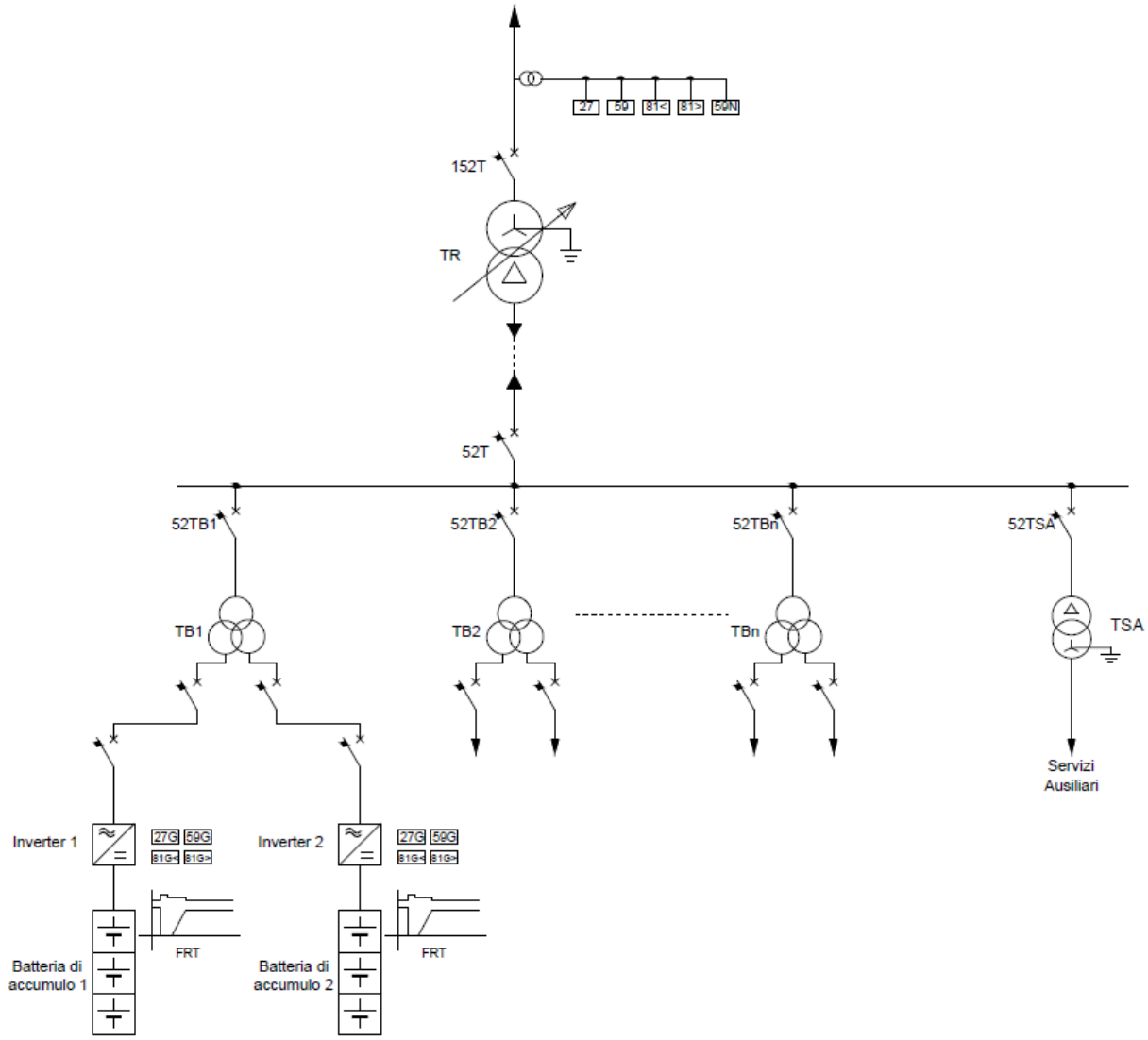


Fig. 2 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di un impianto di accumulo

7.2.1.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

7.2.1.1.1. Protezioni di rete nella sezione AT

Di seguito si riportano le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete da installare nella sezione AT degli impianti di accumulo

- Protezione di minima tensione rete (27)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore/i generale/i. Gli impianti di accumulo devono essere predisposti per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

Il Titolare dell'impianto di accumulo potrà adottare ulteriori protezioni, rispetto all'elenco precedente, purché coerenti con i criteri di protezione citati e non limitanti i campi di funzionamento indicati relativamente alla tensione e alla frequenza. In tal caso, il Titolare informerà il Gestore della presenza di ulteriori apparati e concorderà con lo stesso le relative tarature.

Le tarature sensibili agli eventi in rete sono stabilite dal Gestore in accordo ai criteri generali stabiliti nel Codice di Rete [CdR] e sono riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto di accumulo. In relazione alle esigenze del SEN a cui è connesso l'impianto di accumulo, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nei paragrafi successivi.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle protezioni di rete.

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al [CdR]:

Caso "A": impianto di accumulo connesso ad Impianto di Consegna in entra esce su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

Caso "B": impianto di accumulo su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Qualsiasi modifica ai valori di taratura proposti dal Gestore deve essere preliminarmente approvata dallo stesso.

Sistema di Accumulo – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	Unica	80 % V_{nR} (1)	A) 2,0 ÷ 4,0s (2)	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT.
			B) 0,6 s	
Massima tensione (59)	Unica	115 % V_{nR} (1)	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	1ª soglia	10 ÷ 20% $V_{RES\ MAX}$ (3)	A) 2,0 ÷ 4,0 s (2)	
			B) 1,2 s	
	2ª soglia (4)	70% $V_{RES\ MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) (5)	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) (6)	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52.5 Hz	0,1 s	

Note:

(1) V_{nR} è la tensione nominale della rete;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV; 4,0 s nelle reti a 380 kV

(3) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1ª soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima ($V_{RES\ MAX}$) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima ($V_{RES\ MAX}$) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

(4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

(5) Tensione operativa 0,2 V_{nG}

(6) Tensione operativa 0,8 V_{nG}

7.2.1.1.2. Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter contro i guasti e le perturbazioni di rete sono indipendenti dalla configurazione di impianto e dallo schema di connessione.

PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27I)	1ª soglia	85 % V_{nl} (1)	2,0 ÷ 4,0 s (2)	Arresto inverter
	2ª soglia (opzionale)	Vedi nota (3)	Vedi nota (3)	
Massima tensione (59I)	1ª soglia	115 % V_{nl} (1)	1,0 s	
	2ª soglia (se presente)	120 % V_{nl} (1)	0,1 s	
Minima frequenza (81I <) (4)	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s (6)	
Massima frequenza (81I >) (5)	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52.5 Hz	0,1 s (6)	

Note:

(1) V_{nl} è la tensione nominale dell'inverter;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV;4,0 s nelle reti a 380 kV

(3) Coppia di valori tensione e tempo coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di UVRT, riportata ai morsetti dell'inverter (Es. 30% V_{nl} ; 0.85 s per gli impianti connessi nelle reti a 132-150 kV)

(4) Tensione operativa raccomandata: 0,2V_{nl}

(5) Tensione operativa raccomandata: 0,8V_{nl}

(6) Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

7.2.1.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

7.2.1.2.1. Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime contro i guasti interni all'impianto che devono essere previste per il/i trasformatore/i elevatore MT/AT di un impianto di accumulo sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51);

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT e MT del trasformatore elevatore. È consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori.

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo dei trasformatori come, ad esempio, Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc… i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore e/o dall'esercente.

Il Titolare dell'impianto può adottare, oltre alle precedenti, ulteriori protezioni sempre con l'obiettivo di proteggere l'impianto.

7.2.1.2.2. Protezioni nella sezione MT

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

7.2.2. Connessioni di Tipo 2 (sezioni 36 kV di stazioni Terna)

A livello della Stazione Terna, le protezioni presenti sulla sezione a tensione più alta seguono quanto descritto in [A.4] e [A.11].

Per quanto riguarda i TR AT-AAT/36 kV, sono protetti con le seguenti protezioni:

- Protezione differenziale trasformatore (87T)
- Protezione distanziometrica lato primario AT o AAT (21)
- Protezione distanziometrica lato 36kV (21)
- Protezione di massima tensione omopolare lato 36 kV(59N)

Sulla sbarra 36 kV è presente una protezione di massima tensione omopolare (59N)

Infine sui collegamenti in partenza verso l'Impianto di Accumulo sono presenti:

- Protezione distanziometrica (21) oppure protezione di massima corrente (50/51) contro i guasti fra le fasi.
- Protezione di massima corrente direzionale di terra (67N) contro i guasti a terra.

Una configurazione tipica è rappresentata in Fig. 3.

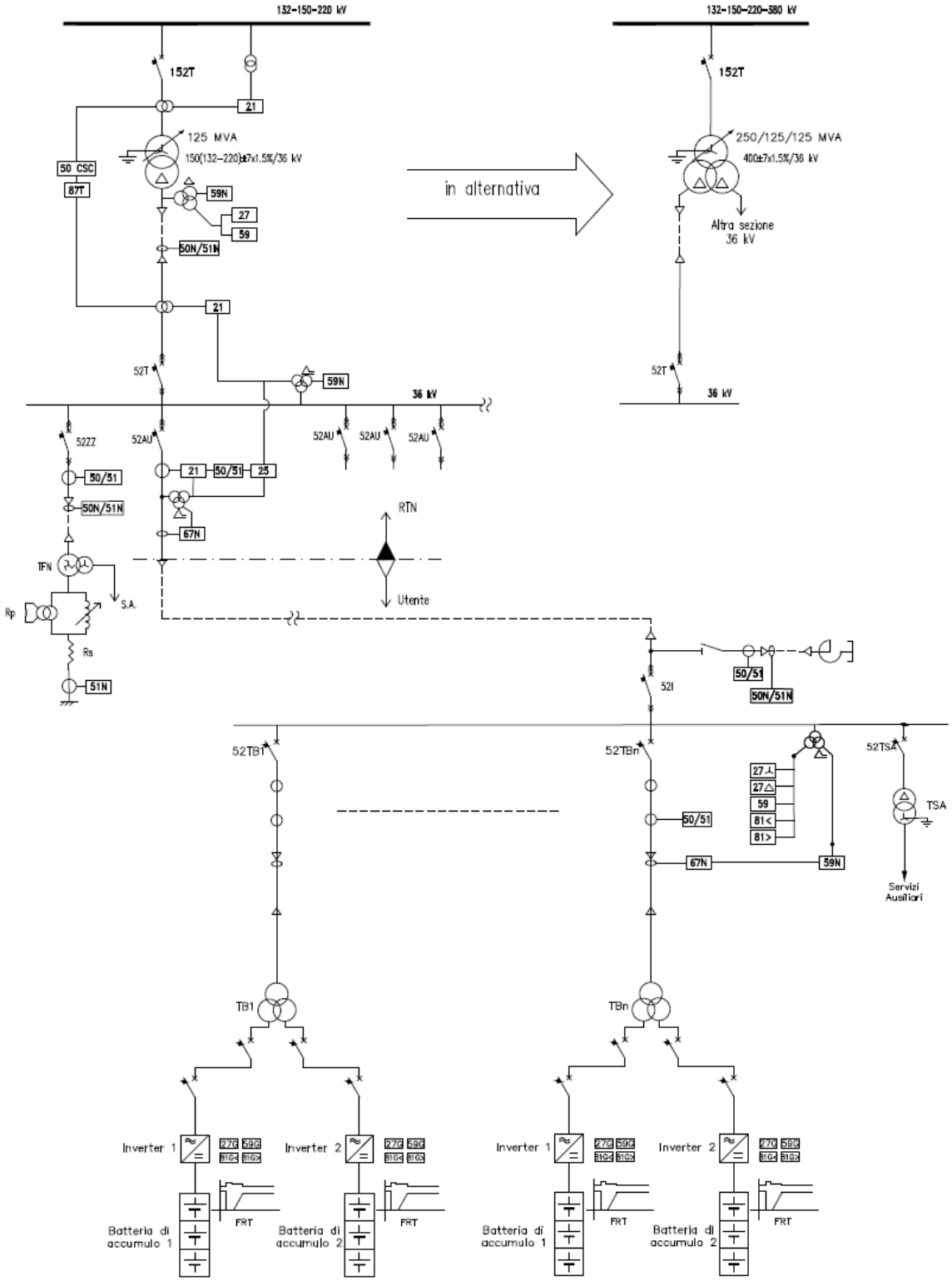


Fig. 3 – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di un impianto di accumulo

Le tarature tipiche delle protezioni della linea di connessione con l'Impianto di Accumulo lato Stazione Terna sono riportate nella tabella seguente:

Stazione Terna – Linea 36 kV verso Impianto di accumulo				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Distanziometrica (21)	1ª zona	X_1 = 5 ohm; R_1= (2 ÷ 4) X_1	0,3 ÷ 0,35 s	Apertura interruttore 52 AU
	2ª zona	X_2 = 10 ohm; R_2= (1 ÷ 2) X_2	1,0 s	
Massima corrente di fase (50/51) (attiva in alternativa alla protezione 21)	1ª soglia	I> = (2 ÷ 3) ∑ I_{nWTG}	1,0 s	
	2ª soglia	I>> =3000 ÷ 4000 A (1)	0,3 ÷ 0,35 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	V_{RES} = 5 ÷ 7,5% $V_{RES\ MAX}$(2) I_{RES} = 3 ÷ 5 A ∠ = [61°; 257°]	0,5 s	
	2ª soglia (Neutro Isolato)	V_{RES} = 3 ÷ 5% $V_{RES\ MAX}$(2) I_{RES} = 10 ÷ 20 A ∠ = [60°; 120°]	0,5 s	
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	V_{RES} = 3 ÷ 5% $V_{RES\ MAX}$(2) I_{RES} = ≥ Ic_{max}(3) ∠ = [190°; 10°]	0,35 s	

Note:

(1) Il valore di regolazione della soglia I>> deve essere:

- minore della corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase al termine della linea di connessione dell'impianto Utente con la Stazione Terna mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'impianto Utente al momento dell'energizzazione simultanea dei trasformatori ad esso connessi stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia I>>

(2) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra

(3) Ic_{max} =Corrente di carico massimo della linea

7.2.2.1. Protezioni dell'impianto di accumulo contro i guasti nella rete esterna

Si riportano le protezioni e le rispettive tarature nella configurazione più semplice rappresentata in Fig. 3.

7.2.2.1.1. Protezioni di rete sulla sbarra 36 kV dell'Utente

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo al Codice di Rete. In relazione alle esigenze del sistema elettrico a cui è connesso l'impianto di accumulo, le tarature potranno essere parzialmente discordanti da quelle indicate nelle tabelle successive.

Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

1) Protezione di minima tensione rete (27Y)
2) Protezione di minima tensione rete (27Δ)
3) Protezione di massima tensione rete (59)
4) Protezione di minima frequenza rete (81<)
5) Protezione di massima frequenza rete (81>)
6) Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per la prima protezione (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate.
Per le protezioni 2)÷5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate.
Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore di Interfaccia 52I del collegamento con la Stazione Terna.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni contro i carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature dell'insieme delle protezioni di rete.

Impianto di accumulo -Sbarre 36kV				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione di fase (27Y)	Unica	80 % V_{nYR} (1)	2,0 ÷ 4,0 s (3)	Apertura interruttore 52 I
Minima tensione concatenata (27Δ)	Unica	80 % V_{nR} (2)	2,0 ÷ 4,0 s (3)	
Massima tensione (59)	Unica	115 % V_{nR} (2)	1,0 s	
Massima tensione omopolare (59N)	Unica	10 % $V_{RES\ MAX}$ (4)	1,0 ÷ 2,0 s	
Minima frequenza (81<) (5)	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
	2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s (7)	
Massima frequenza (81>) (6)	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
	2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s (7)	

Note:

(1) V_{nYR} è la tensione nominale stellata della rete 36 kV;

(2) V_{nR} è la tensione nominale concatenata della rete 36 kV;

(3) Valori di ritardo riferiti alle tensioni nominali della sezione primarie della SE Terna di connessione: 2,0 s per 132-150 kV; 2,8 s per 220 kV;4,0 s per 380 kV;

(4) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra

(5) Tensione operativa raccomandata: $0{,}2V_{nR}$

(6) Tensione operativa raccomandata: $0{,}8V_{nR}$

(7) Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

7.2.2.1.2. Protezioni degli inverter

Come per connessioni di Tipo 1. In questo caso i tempi di ritardo delle protezioni di minima tensione (2,0 ÷ 4,0 s) devono essere riferiti al livello di tensione primaria della stazione Terna di connessione.

7.2.2.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

7.2.2.2.1. Protezioni dei feeder interni

Le linee di connessione dei singoli SdA in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)
- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

I setting di riferimento, al fine di garantire il coordinamento con le protezioni presenti in SE Terna sono quelli riportati in tabella sottostante. Eventuali protezioni e/o tarature diverse potranno essere impostate a cura dell'Utente purchè garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con Terna e riportate all'interno del Regolamento di Esercizio.

Impianto di accumulo– Linee di connessione dei singoli feeder 36kV				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I> = 1,15 \sum I_{n\ SdA}$	Curva a tempo inverso	Apertura interruttore 52 F
	2ª soglia	I>> = 400 ÷ 600 A	0,6 ÷ 0,8 s	
	3ª soglia	I>>> = 2000 ÷ 3000 A (1)	0,12 ÷ 0,15 s	
Massima corrente direzionale di terra (67N)	1ª soglia (Neutro Compensato)	$V_{RES} = 5 \div 7,5\%\ V_{RES\ MAX}$(2) $I_{RES} = 3 \div 5$ A $\angle = [61°; 257°]$	0,3 s	
	2ª soglia (Neutro Isolato)	$V_{RES} = 3 \div 5\%\ V_{RES\ MAX}$(2) $I_{RES} = 10 \div 20$ A $\angle = [60°; 120°]$	0,3 s	
	3ª soglia (Doppio Guasto a terra)	$V_{RES} = 3 \div 5\%\ V_{RES\ MAX}$(2) $I_{RES} \geq Ic_{Feeder}$ (3) $\angle = [190°; 10°]$	0,12 ÷ 0,15 s	

Note:

(1) Il valore di regolazione della soglia I>>> deve essere:

- minore del minimo valore di corrente di cortocircuito richiamata da un guasto bifase nel terminale remoto della linea di connessione mettendo in conto un coefficiente di sicurezza non inferiore a 0,8;
- maggiore del valore della corrente di inrush richiamata dall'impianto Utente al momento dell'energizzazione simultanea dei trasformatori ad esso connessi stimato in relazione al tempo di ritardo assegnato alla soglia I>>>

(2) $V_{RES} = 3V_0$ è la tensione residua riscontrabile nella rete 36 kV per corto circuito monofase a terra

(3) Corrente massima di carico della linea di sottocampo

7.2.2.2.2. Protezioni del reattore shunt sulla linea di connessione alla stazione Terna

Questo reattore, eventualmente necessario, è dedicato alla compensazione del collegamento in cavo con la stazione Terna, al fine di rispettare i vincoli costruttivi degli interruttori sulle correnti capacitive massime a vuoto interrompibili. Questo reattore è solidale con il collegamento in cavo con la stazione Terna e le protezioni vanno ad agire sugli interruttori ai due estremi.

Nella tabella sottostante si riportano i valori di riferimento per le tarature:

Impianto di accumulo– Reattori Shunt 36kV				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Massima corrente di fase (50/51)	1ª soglia	$I> = 1,1 \div 1,15\ I_{n\ RS}$	5,0 s	Allarme
	2ª soglia	$I>> = 1,35\ I_{n\ RS}$	0,5 s	Apertura interruttore locale 52 I + Apertura interruttore Terna remoto 52AU tramite telescatto
	3ª soglia	$I>> = 4 \div 5\ I_{n\ RS}$	ist.	
Massima corrente omopolare (50N/51 N)	1ª soglia	$I_E> = 0,15 \div 0,3\ I_{n\ RS}$	1,5 s	
	2ª soglia	$I_E>> = 1,5 \div 2,0\ I_{n\ RS}$	0,1 s	

7.3. Impianti di accumulo integrati nella rete MT di impianti eolici e fotovoltaici

7.3.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

Nel caso di un impianto di accumulo integrato nella rete MT di una centrale eolica o fotovoltaica, le protezioni nella sezione AT indicate negli allegati A.17 e A.68 contro i guasti e le perturbazioni nella rete AT coprono l'intero impianto e quindi anche il SdA ospitato nella sezione MT

Le protezioni a bordo degli inverter contro gli eventi suddetti sono, invece le stesse previste per gli inverter degli impianti di accumulo indipendenti (stand-alone); anche le loro regolazioni ed i loro comandi sono gli stessi e, pertanto, si rinvia a quanto indicato nella tabella del paragrafo 7.2.1.1.2 precedente.

7.3.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

7.4. Impianti di accumulo integrati nella rete MT di impianti di produzione con generatori sincroni

Di norma il SdA integrato in un impianto di produzione con generatori sincroni trova applicazione con una delle seguenti soluzioni:

- connessione alle sbarre MT dei Servizi Ausiliari di centrale
- connessione alle sbarre MT del generatore asservito attraverso una trasformazione dedicata

Anche con schemi diversi da quelli considerati possono trovare applicazione i criteri generali di protezione di seguito enunciati.

7.4.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

In questo caso, nella sezione AT dell'Impianto Ospitante non sono necessarie protezioni aggiuntive a quelle previste dall'Allegato A.11.
Nei riguardi dei guasti e delle perturbazioni nella rete esterna sono sufficienti le protezioni a bordo degli inverter. In presenza di disturbi esterni alla centrale non risolti dalle protezioni di rete, l'unità di produzione si deve distaccare dalla rete rimanendo in funzione sui propri SA (Load Rejection). In questa condizione il SdA deve poter continuare l'erogazione dei servizi assegnati, pertanto le protezioni interne agli inverter dovranno essere regolate in selettività scalare e temporale con le protezioni del generatore sincrono.

Sistema di Accumulo integrato al funzionamento di generatori sincroni - Protezioni inverter				
PROTEZIONE	TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27I) (1)	1ª soglia	70 ÷ 75% V_{nI} (2)	2,5 ÷ 4,5 s (3)	Arresto inverter
	2ª soglia	Inattiva		
Massima tensione (59I) (4)	1ª soglia	115 ÷ 120 % V_{nI} (2)	1,0 s	
	2ª soglia (se presente)	130 ÷ 135 % V_{nI} (2)	0,1÷ 0,3 s	
Minima frequenza (81I<) (5)	1ª soglia	47,0 Hz	4,5 s	
	2ª soglia	46,0 Hz	0,3 s	
Massima frequenza (81I>) (6)	1ª soglia	52,0 Hz	≥ 1,5 s (7)	
	2ª soglia	53,0 Hz	≥ 0,5 s (7)	

Note:

(1) La protezione di Minima Tensione Inverter (27I) deve essere regolata in selettività scalare e temporale con le protezioni contro i guasti esterni del generatore sincrono associato al SdA; se il generatore è dotato di protezioni di minima tensione (27G) le soglie di tensione di 27I devono essere più basse di 5% V_n mentre i tempi devono essere più alti di 0,5 s.
(2) V_{nI} è la tensione nominale dell'Inverter;

(3) Valori di ritardo: 2,5 s nelle reti a 132-150 kV; 3,3 s nelle reti a 220 kV; 4,5 s nelle reti a 380 kV(

(4) La protezione di Massima Tensione Inverter (59I) deve essere regolata in modo analogo all'omologa protezione del montante MT del generatore sincrono (59G).

(5) Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nI}

(6) Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nI}

(7) Il tempo di intervento deve essere superiore alla durata del transitorio di frequenza sopra la soglia regolata a seguito del distacco dalla rete del gruppo rotante associato all'inverter.

7.4.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni nella sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

7.5. Impianti di Accumulo integrati nelle reti MT di impianti di consumo e di produzione e consumo

7.5.1. Protezioni dell'Impianto di Accumulo contro i guasti nella rete esterna

In questo caso, nella sezione AT dell'Impianto Ospitante non sono necessarie protezioni aggiuntive a quelle previste dall'Allegato A.11.
Le protezioni di tensione e di frequenza installate in MT sensibili ai guasti ed alle perturbazioni nella rete AT sono invece le stesse previste per gli impianti di accumulo indipendenti (stand alone). Anche le loro regolazioni ed i loro comandi sono di base gli stessi e pertanto si rinvia a quanto indicato nella tabella del paragrafo 7.2.1.1 precedente.

Negli impianti di produzione e consumo potranno essere adottate soglie di intervento più larghe e tempi di intervento più alti se, dopo il distacco dalla rete, è richiesto che l'impianto o parti di esso funzionino in isola separata insieme al Sistema di Accumulo. Questi casi dovranno essere esaminati singolarmente e risolti in accordo con Terna utilizzando come riferimento i criteri indicati al paragrafo precedente 7.4.

7.5.2. Protezioni dell'Impianto di Accumulo nella sezione MT del SdA contro i guasti interni

I sistemi di protezione contro i guasti interni della sezione MT del SdA (feeder MT, sbarre MT, trasformatore MT/BT) non sono oggetto della presente prescrizione; tuttavia, è richiesto di adottare idonee protezioni contro i guasti fase fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto del SdA e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT e delle altre sezioni MT dell'impianto.

8. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti di accumulo sono le seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco e modulazione rapida della produzione
- Black start
- Inerzia sintetica
- Supporto alla tensione durante i guasti
- Gestione dello stato di carica

Nei paragrafi successivi sono descritti nel dettaglio i singoli requisiti.

8.1. Controllo della potenza attiva

Le caratteristiche costruttive dei sistemi di gestione della potenza devono essere tali da garantire uno scambio controllabile della potenza attiva nel punto di connessione. Significa in particolare che il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere in grado di controllare la potenza attiva dell'impianto (calcolata come media dei campioni disponibili su un secondo) attorno ad un valore di set-point (riferimento), con un errore massimo pari a 1% della potenza nominale dell'impianto di accumulo per un funzionamento a regime, ossia quando il segnale di riferimento è costante. La prescrizione è da intendersi rispettata quando il 95° percentile delle rilevazioni rispetta il valore indicato per un tempo di rilevazione non inferiore a 10 minuti e nessun valore si discosta di un valore superiore al 5% della potenza nominale.

In caso di variazione del segnale di riferimento, è permesso una violazione temporanea del valore sopra indicato a patto che l'errore di controllo torni sotto il valore di tolleranza a regime entro 1s dalla fine del transitorio di variazione ed in accordo ai profili di tolleranza riportati nella Fig. 4.

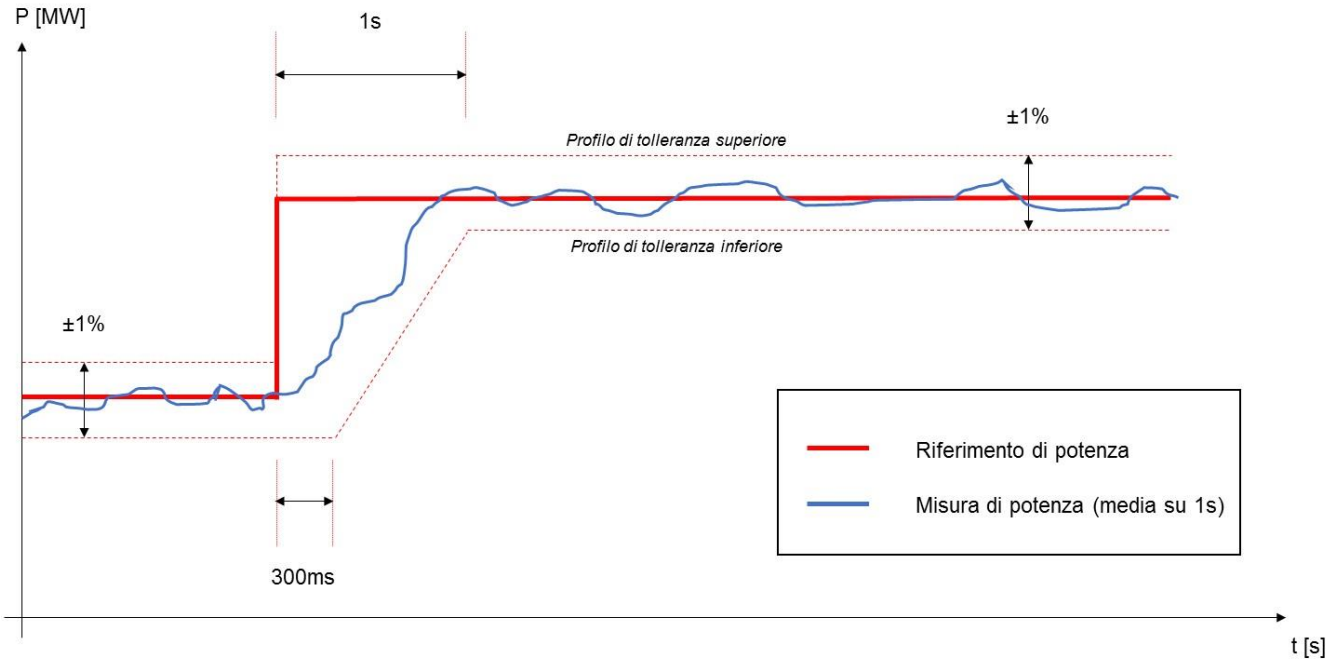


Fig. 4 – Requisiti per la regolazione di potenza

Questi valori sulla tolleranza del controllo si applicano anche al controllo di potenza per la fornitura di servizi specifici di rete (ad esempio, la regolazione di frequenza), solo nel caso in cui i requisiti del servizio non impongano valori di tolleranza più stringenti. La regolazione deve agire nel continuo, non sono ammesse regolazioni che procedano a step successivi (sequenze di gradini). L'eventuale overshoot massimo, ammesso nella

8.1.1. Limiti di rampa

L'impianto di accumulo deve essere in grado di seguire le variazioni dei setpoint e del programma con le massime prestazioni di cui è in grado; deve comunque essere predisposto in modo tale da poter limitare se richiesto, la velocità di variazione del set-point di carico in maniera continua e lineare. Il valore della massima velocità di variazione del carico deve essere concordato con il Gestore, tipicamente nel range 1÷100%/minuto della potenza nominale dell'impianto di accumulo; su richiesta il Gestore può concordare intervalli più ampi.

Le limitazioni di rampa di cui sopra non si applicano ai casi in cui sia il Gestore a richiedere esplicitamente una variazione del carico.

8.1.2. Telecontrollo della potenza attiva da parte del Gestore

L'impianto di accumulo deve essere predisposto per la ricezione di un set-point remoto di potenza attiva che permetta al Gestore di modulare l'immissione o l'assorbimento dell'impianto di accumulo, compreso l'annullamento dello scambio con la rete.

L'attuazione della richiesta del Gestore, a carico dell'Utente e sotto la sua responsabilità, dovrà avvenire senza ritardi dalla ricezione della comunicazione, in ogni condizione di esercizio dell'impianto di accumulo e da qualsiasi punto di funzionamento.

8.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

L'entrata in servizio dell'impianto di accumulo oppure il rientro in servizio a seguito dell'intervento delle protezioni di rete sono condizionati

- ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz per un programma di carico che prevede immissione di potenza in rete,
- ad una frequenza di rete non inferiore a 49,8 Hz per un programma di carico che prevede assorbimento di potenza dalla rete.

Le condizioni di rete sopra devono essere verificate per almeno 5 minuti prima dell'entrata/rientro in servizio.

Al fine di evitare fluttuazioni di frequenza/tensione in rete è richiesto che le variazioni di potenza avvengano con gradualità, seguendo variazioni continue e lineari. Il limite sulla variazione della potenza attiva immessa/assorbita dovrà essere regolabile su indicazione del Gestore secondo quanto previsto al paragrafo 8.1.1 *Limiti di rampa*.

In ogni caso, la (ri-)connessione con la rete può avvenire solo previo consenso del Gestore all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza indicati al paragrafo 6.2 *"Limiti di funzionamento*". In caso di disservizi in corso o condizioni di rete non favorevoli il Gestore potrà non consentire il rientro in servizio dell'impianto e si dovrà mantenere aperti gli interruttori AT di separazione dalla rete, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra.

Dopo la disconnessione dell'impianto a seguito dell'intervento delle protezioni e qualora le condizioni di rete lo permettano, il rientro in servizio dell'impianto di accumulo deve essere possibile in un tempo inferiore a 15 minuti (comprensivi del tempo indicato sopra per verificare che le condizioni di rete siano accettabili) e senza limitazioni sul range di funzionamento.

Le condizioni per l'entrata in esercizio o la riconnessione dopo intervento delle protezioni sono riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

8.3. Capability di potenza reattiva

Un impianto di accumulo deve essere progettato per fornire risorse di potenza reattiva che possono essere utilizzata dal Gestore ai fini del controllo di tensione della rete. I requisiti minimi di capability di potenza reattiva di un impianto di accumulo sono definiti sia in termini di capability d'impianto al punto di connessione che di capability degli inverter del/dei SdA che compongono l'impianto.

8.3.1. Curve di capability ai terminali degli inverter

Gli inverter del/dei SdA di un impianto di accumulo devono essere dimensionati per erogare risorse di potenza reattiva in accordo con la curva di Fig. 5, ed in particolare:

- Tutti gli inverter dell'impianto di accumulo devono essere dimensionati per erogare/assorbire una potenza reattiva corrispondente ad un fattore di potenza pari o inferiore a 0,9 ai morsetti quando l'impianto di accumulo si trova in una condizione di esercizio che corrisponde alla sua potenza nominale;
- Per qualsiasi condizione di esercizio diversa da quella precedente, compreso lo scambio di potenza attiva nullo, gli inverter devono essere in grado di erogare/assorbire una potenza reattiva tale per cui la corrente ai morsetti degli inverter non risulta inferiore a quella della condizione di esercizio di cui al punto precedente;

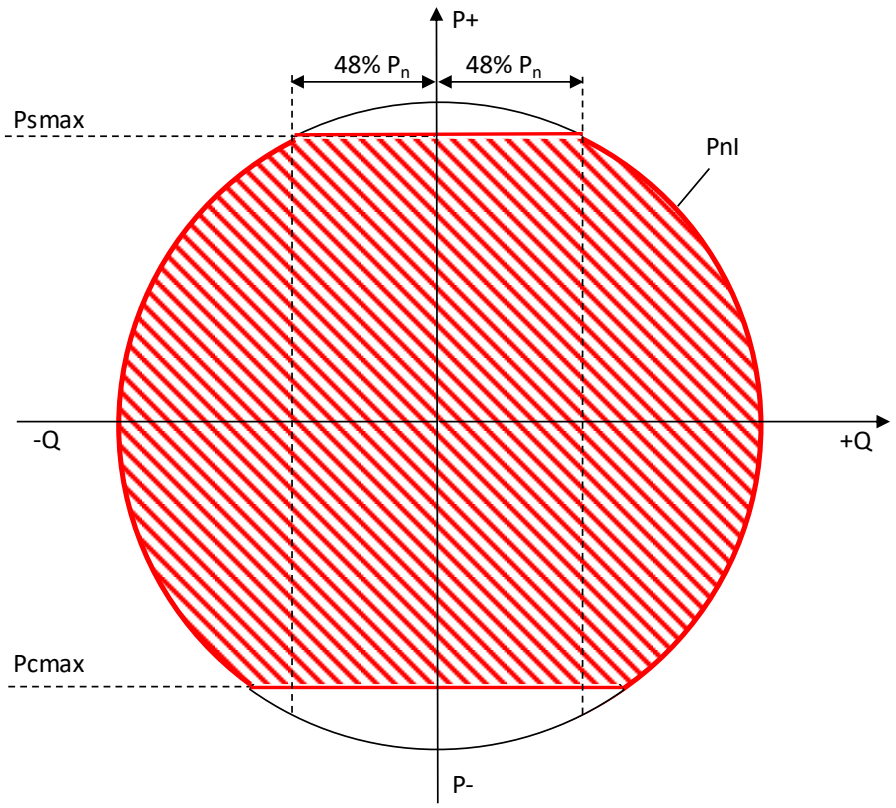


Fig. 5 – Requisito per la capability di potenza reattiva degli inverter di un impianto di accumulo

8.3.2. Capability di potenza reattiva dell'impianto di accumulo al Punto di Connessione

Un impianto di accumulo deve essere progettato e dimensionato per rispettare i seguenti requisiti relativi allo scambio di potenza reattiva al punto di connessione:

- Quando l'impianto di accumulo si trova alla sua potenza nominale, deve essere in grado di scambiare una potenza reattiva con la rete corrispondente a qualsiasi punto della superficie di inviluppo del profilo U-Q/Pnom riportato in Fig. 6 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 8 per gli impianti con connessione di Tipo 2.

  Il profilo rappresenta l'intervallo minimo di potenza reattiva atteso al punto di connessione in funzione della tensione del punto di connessione stesso. Per tensioni esterne al range ±10% della tensione nominale al punto di connessione, si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dall'impianto di accumulo ma non devono essere predisposte limitazioni ulteriori rispetto a quanto l'impianto è tecnicamente in grado di fare.

  Qualora l'impianto di accumulo sia in grado di fornire risorse di potenza reattiva maggiore di quelle minime indicate in figura, l'Utente è tenuto a comunicare tali caratteristiche al Gestore.

  Quando lo scambio di potenza attiva con la rete al punto di connessione è inferiore (in valore assoluto) alla potenza nominale dell'impianto, lo scambio di potenza reattiva dell'impianto di accumulo con la rete deve essere limitato solo dal raggiungimento dei limiti di potenza reattiva dei singoli inverter in accordo ai requisiti riportati al paragrafo 8.3.1. La curva di capability PQ al Punto di Connessione risultate è riportata in Fig. 7 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 9 per gli impianti con connessione di Tipo 2; il profilo U-Q risultante non deve comunque essere inferiore al profilo riportato in Fig. 6 per gli impianti con connessioni di Tipo 1 e Fig. 8 per gli impianti con connessione di Tipo 2.

  All'interno delle capability di potenza reattiva al punto di connessione risultanti dai requisiti di cui sopra, deve essere garantita la possibilità di spostamento da un punto qualsiasi ad un altro con variazioni continue [10];

- Deve essere prevista la possibilità di avere uno scambio di potenza reattiva nullo con la rete nel punto di connessione per qualsiasi condizione dell'impianto di accumulo e/o dei singoli componenti (in particolare quando gli inverter sono disconnessi).

- Nel caso di Impianti di Accumulo installati nelle sezioni MT di Impianti Ospitanti, valgono gli stessi requisiti di capability al Punto di Connessione relativamente alla sola quota di potenza dell'Impianto di Accumulo: l'Utente deve verificare con calcoli di load-flow nelle varie condizioni di esercizio possibili il rispetto delle prescrizioni considerando l'impatto in termini di contributi di potenza attiva e reattiva di tutte le parti dell'Impianto.

[10] Devono essere escluse variazioni a gradini risultanti da inserzioni/distacchi di elementi statici di compensazione

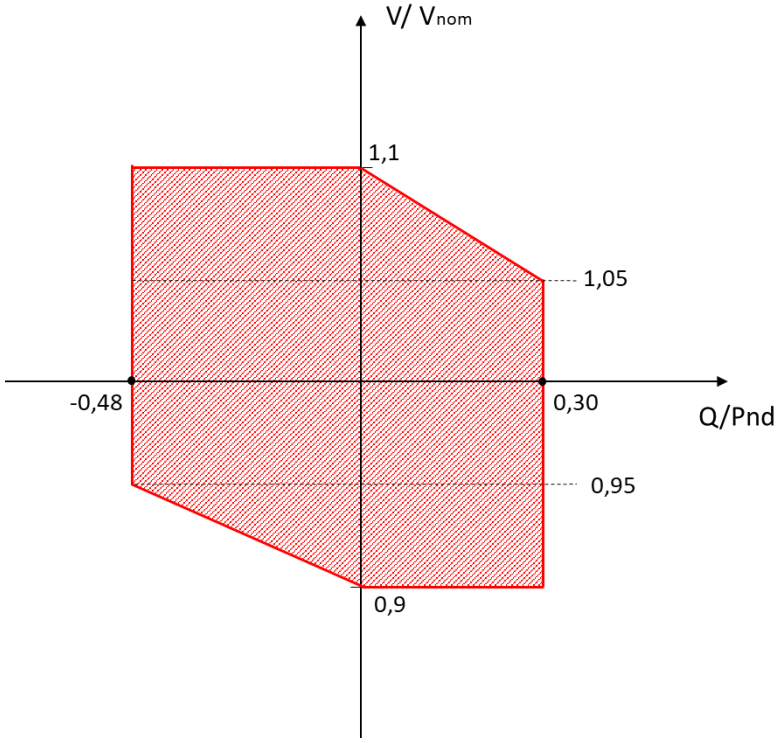


Fig. 6 – Curva capability V/Q dell'impianto di accumulo al Punto di Connessione AT ed alla Potenza nominale disponibile (Pnd) per connessioni di Tipo 1

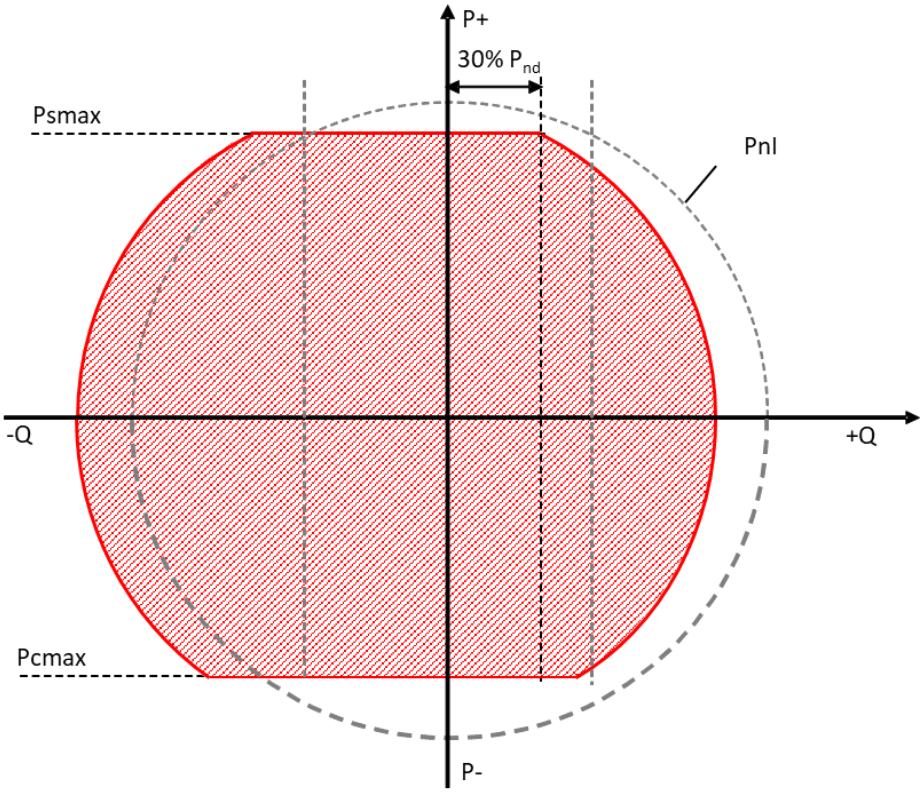


Fig. 7 – Capability di potenza reattiva di un impianto di accumulo nel Punto di Connessione ed alla tensione nominale V_n per connessioni di Tipo 1

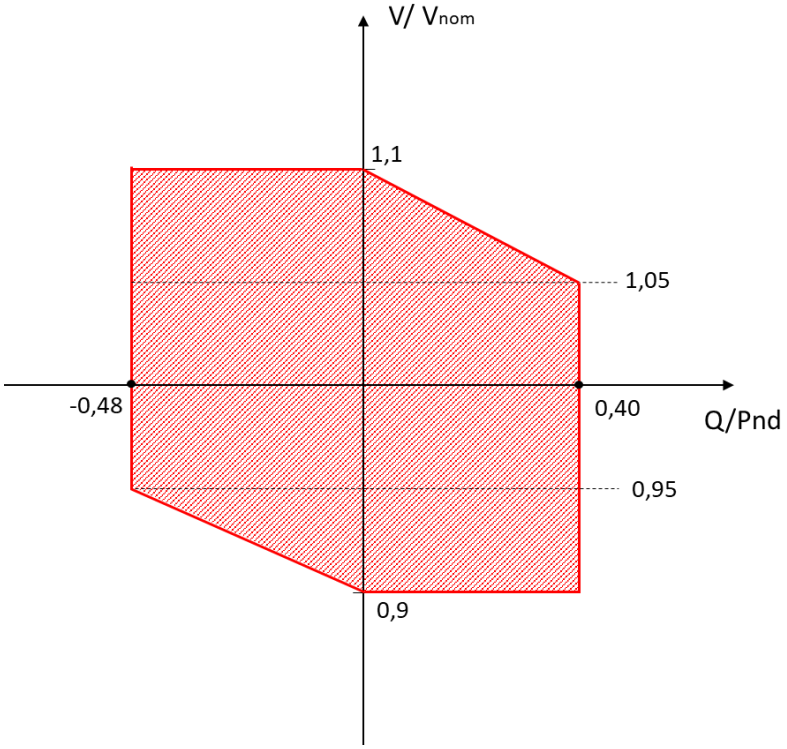


Fig. 8 – Curva capability V/Q dell'impianto di accumulo al Punto di Connessione AT ed alla Potenza nominale disponibile (Pnd) per connessioni di Tipo 2

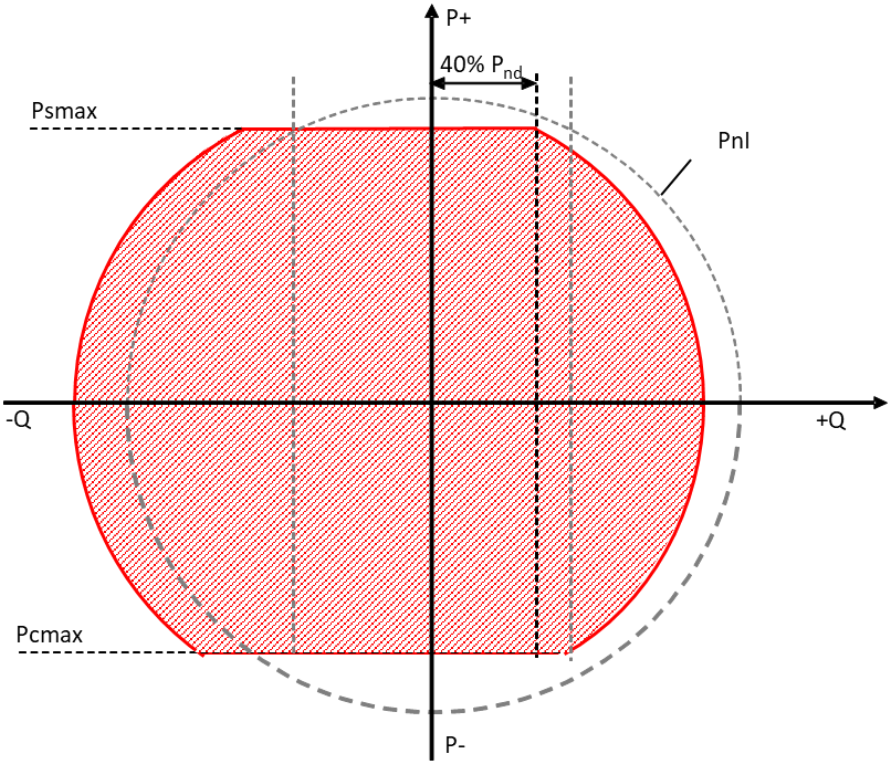


Fig. 9 – Capability di potenza reattiva di un impianto di accumulo nel Punto di Connessione ed alla tensione nominale V_n per connessioni di Tipo 2

8.4. Regolazione della tensione e della potenza reattiva

L'impianto di accumulo in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico regolando la potenza reattiva prodotta o assorbita con le modalità descritte in dettaglio nei paragrafi successivi.

I sistemi di controllo d'impianto o gli apparati dedicati alle funzionalità di regolazione della tensione descritte devono rendere disponibili tutte le funzionalità di regolazione a cui si fa riferimento in questo documento. Le funzionalità di regolazione devono essere selezionabili localmente o tramite segnale remoto inviato dal Gestore di rete. Il passaggio dall'una all'altra modalità di controllo deve sempre avvenire in maniera bumpless o raccordata.

La regolazione della potenza reattiva deve essere effettuata sulla base delle Curve di Capability dell'impianto al punto di connessione, come descritto al paragrafo 8.3.

8.4.1. Caratteristiche tecniche e performance dell'anello di controllo della potenza reattiva

Il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere dotato di una funzione che permetta di regolare la potenza reattiva scambiata con la rete nel punto di connessione ad un determinato valore di riferimento (set-point). Lo schema ed i parametri di questo anello di controllo della potenza reattiva devono essere impostati per ottenere le seguenti prestazioni:

- La precisione della potenza reattiva misurata a partire dai secondari dei TA e TV deve essere migliore di 0.5% del fondo-scala.
- l'errore di controllo (ossia lo scarto tra la potenza reattiva effettivamente scambiata con la rete nel punto di connessione ed il valore di riferimento) in assenza di variazione del segnale di riferimento deve essere inferiore al massimo tra 0,2 MVAr e 5% della massima potenza reattiva erogabile dall'impianto;
- a seguito di una variazione a gradino del segnale di riferimento, la risposta dinamica dell'anello di controllo della potenza reattiva deve essere in accordo con i profili di tolleranza indicati in Fig. 10. Il tempo t_{regime} deve essere un parametro tarabile nel range 3÷200 secondi (valore di default 5s), con un tempo di ritardo massimo pari a 200 ms;
- l'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

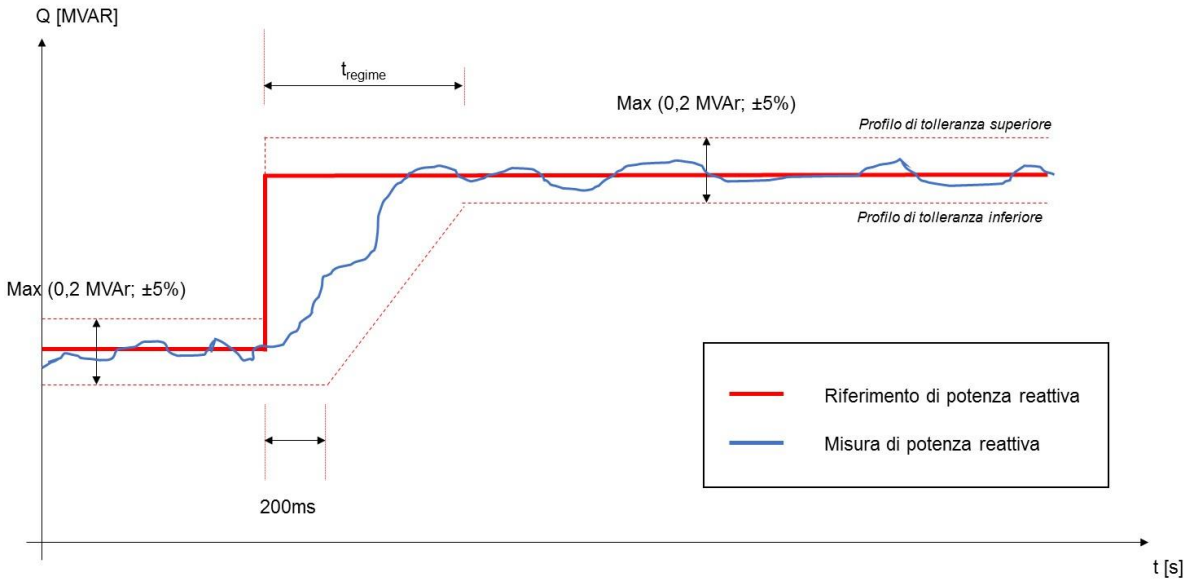


Fig. 10 – Requisiti per la regolazione di potenza reattiva

Il valore del riferimento di potenza reattiva da seguire deve poter essere inserito manualmente dall'operatore (modalità da utilizzare solo in caso di test) oppure, nel normale esercizio dell'impianto, ricevuto o calcolato automaticamente in funzione della modalità di regolazione attivata.

8.4.2. Modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva

L'impianto di accumulo deve essere predisposto per regolare, attraverso gli anelli di controllo rappresentati in APPENDICE A, la tensione o la potenza reattiva scambiata con la rete sulla base di set point esterni indicati da Terna. I set point, per ciascuna modalità di controllo, devono poter essere impostati sia localmente sia tramite ricezione di un valore definito da Terna attraverso adeguati canali di telecomunicazione. L'impianto fornirà in tempo reale attraverso lo stesso canale i limiti massimi di potenza reattiva disponibili, sia in sovraeccitazione che in sotto-eccitazione.

Anche le misure di tensione e potenza reattiva, per ciascuna modalità di controllo, devono poter essere sia rilevate localmente, tramite misura in sito delle grandezze, sia ricevute da Terna.

In tutte le modalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva, i riferimenti dovranno essere inseguiti tramite la regolazione degli inverter fino ai limiti di capability dell'impianto con una precisione non inferiore al 5% della massima potenza reattiva erogabile.

La precisione della misura di tensione utilizzata per la definizione del set-point di potenza reattiva deve essere migliore di 0,2% V_n ed il tempo di campionamento della misura e del calcolo del set-point di potenza reattiva devono essere tarabili indipendentemente nel range 500 ms – 1 min (con valore di default pari 1s salvo diversa comunicazione dal Gestore).

Il sistema di controllo dell'impianto non deve costituire limitazione all'utilizzo dell'intera capability disponibile.

In APPENDICE A è riportato lo schema a blocchi funzionale che descrive le funzionalità di regolazione di tensione e di potenza reattiva che devono essere implementate. I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning.

Di seguito le performance richieste per ogni modalità di funzionamento.

8.4.2.1. Regolazione della tensione ad anello aperto - Modalità Q(ΔV)

La modalità di regolazione Q(ΔV) è una modalità di controllo in cui il valore di riferimento dell'anello di controllo della potenza reattiva di cui al paragrafo 8.4.1 è definito secondo una curva caratteristica lineare Q=f(ΔV) rappresentata in Fig. 11. Tale curva prevede che:

- il riferimento di potenza reattiva sia proporzionale allo scarto tra la tensione AT nel punto di connessione (V_s) ed un set-point V_{rif} comunicato dal Gestore e
- il riferimento di potenza reattiva sia pari al 100% della massima erogazione/assorbimento di potenza reattiva (secondo quanto previsto al paragrafo 8.3) in corrispondenza dei valori ΔV_{max} e ΔV_{min}.

La misura di tensione deve essere:

- per le connessioni di Tipo 1 prelevata dai TV installati nella sezione AT della Centrale;
- per le connessioni di Tipo 2 prelevata nella sezione a tensione primaria della SE Terna di connessione ed inviato tramite canale di telecomunicazione all'impianto di accumulo (in caso di anomalie nel canale di comunicazione, dovrà essere utilizzato il valore prelevato dai TV sulla sezione 36 kV dell'Utente).

Il range minimo di variabilità del set-point V_{rif} deve essere all'interno dell'intervallo:

$$95\%\ V_n \leq V_{rif} \leq 105\%\ V_n$$

dove V_n è la tensione nominale del Punto di Connessione per le connessioni di Tipo 1 o della sezione a tensione primaria della stazione Terna di connessione per le connessioni di Tipo 2.

Il passo di variabilità di V_{rif} richiesto è minore o uguale a 0,1% V_n

Il valore di V_{rif} è comunicato in tempo reale dal Gestore secondo una delle seguenti modalità:

- Tramite comunicazione telefonica all'operatore dell'impianto di accumulo;
- Con mezzi informatici e/o tele-segnali in accordo a quanto previsto negli Allegati [A.6] [A.34] e/o [A.36] laddove applicabili.

Il valore V_s di tensione lato AT-AAT deve poter assumere sia il valore della misura di tensione acquisita localmente dai TV installati nella sezione AT dell'impianto sia un valore trasmesso da Terna (tramite RTU e/o in cablato dalla sottostazione vicina).

La precisione della misura di tensione utilizzata per la definizione del set-point di potenza reattiva deve essere migliore di 0,2% V_n ed il tempo di campionamento della misura e del calcolo del set-point di potenza reattiva devono essere tarabili indipendentemente nel range 500 ms – 1 min (con valore di default pari 1s salvo diversa comunicazione dal Gestore).

I valori di tensione ΔV_{max} e ΔV_{min} devono essere tarabili nel range 0-20% V_n.

Nella curva deve essere possibile l'implementazione di una banda morta intorno alla tensione di riferimento tarabile con passi non superiori a 0,1 % V_n.

Per limitare fenomeni di eccessiva mobilità intorno al punto di equilibrio deve essere possibile attivare una fascia di insensibilità intorno alla caratteristica lineare descritta sopra, anche essa tarabile a passi non superiori a 0,1 % V_n.

Tutti parametri della curva così come le modalità di comunicazione del set-point di tensione V_{rif} saranno riportati nel Regolamento di Esercizio dell'impianto di accumulo.

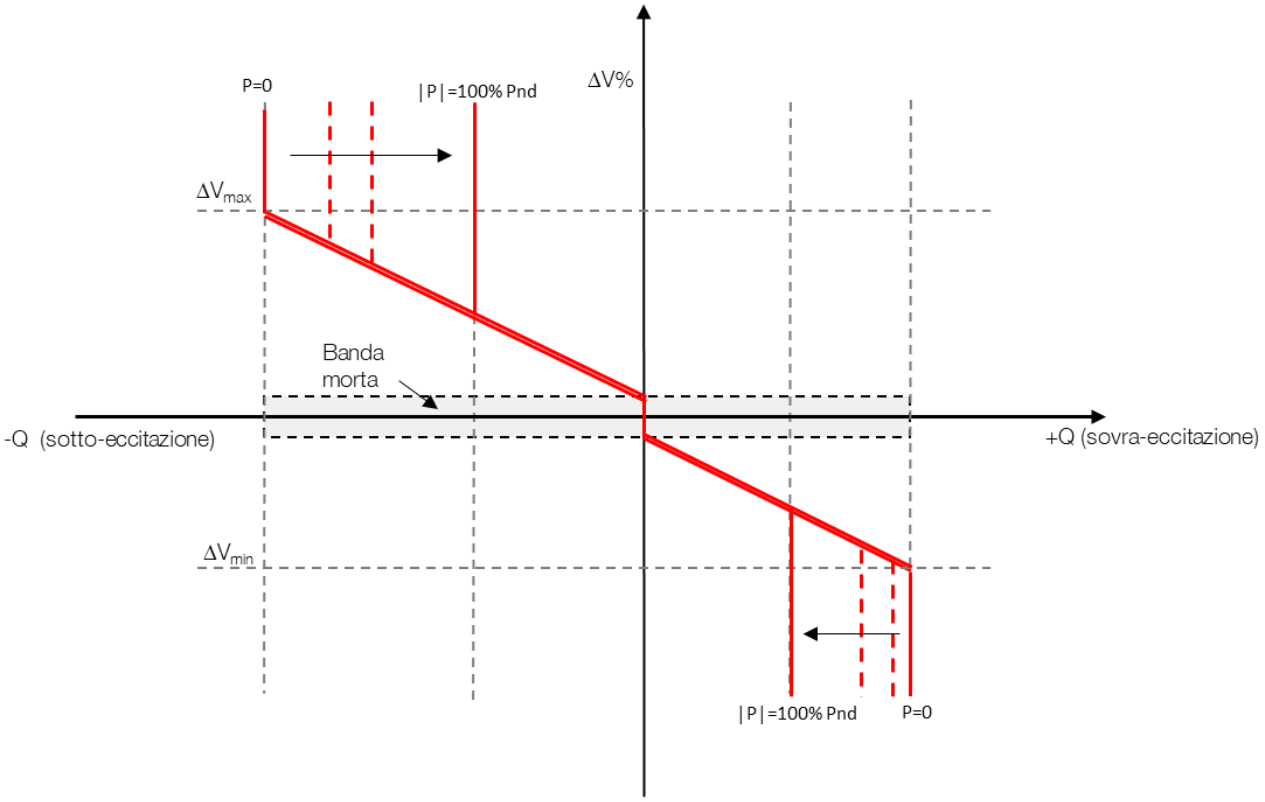


Fig. 11 – Curva caratteristica Q=f(ΔV)- Modalità estesa

A seguito di una variazione di tensione ΔV, si richiede che l'impianto sia in grado di erogare il quantitativo corrispondente ΔQ, secondo le performance e le caratteristiche tecniche dell'anello di controllo della potenza reattiva riportate al paragrafo 8.4.1.

8.4.2.2. Regolazione di potenza reattiva con intervento sul set point di tensione (RegQ)

La modalità di regolazione RegQ consiste nell'inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, definito in valore assoluto (MVAr) o in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell'impianto (livello di Q%), intervenendo sul riferimento di tensione lato AT dell'anello di regolazione interno in tensione.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di compensare l'errore, secondo le performance e le caratteristiche tecniche dell'anello di controllo della potenza reattiva riportate al paragrafo 8.4.1.

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.2.3. Regolazione di potenza reattiva (FixedQ)

La modalità di regolazione FIxedQ consiste nell'inseguimento e mantenimento di un set point di potenza reattiva, definito in valore assoluto (MVAr) o in termini percentuali rispetto alla capability calcolata in tempo reale dell'impianto (livello di Q %), senza intervento sul set point di tensione, con possibilità pertanto di avere una dinamica di controllo più rapida.

A seguito di una variazione del reattivo richiesto ΔQ si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0,5-20s (valore di default 0,5s).

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.2.4. Regolazione di tensione veloce ad anello chiuso (RegV fast)

Nella modalità di regolazione RegV fast, a seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 0,5-20s (valore di default 0,5s).

La misura di tensione deve essere:

- per le connessioni di Tipo 1 prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale;
- per le connessioni di Tipo 2 prelevato nella sezione a tensione primaria della SE Terna ed inviato tramite canale di telecomunicazione all'impianto di accumulo (in caso di anomalie nel canale di comunicazione, dovrà essere utilizzato il valore prelevato dai TV sulla sezione 36 kV dell'Utente).

Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto con un errore di controllo a regime non superiore a 0.2% di Vn.

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.2.5. Regolazione di tensione lenta ad anello chiuso (RegV slow)

Nella modalità di regolazione RegV slow, a seguito di una variazione dell'errore di tensione ΔV si richiede che l'impianto sia in grado di rispondere in un tempo di risposta tarabile nel range 25-500s (valore di default 50s).

La misura di tensione deve essere:

- per le connessioni di Tipo 1 prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale;
- per le connessioni di Tipo 2 prelevato nella sezione a tensione primaria della SE Terna ed inviato tramite canale di telecomunicazione all'impianto di accumulo (in caso di anomalie nel canale di comunicazione, dovrà essere utilizzato il valore prelevato dai TV sulla sezione 36 kV dell'Utente).

Il riferimento di tensione dovrà essere inseguito tramite la regolazione fino ai limiti di capability dell'impianto con un errore di controllo a regime non superiore a 0.2% di Vn.

L'andamento deve essere il più possibile simile alla risposta esponenziale di un sistema del primo ordine.

8.4.3. Regolazione della tensione in impianti di accumulo integrati in Impianti Ospitanti

Nel caso di impianti di accumulo integrati in Impianti di Ospitanti, il supporto dell'impianto complessivo (impianto di accumulo più impianto ospitante) alla regolazione di tensione deve essere coordinato a livello di impianto.

Secondo le taglie e tipologie dell'impianto di accumulo e dell'impianto ospitante, il livello di coordinamento potrà essere sia in termini di aggiustamenti dei parametri delle funzioni di regolazione sopra descritte che di adeguamenti delle funzioni di regolazione dell'impianto di accumulo e/o dell'impianto ospitante in modo tale da ottimizzare la risposta dell'impianto complessivo nel punto di connessione.

Queste azioni di coordinamento dovranno quindi essere preliminarmente analizzate, discusse e concordate con il Gestore e saranno riportate nel Regolamento di Esercizio degli impianti.

8.5. Regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza

Ai fini del controllo della frequenza del SEN, il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere dotato di una funzione che permetta di modulare la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in funzione dell'andamento della frequenza di rete.

La curva richiesta per la regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza è descritta in Fig. 12[11]. Si distinguono tre zone:

- Una regolazione intorno alla frequenza nominale, chiamata regolazione FSM (*Frequency Sensitive Mode*), che agisce all'interno del range di frequenza f_{B1} - f_{B2} ed è descritta al paragrafo 8.5.2;
- Una regolazione in sotto-frequenza per frequenze inferiori ad una data soglia, ancora chiamata regolazione LFSM-U (*Limited Frequency Sensitive Mode in Underfrequency*), che agisce per frequenza inferiore a f_{B1} ed è descritta al paragrafo 8.5.3;
- Una regolazione in sovra-frequenza per frequenze superiori ad una data soglia, ancora chiamata regolazione LFSM-O (*Limited Frequency Sensitive Mode in Overfrequency*), che agisce per frequenza superiore a f_{B2} ed è descritta al paragrafo 8.5.4.

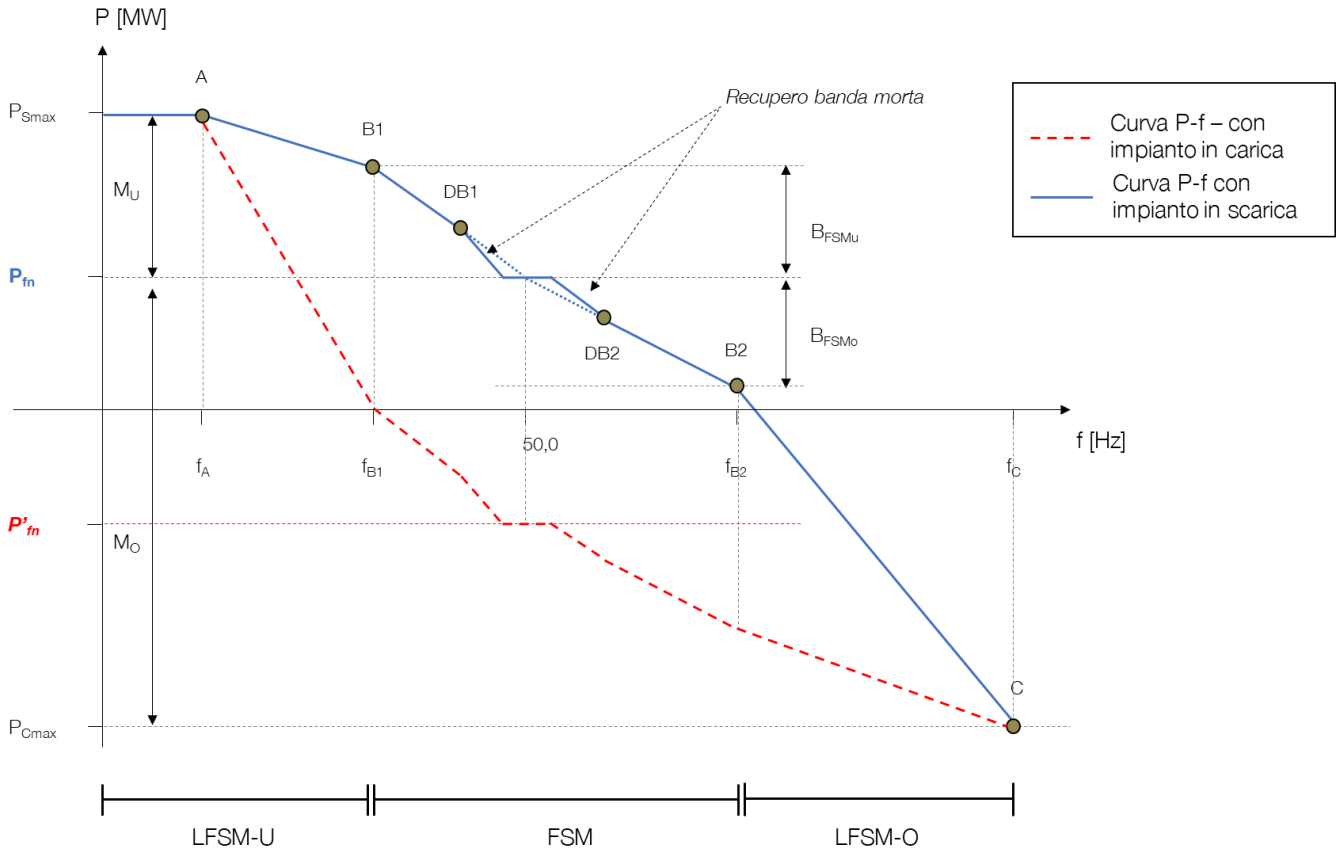


Fig. 12 – Curva P/f per un Sistema di Accumulo

[11] I meccanismi di recupero del contributo di regolazione fuori dalla banda morta hanno carattere esemplificato. Maggiori dettagli sul funzionamento della banda morta sono riportati in Fig. 13.

8.5.1. Misura di frequenza ai fini della regolazione di frequenza

La frequenza utilizzata per le azioni di regolazione deve avere le seguenti caratteristiche minime:

- La risoluzione della misura deve essere inferiore o uguale a 1mHz;
- Il tempo di aggiornamento della misura deve essere inferiore a 100ms;
- Il tempo di campionamento della misura ai fini della regolazione deve anch'esso essere inferiore a 100ms;
- La precisione statica della misura deve essere migliore di 10mHz ed in accordo con lo standard industriale vigente se migliore;
- a fronte di una variazione a gradino della frequenza di rete, la misura deve raggiungere il nuovo valore di frequenza (con la precisione statica di cui al punto precedente) in un tempo inferiore a 200ms;
- L'insensibilità massima del regolatore, esclusa la parte di misura, non deve essere superiore a ±10 mHz

8.5.2. Regolazione FSM

Il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere dotato di una funzione, chiamata regolazione FSM, che agisce quando la frequenza di rete si trova all'interno del range f_{B1} - f_{B2} e che consiste in variare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in maniera proporzionale all'errore di frequenza in rete. Il coefficiente di proporzionalità dovrà essere imposto in modo tale per cui si ottenga uno statismo dell'impianto di accumulo pari a:

- $\sigma_{FSMu} = (50 - f_{B1}) / 50 / B_{FSMu}$ per variazioni di frequenza nel range [f_{B1} … 50 Hz];
- $\sigma_{FSMo} = (f_{B2} - 50) / 50 / B_{FSMo}$ per variazioni di frequenza nel range [50 Hz … f_{B2}];

Le due semi-bande di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo}, rispettivamente in sotto e sovra-frequenza, dovranno essere parametri tarabili distintamente nel range 0%÷100% del valore della potenza nominale dell'impianto di accumulo.

Se richiesto dall'errore di frequenza ed in funzione del punto di lavoro P_{fN}, potrà essere erogata tutta la banda di regolazione B_{FSMu} (rispettivamente B_{FSMo}) dell'impianto oppure solo il margine di regolazione M_U (rispettivamente M_o) nei casi in cui il punto di lavoro dell'impianto di accumulo P_{fN} è tale per cui il margine di regolazione M_u (rispettivamente M_o) risulta inferiore alla banda di regolazione B_{FSMu} (rispettivamente B_{FSMo}).La regolazione FSM deve inoltre permettere l'inserimento di una banda morta Δf_{DB} tarabile nell'intervallo [0;500 mHz] secondo le indicazioni fornite dal Gestore. Per variazioni di frequenza superiori alla banda morta, il contributo non fornito per effetto della banda morta deve essere recuperato con una curva di raccordo e secondo le indicazioni riportate in Fig. 13.

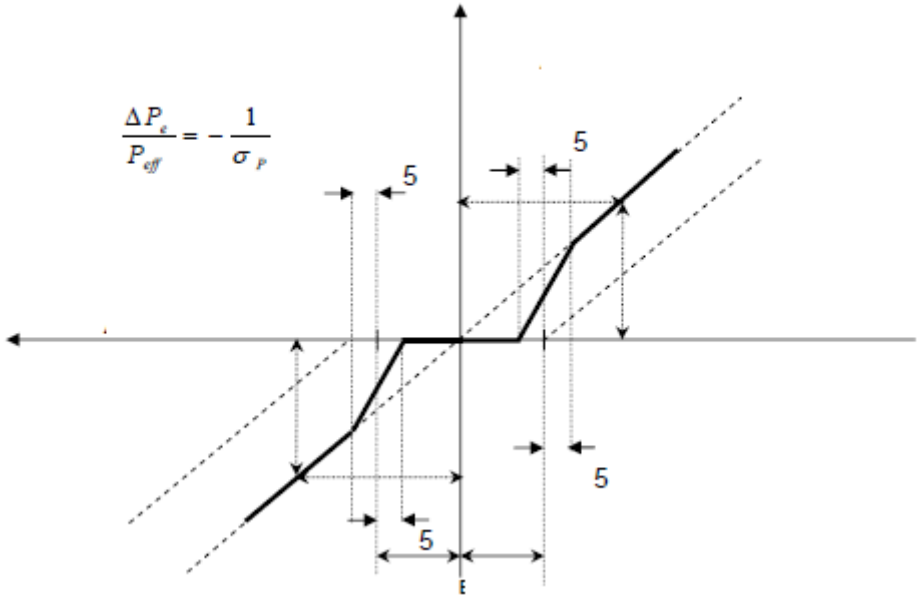


Fig. 13 – Curva di raccordo per il recupero della banda morta della regolazione FSM

L'erogazione del contributo FSM deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al paragrafo 8.1.

L'implementazione della regolazione FSM è obbligatoria per tutti gli impianti di accumulo di cui al paragrafo 2 e la sua attivazione è normata al paragrafo 4.1 dell'Allegato [A15].

8.5.2.1. Gestione della produzione per il margine minimo di potenza per regolazione FSM

Gli Impianti di Accumulo devono essere in grado di mantenere un margine minimo di potenza rispetto alla potenza massima di scarica $P_{smax}(SOC)$ e potenza massima di carica $P_{cmax}(SOC)$ per permettere l'erogazione di un contributo minimo della regolazione FSM.

Gli impianti di accumulo devono essere predisposti per poter ricevere da Terna un segnale che indichi il margine di potenza da mantenere per l'erogazione del servizio di regolazione FSM.

Di default, il margine di potenza da mantenere deve essere pari ad una percentuale della potenza efficiente dell'impianto di accumulo come definita al paragrafo 4.3 dell'Allegato [A.15] a meno di modifiche attuate per il tramite del setpoint di cui sopra. Deve essere implementata una funzione che permetta di rendere sempre disponibile la banda di riserva, anche a temperature ambiente diverse da quelle previste e indipendentemente da qualsiasi altra condizione al contorno che possa avere impatto (paragrafo 5 dell'Allegato [A.15])

8.5.2.2. Gestione del SOC per il margine minimo di energia per la regolazione FSM

Gli Impianti di Accumulo per i quali è richiesta l'attivazione della regolazione FSM durante l'esercizio devono inoltre mantenere opportuni margini di energia rispetto alle condizioni di SOC 0% e 100%[12] che permettano di soddisfare i seguenti requisiti[13]:

[12] Gli estremi 0-100% rappresentano gli intervalli di SOC realmente ammissibili in tempo reale

[13] Questi requisiti sono derivati dalle prescrizioni del Regolamento (UE) 2017/1485 della commissione europea del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita senza limiti di tempo nel corso della sessione di mercato a cui partecipa l'impianto quando il SEN si trova nello stato normale di funzionamento;
- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita per un'energia equivalente minima pari alle semi-bande di regolazione B_{FSMu} e B_{FSMo} per un tempo $t_{min-FSM}$ (valore di default pari a 30'), a partire dal momento in cui il SEN esce dallo stato normale di funzionamento ed entra nello stato di allerta;
- l'attivazione della regolazione FSM secondo la curva di Fig. 12 deve essere garantita fintantoché persista la deviazione di frequenza e lo permetta il SOC disponibile, secondo quanto previsto al paragrafo 8.5.6 *Regolazione Reserve Mode*.

Per soddisfare questi requisiti, gli impianti di accumulo devono in particolare implementare una gestione attiva del SOC che permetta di assicurare, quando il SEN si trova in uno stato normale di funzionamento, che il SOC dell'impianto di accumulo rimanga nell'intervallo:

$$0\% + B_{FSMo} \times P_n \times t_{min-FSM} / CUS \leq SOC\ [\%] \leq 100\% - B_{FSMu} \times P_n \times t_{min-FSM} / CUS$$

Resta inteso che la gestione attiva del SOC non può basarsi sulla sovra attivazione di FSM

Nei casi in cui il SEN esce dallo stato normale di funzionamento, la gestione attiva del SOC deve immediatamente cessare e può riattivarsi non prima di 5 minuti dopo il ritorno del SEN nello stato normale di funzionamento; al rientro del SEN nello stato normale di funzionamento, deve permettere il ritorno del SOC nel range sopra indicato entro 2 ore.

Ai fini dei requisiti sopra, lo stato di normale funzionamento del SEN può essere identificato facendo riferimento al capitolo 10 del [CdR] ed utilizzando il solo criterio in frequenza.

La Fig. 14 illustra il range di SOC che la gestione attiva del SOC deve garantire quando il SEN si trova (o ritorna) nello stato normale di funzionamento.

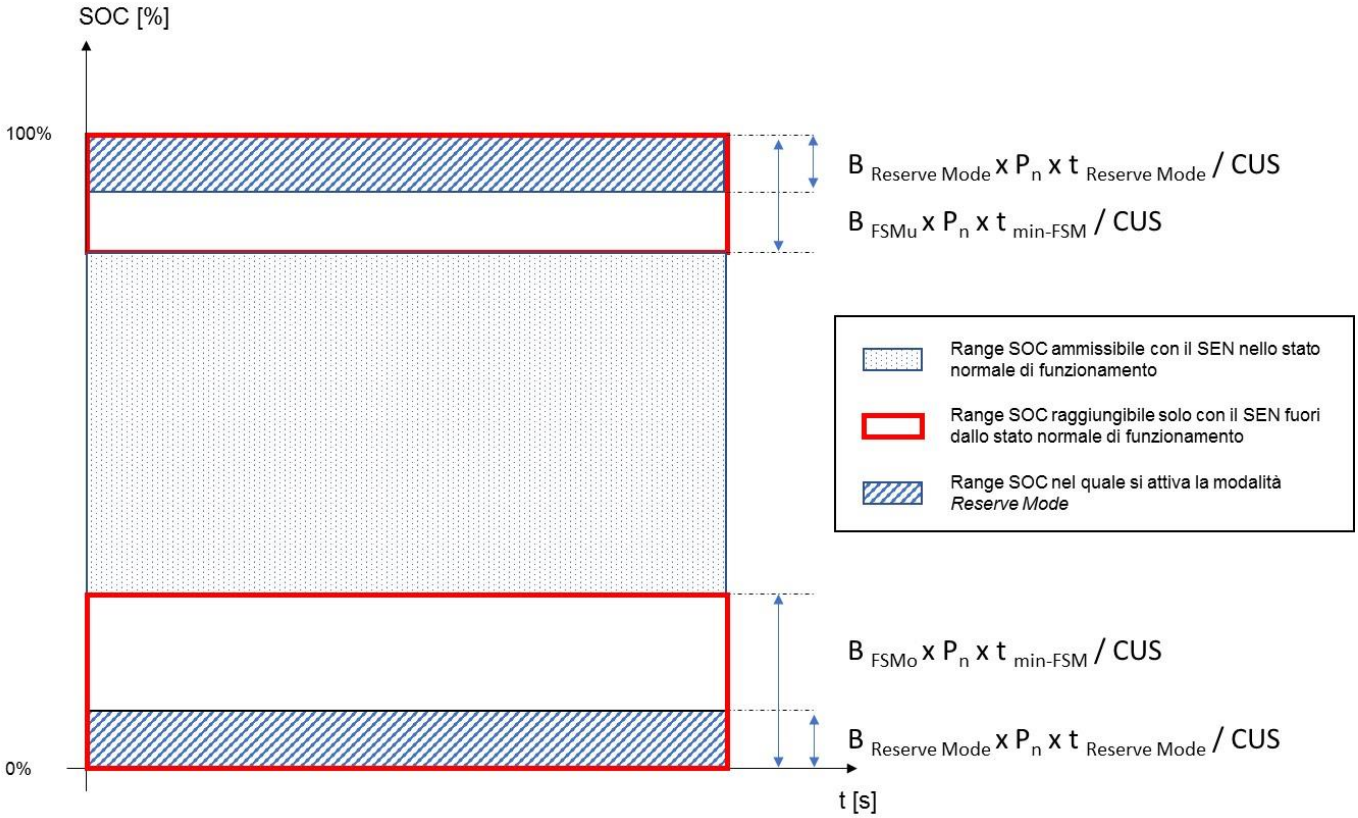


Fig. 14 – Gestione attiva del SOC

8.5.3. Regolazione in sottofrequenza (LFSM-U)

Tutti gli impianti di accumulo devono fornire un supporto al SEN nei casi di eventi di rete che provocano grandi transitori di sotto-frequenza; tale supporto è denominato regolazione LFSM-U (*Limited Frequency Sensitive Mode - Under-Frequency*) e consiste, quando la frequenza supera una determinata soglia di sotto-frequenza (f_{B1}), nel modificare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in coerenza con la curva di Fig. 12. Se richiesto dall'errore di frequenza, potrà essere erogato tutto il margine in incremento ancora disponibile $M_U = P_{smax} - P_{fn}$

L'erogazione del contributo della regolazione LFSM-U deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al paragrafo 8.1.

Qualora l'errore di frequenza lo richieda, il contributo della regolazione LFSM-U deve essere fornito senza limitazione di tempo o energia e fino al completo esaurimento della capacità energetica dell'impianto di accumulo.

8.5.4. Regolazione in sovra-frequenza (LFSM-O)

Tutti gli impianti di accumulo devono fornire un supporto al SEN nei casi di eventi di rete che provocano grandi transitori di sovra-frequenza; tale supporto è denominato regolazione LFSM-O (*Limited Frequency Sensitive Mode - Over-Frequency*) e consiste, quando la frequenza supera una determinata soglia di sovra-frequenza (f_{B2}), nel modificare automaticamente la potenza attiva scambiata con la rete nel punto di connessione in coerenza con la curva di Fig. 12. Se richiesto dall'errore di frequenza, potrà essere erogato tutto il margine in diminuzione ancora disponibile $M_O = P_{fn} - P_{cmax}$.

L'erogazione del contributo della regolazione LFSM-O deve essere in accordo ai requisiti del controllo di potenza riportati al paragrafo 8.1.

Quando richiesto, il contributo della regolazione LFSM-O deve essere fornito senza limitazione di tempo o energia e fino al completo riempimento della capacità energetica dell'impianto di accumulo.

8.5.5. Campi di regolazione

Si riportano in tabella seguente i parametri della curva di regolazione P(f) di Fig. 12 con il range di taratura ed i valori di default.

Elemento	Range di taratura		Passo di taratura	Valore di default
A	f_A [Hz]	47,5 ÷ 50,0	0,001	49,5
B1	f_{B1} [Hz]	49,5 ÷ 50,0	0,001	49,8
B2	f_{B2} [Hz]	50,0 ÷ 50,5	0,001	50,2
DB1 - DB2[14]	Δf_{DB1} - Δf_{DB2} [Hz]	0 ÷ ±0,5	0,001	0,01
C	f_C [Hz]	50,2 ÷ 51,5	0,001	51,5
B_{FSM-O}	[% Pn]	0 ÷ 100	0,1	10,0
B_{FSM-U}	[% Pn]	0 ÷ 100	0,1	10,0

Tabella 6 – Parametri di taratura FSM/LFSM

8.5.6. Regolazione Reserve Mode

Il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere dotato di una funzione di regolazione, denominata *Reserve Mode*, che permetta di avere un comportamento predeterminato del/i sistema/i di accumulo all'approssimarsi dello stato di massima o minima carica, escludendo fenomeni di cessazione istantanea della potenza attiva scambiata.

La regolazione *Reserve Mode* si sostituisce alla regolazione FSM quando l'impianto di accumulo si trova a funzionare in condizioni prossime al raggiungimento di un SOC pari a 0 oppure 100%, e permette di mantenere, seppure in maniera degradata, un contributo dell'impianto di accumulo alla regolazione della frequenza di rete.

La regolazione *Reserve Mode* deve attivarsi automaticamente nelle seguenti condizioni (v. Fig. 14):

$$SOC\ [\%] \leq B_{\text{Reserve Mode}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode}} / CUS$$

$$100\% - B_{\text{Reserve Mode}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode}} / CUS \leq SOC\ [\%]$$

La grandezza $B_{\text{Reserve Mode}}$ deve essere un parametro tarabile nel range [0..100%] (riferito alla potenza nominale dell'impianto di accumulo).

La grandezza $t_{\text{Reserve Mode}}$ deve essere un parametro tarabile nell'intervallo [0, 300''] con passo di campionamento pari a 0,5s.

Non deve essere possibile impostare parametri $B_{\text{Reserve Mode}}$ e $t_{\text{Reserve Mode}}$ tali per cui

$$B_{\text{Reserve Mode}} \times t_{\text{Reserve Mode}} > \text{Min}\ (B_{FSMu}\ ;\ B_{FSMo}) \times t_{min\text{-}FSM}$$

[14] Banda morta comprensiva di insensibilità intrinseca del sistema di regolazione

I valori di taratura dei parametri, le modalità di attivazione/disattivazione della regolazione *Reserve Mode*, gli schemi di implementazione della regolazione così come le interazioni con le altre funzioni di regolazioni della frequenza sopra esposte (FSM, LFSM-O, LFSM-U, ILF, …) devono essere concordati con il Gestore in conformità alle [SOGL][15] ed alla delibera [54/2021] e devono essere riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

8.5.7. Regolazione locale integrale di frequenza (ILF)

Il sistema di controllo di un impianto di accumulo deve essere dotato di una funzione ILF (Integrale Locale di Frequenza) che concorre al ripristino della frequenza a valori prossimi alla nominale, adeguando la potenza prodotta dall'impianto di accumulo fino, se necessario, al valore di Potenza di scarica massima P_{Smax} o Potenza di carica massima P_{Cmax}. L'intervento del ILF svolge una funzione equivalente a quella della regolazione secondaria centralizzata, che deve essere inibita durante la sua attivazione.

Le caratteristiche di esercizio della funzione ILF sono riportate al paragrafo 6.3 nell'Allegato [A.15] del [CdR].

La funzione ILF è realizzata mediante un opportuno sistema di regolazione automatico che agisce sul riferimento di potenza dall'impianto di accumulo, in accordo al seguente schema di funzionamento sulla base della misura locale della frequenza di rete:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di una soglia di default pari a +/-0,3 Hz;
- inibizione per un errore di frequenza minore di una soglia di default pari a +/-0,1 Hz, con successiva riattivazione laddove l'errore di frequenza oltrepassi nuovamente il limite di inibizione;
- disattivazione con modalità manuale e/o automatica, secondo quanto precisato nel seguito.

L'attivazione della funzione ILF deve eseguire un by-pass della regolazione secondaria di frequenza-potenza rendendo, di fatto, la potenza generata dall'impianto dipendente esclusivamente dalla regolazione primaria di frequenza, dall'azione ILF e dall'eventuale funzionalità di Inerzia, i cui contributi si sommano alla potenza di programma. La funzione ILF si somma alla Regolazione Primaria di Frequenza, la quale contemporaneamente deve continuare a svolgere la propria funzione.

A valle dell'attivazione, la funzione ILF può utilizzare la medesima banda di potenza attiva riservata per la regolazione primaria di frequenza.

A valle dell'attivazione, l'ILF deve agire sul riferimento di potenza dall'impianto incrementandone il valore fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza di scarica massima P_{Smax}, se la frequenza è inferiore o uguale alla soglia di inibizione di default 49,9 Hz; viceversa, se la frequenza è superiore o uguale alla soglia di inibizione di default 50,1 Hz, l'ILF dovrà diminuire il riferimento di potenza della centrale fino al raggiungimento, se necessario, della Potenza di carica massima P_{Cmax}. Con errore di frequenza inferiore alla soglia di inibizione (default +/-0,1 Hz) si richiede che il riferimento di potenza dall'impianto rimanga invariato, facendo in modo di non resettare il contributo integrale associato ad ILF. In aggiunta si precisa che la funzionalità deve essere dotata di opportuno schema anti wind-up e deve rimanere attiva fino al verificarsi della condizione di disattivazione, indipendentemente dal valore assunto della frequenza di rete.

Quando attivato, il contributo della regolazione ILF deve essere fornito senza limitazione di tempo e fino al completo esaurimento/riempimento della capacità energetica dell'impianto di accumulo.

La disattivazione della funzione ILF deve avvenire secondo una o entrambe le seguenti modalità:

[15] In particolare, si deve fare riferimento al documento ENTSOe "Additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation - 21 January 2021"

- tramite azione manuale da parte dell'operatore dall'impianto, su indicazione del Centro di Controllo del Gestore;
- tramite logica automatica, dopo 5 minuti continuativi in cui l'errore di frequenza è rimasto in valore assoluto inferiore o uguale a 30 mHz.

A valle della disattivazione di ILF, il riferimento di potenza ottenuto a seguito dell'azione ILF deve rimanere invariato fino a successiva indicazione da parte del Centro di Controllo del Gestore, in modo da garantire una disinserzione senza transitori di potenza indesiderati. Qualora all'istante di disattivazione di ILF il riferimento di potenza è tale da non garantire il margine minimo di regolazione primaria di frequenza, il ristabilimento di tale margine deve avvenire in modo bumpless[16] a valle di indicazioni da parte del Centro di Controllo del Gestore.

La variazione del riferimento di potenza causata dell'azione della funzione ILF può essere a rampa costante o variabile, rispettivamente indipendente o dipendente dal valore dell'errore di frequenza[17]. Il gradiente che l'azione ILF induce sulla potenza generata dell'impianto deve essere tarabile e compatibile con le caratteristiche elettriche o meccaniche dell'impianto. I valori del gradiente dell'azione ILF sulla potenza generata dall'impianto, indipendentemente dall'implementazione a rampa costante o variabile, saranno tipicamente compresi tra 20%/min e 30%/min della potenza nominale dell'impianto di accumulo, con un errore di frequenza di 0,15 Hz, e valore di default pari a 30%/min.

I gradienti della funzione ILF sono tarati per garantire stabilità a livello di sistema elettrico, motivo per cui non corrispondono alle massime prestazioni degli impianti, in termini di velocità di variazione, ma a valori che garantiscano il disaccoppiamento dinamico tra regolazione primaria (prioritaria) e ILF. Il Gestore si riserva la facoltà di concordare con il Produttore valori diversi di gradiente ILF, eventualmente anche al di fuori dei range sopraindicati, in funzione delle prestazioni dall'impianto.

Durante transitori rapidi di tensione o buchi di tensione, qualora il funzionamento di regolazione primaria di frequenza, Inerzia e/o ILF non sia tecnicamente possibile, queste possono essere temporaneamente bloccate[18]. Al termine del transitorio rapido di tensione si richiede che tali regolazioni riprendano il loro normale funzionamento, evitando che all'atto della riabilitazione si verifichino brusche variazioni indesiderate del riferimento di potenza sul quale agiscono le regolazioni.

8.5.8. Gestione dello stato di carica ai fini della regolazione di frequenza

Gli impianti di accumulo devono implementare una gestione attiva del SOC che permetta di assicurare, quando il SEN che si trova in uno stato normale di funzionamento, che il SOC dell'impianto di accumulo rimanga nell'intervallo:

$$0\% + B_{FSMo} \times P_n \times t_{min\text{-}FSM} / CUS \leq SOC\ [\%] \leq 100\% - B_{FSMu} \times P_n \times t_{min\text{-}FSM} / CUS$$

Nei casi in cui il SEN esce dallo stato normale di funzionamento, la gestione attiva del SOC deve cessare.

Nei casi in cui l'impianto di accumulo si trova a funzionare fuori dal range sopra indicato a causa delle condizioni del SEN, la gestione attiva del SOC deve riattivarsi dopo 5 minuti dal ritorno del SEN nello stato normale di funzionamento e deve permettere il rientro del SOC nel range sopra indicato, entro due ore dal rientro del SEN stato normale di funzionamento.

---

[16] In ogni caso il ripristino del margine minimo della regolazione primaria deve avvenire con una variazione del riferimento di potenza avente gradiente non superiore al 20%/min della potenza nominale dell'impianto di accumulo.

[17] In tal caso con gradiente maggiore in caso di errore di frequenza più elevato.

[18] Il blocco momentaneo di tali regolazioni può permanere per tutta la durata o anche solamente per una quota parte del transitorio rapido di tensione (es. blocco circoscritto al solo buco di tensione iniziale).

Nella Fig. 14 è rappresentato il range di SOC ammissibile in funzione delle condizioni di esercizio in cui si trova il SEN.

8.6. Regolazione da remoto

Gli impianti di accumulo devono essere predisposti per ricevere e saper gestire con logiche separate diversi setpoint inviati dal Gestore da remoto.

8.7. Sistemi di teledistacco e modulazione rapida dell'immisione di potenza

Tutti gli impianti di accumulo si devono dotare di UPDM atte ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sugli impianti che permettono il controllo in emergenza del SEN.

Le funzionalità e le caratteristiche dell'apparato UPDM sono descritte nell'allegato [A.52] del [CdR].

L'apparato UPDM deve essere integrato nel sistema di difesa del Gestore in accordo ai criteri di connessione riportati nell'allegato [A.69] del [CdR].

Nei casi di impianti di accumulo integrati in impianti di produzione già equipaggiati con UPDM, quest'ultimo deve essere rivisto nelle sue funzionalità per integrare la gestione dell'impianto di accumulo.

I comandi provenienti dal Sistema di Difesa verso l'UPDM sono diretti:

a) agli interruttori lato AT, o sugli interruttori MT per gestirne la parzializzazione delle aperture, eseguendo l'apertura istantanea (da attuarsi nei tempi indicati nell'Allegato [A.69] del [CdR]);
b) al sistema di controllo dell'impianto di accumulo onde permettere l'azzeramento della potenza attiva o l'impostazione della potenza attiva massima in assorbimento o in immissione.

Più nello specifico per il punto (b) sono previste tre diverse azioni:

- comando di massima produzione: l'impianto si deve portare nella condizione di massima scarica (P_{smax});
- comando di massimo assorbimento: l'impianto si deve portare nella condizione di massimo carica (P_{cmax});
- comando di azzeramento della potenza: l'impianto si deve portare nella condizione di potenza di scambio pari a 0. Nel caso di impianti di accumulo dove il prelievo per i servizi ausiliari non è effettuato sullo stesso montante, il comando di azzeramento della potenza deve anche provvedere alla limitazione del consumo degli ausiliari al 10% della potenza nominale dell'impianto.

I comandi di massima produzione, massimo assorbimento e azzeramento della potenza devono essere completati in un tempo massimo pari a 200ms[19], a partire dalla ricezione del comando.

A seguito di una qualsiasi delle richieste provenienti dal Sistema di Difesa l'impianto di accumulo è tenuto a effettuare tutte le manovre necessarie alla sicurezza dell'impianto e a predisporsi per la ripresa del normale funzionamento da effettuare solo a seguito di uno specifico comando di ripristino da parte del Sistema di Difesa.

L'impianto deve sempre essere asservito al Sistema di Difesa e le richieste provenienti dal Sistema di Difesa hanno sempre la priorità assoluta quando sono in potenziale conflitto con altre richieste di potenza attiva. Resta inteso che le regolazioni di potenza reattiva devono continuare a essere operative.

L'asservimento al Sistema di Difesa dispone degli stati:

- attivo/non attivo (deciso volontariamente dall'utente, previo preavviso del Gestore);
- disponibile/indisponibile. Il sistema si dichiarerà indisponibile nei casi in cui i comandi non siano realizzabili per limitazioni contingenti d'impianto (e.g. guasti); tra queste limitazioni è da considerarsi anche l'utilizzo in locale (e.g. per manutenzione).

[19] Si definisce tempo di attuazione il tempo che intercorre tra la chiusura dei contatti del relè di comando dell'apparato UPDM e l'istante di ricezione del raggiungimento della potenza richiesta.

8.8. Ri-alimentazione del sistema (black-start)

L'impianto di accumulo deve essere progettato per prestare il servizio di ri-alimentazione del SEN di cui al Capitolo 4[20] del [CdR] e in particolare per quanto riguarda la capacità di avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna (il cosiddetto Black Start). Significa in particolare che l'impianto di accumulo deve soddisfare i seguenti requisiti:

- deve essere in grado di connettersi a una rete a tensione nulla;
- deve essere capace di energizzare il proprio trasformatore MT/AT (v. Fig. 2),
- deve essere in grado di energizzare una porzione di rete fino ad una centrale di produzione remota come previsto nei Piani di Riaccensione del SEN e di ri-alimentare i relativi servizi ausiliari di centrale comprensivi dei carichi motorici;
- deve fornire il servizio di regolazione locale di tensione durante le manovre di ri-alimentazione del sistema;
- deve riuscire ad imporre forme d'onda di tensione e di corrente compatibili con i requisiti di alimentazione dei carichi.

Per quanto riguarda le caratteristiche generali relative alle procedure di ri-alimentazione del sistema si applica quanto previsto negli Allegati [A.10] e [A.19] del [CdR].

8.9. Inerzia sintetica

Il sistema di controllo degli impianti di accumulo con una potenza nominale superiore a 1MW deve essere dotato di una funzione, chiamata "inerzia sintetica", di emulazione dell'inerzia dei gruppi rotanti sincroni che modifica lo scambio di potenza attiva dell'impianto di accumulo con la rete in funzione della misura di frequenza e/o della derivata di frequenza (anche in forma combinata con operatori logici).

Gli schemi e le modalità implementative della funzione così come le caratteristiche della catena di misura della frequenza e della sua derivata devono essere preliminarmente discussi e concordati con il Gestore e riportate nel Regolamento di Esercizio dell'impianto.

8.10. Supporto alla tensione durante i guasti in rete

Sostenere la tensione durante un cortocircuito significa contrastare la variazione di tensione a fronte di cortocircuiti nelle reti AAT ed AT le cui ripercussioni nelle aree al contorno del punto di guasto sono tanto maggiori quanto minore è la potenza di cortocircuito in gioco. Ciò significa che l'impianto di accumulo non solo dovrà rimanere connesso alla rete in caso di riduzione della tensione su cortocircuito secondo la caratteristica UVRT o di transitorie sovratensioni a guasto rimosso secondo la caratteristica OVRT, ma dovrà anche durante il guasto, sostenere la tensione erogando corrente reattiva.

Il servizio è richiesto in relazione ai guasti che, per posizione o per tipo, sono in grado di provocare una sensibile variazione della tensione nella rete AT, ovvero per i guasti simmetrici (cortocircuiti di tipo trifase) come pure quelli dissimmetrici (cortocircuiti monofase, bifase netti e bifase con terra).

Per ulteriori dettagli si rimanda all'APPENDICE B.

8.11. Regolazione dello stato di carica

Il sistema di controllo degli impianti di accumulo deve essere dotato di una funzione di regolazione che permetta di raggiungere un valore obiettivo dello stato di carica dell'impianto come richiesto dal Gestore.

La suddetta funzionalità deve essere predisposta per cui l'impianto di accumulo possa ricevere da Terna e attuare una delle seguenti due coppie di grandezze, mutuamente esclusive:

[20] Paragrafo "4.4.10 Partecipazione alla ri-alimentazione del sistema elettrico"

a) il set-point di SOC obiettivo nel range [0%, 100%] e il valore di potenza attiva da erogare nel range [-100%, 100%] di Pn al fine da raggiungere il suddetto valore di SOC;

b) il set-point di SOC obiettivo nel range [0%, 100%] e il tempo massimo, nel range [5, 480] minuti entro cui raggiungere il suddetto valore di SOC.

L'ordine di SOC obiettivo da parte del Gestore verrà inviato per via telematica tramite procedure che garantiscano la tracciabilità della richiesta. La funzionalità locale deve prevedere un controllo di validazione sui comandi ricevuti dal Gestore.

L'attuazione della richiesta del Gestore, a carico dell'Utente e sotto la sua responsabilità, dovrà avvenire senza ritardi dalla ricezione della comunicazione, in ogni condizione di esercizio dell'impianto di accumulo e da qualsiasi punto di funzionamento.

Nelle fasi iniziali (ricezione dei comandi e avvio) e finali (approssimarsi del valore di SOC obiettivo) la modulazione di potenza attiva deve avviarsi e cessare secondo i limiti di gradiente imposti al paragrafo 8.1.1, garantendo un profilo continuo e lineare. In assenza di ulteriori comunicazioni del Gestore, si applica un valore finale di set-point, a SOC obiettivo raggiunto, configurabile nel campo [-100%, 100%] di Pn e tarato su indicazione di Terna.

9. PRIORITÀ AZIONI DI CONTROLLO E AZIONI DI PROTEZIONE

Il Titolare dell'impianto di accumulo deve organizzare i sistemi e dispositivi di protezione e di controllo dell'impianto in base al seguente ordine di priorità (decrescente):

(*intervento sistemi di protezione*)
1) Protezione dell'impianto di accumulo;
2) Protezione della rete (v. paragrafo 7);
(*intervento sistemi di difesa*)
3) Tele-distacco e modulazione rapido dell'immissione di potenza (v. paragrafo 8.5.8);
(*regolazioni in potenza attiva e reattiva*)
4) Inerzia sintetica, ove applicabile (v. paragrafo 8.9);
5) Reserve mode (v. paragrafo 8.5.6)
6) Regolazione LFSM (v. paragrafi 8.5.3 e 8.5.4);
7) Regolazione ILF (v. paragrafo 8.5.7);
8) Regolazione FSM (v. paragrafo 8.5.2);
9) Telecontrollo della produzione da parte del Gestore (v. paragrafo 8.1.2);
10) Regolazione dello stato di carica (v. paragrafo 8.11**)**;
11) Attuazione dei piani di produzione;
12) Regolazione della potenza reattiva.

La regolazione di potenza reattiva occupa la priorità più bassa e, quindi, gli inverter del sistema di accumulo devono essere eserciti in "P mode".[21]

[21] Es. nel caso in cui un impianto di accumulo si trovasse in condizioni di P = 0 MW e Q = Qmax in accordo alla Fig. 6 o Fig. 8 del paragrafo 8.3.2 e fosse istantaneamente richiesta un'attivazione di P = Pn, sarà dato accesso prioritario alla P ed erogata la Q residua ammessa dalla capability del Sistema di Accumulo

10. MONITORAGGIO E SCAMBIO DI INFORMAZIONI

Di seguito sono elencate le varie tipologie di informazioni che l'impianto di accumulo ciascun Produttore deve scambiare con il Gestore. Per eventuali esigenze legate alla sicurezza del SEN, il Gestore si riserva la facoltà di richiedere ulteriori informazioni.

10.1. Telecontrollo in tempo reale

Un impianto di accumulo deve essere dotato di una RTU per la trasmissione delle telemisure e telesegnali e la ricezione di comandi e setpoint necessari per l'esercizio in tempo reale della rete, in particolare nell'ambito dei seguenti processi:

- telecontrollo;
- teleconduzione;
- teleregolazione.

Le specifiche di dettaglio della RTU, dei telesegnali e delle telemisure da scambiare, delle prestazioni minime richieste e delle modalità di interfacciamento con i sistemi del Gestore sono descritti negli Allegati [A.6] e [A.13] del [CdR].

In aggiunta a quanto sopra, gli impianti di accumulo devono anche fornire al Gestore tramite RTU le telemisure e telesegnali ai fini della stabilità e sicurezza del SEN, oltre a poter ricevere ed eseguire i setpoint e comandi elencati in APPENDICE C.

Resta inteso che si aggiunge a quanto sopra uno scambio dedicato in caso di partecipazione a progetti pilota e/o a specifici servizi di rete forniti.

10.2. Monitoraggio continuo

Gli impianti di accumulo di taglia superiore o uguale a 10 MVA devono installare una PMU (Phasor Measurement Unit) che prelevi le informazioni dalle sbarre AT della stazione di consegna, le cui caratteristiche di dettaglio devono essere concordate con il Gestore. La PMU dovrà essere integrata nei sistemi di controllo del Gestore e interfacciata tramite protocollo IEEE C37.118 Ed.2011. Su richiesta del Gestore può essere richiesto che il sistema di monitoraggio continuo predisponga in locale l'archiviazione delle informazioni di PMU e di altre grandezze specifiche.

10.3. Monitoraggio dei guasti

Ai fini delle analisi, a cura del Gestore, delle perturbazioni di rete, i sistemi di monitoraggio che devono essere installati dal Titolare di un impianto di accumulo sono definiti nell'Allegato [A.7] del [CdR]. Il Gestore si riserva di richiedere sistemi dedicati di monitoraggio anche ad impianti di taglia inferiore a quella riportata nell'Allegato [A.7] del [CdR], qualora rivestano particolare importanza ovvero in base al loro Punto di Connessione.

Il sistema di protezione dell'impianto di accumulo deve comprendere una funzione di oscilloperturbografia interna alle protezioni che permetta di registrare perturbazioni di durata pari al massimo tempo di intervento dei relè e di restituire le registrazioni effettuate in formato COMTRADE[22].

Tale prescrizione è obbligatoria:

- per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale per le Connessioni di Tipo 1;

[22] La prescrizione relativa agli oscilloperturbografi interni alle protezioni è obbligatoria per le protezioni installate nella sezione AT e sul lato MT dei trasformatori elevatori MT/AT di Centrale, mentre per quelle della sezione MT è solo raccomandata.

- per le protezioni installate nella sezione 36 kV dell'Impianto Utente per le Connessioni di Tipo 2.

Preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto dovranno essere svolte prove di invio di file di oscillo-perturbografia con modalità definite dal Gestore.

A seguito di un guasto o di un disservizio, il Titolare dell'impianto di accumulo deve comunicare tempestivamente al Gestore:

- la disponibilità dell'impianto escluso durante il disservizio, le cause che ne hanno determinato l'esclusione e quelle che ne impediscono il rientro;
- i tempi necessari al rientro.

Inoltre, in ottemperanza agli obblighi riportati nell'Allegato [A.7] del [CdR] per la ricostruzione dei disservizi, il Titolare dell'impianto di accumulo è tenuto a rendere disponibili al Gestore entro 10 minuti dall'evento:

- le registrazioni rilevate da oscillo-perturbografi (relative ai valori istantanei di corrente e di tensione, ai segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di protezione, ecc…) (Allegato [A.7] del [CdR] paragrafo 5);
- le registrazioni cronologiche di eventi complete (RCE) (Allegato [A.7] del [CdR] paragrafo 6).

Le modalità di scambio delle informazioni saranno concordate con il Gestore e dovranno essere automatizzate.

11. DATI E MODELLI

Prima dell'entrata in esercizio di un impianto di accumulo, Il Titolare è tenuto a comunicare le informazioni tecniche dell'impianto indicate nell'Allegato [A.65] al [CdR] secondo le tempistiche riportate nell'allegato stesso e nel capitolo 1A del [CdR].

Il Titolare dell'impianto di accumulo deve inoltre fornire al Gestore un modello di simulazione dell'impianto con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:

- Regime stazionario;
- Regime elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced);
- Regime elettromagnetico (EMT);
- Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze.

Per ciascuna tipologia di simulazione sopra, se necessario dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello dettagliato composto da
  - i singoli modelli dei sistemi di accumulo (accumulo elettrochimico, inverter, trasformatori BT/MT e sistemi di controllo),
  - la rete interna MT,
  - il/i trasformatore/i MT/AT
  - il sistema di controllo dell'impianto di accumulo;
- per le connessioni di Tipo 1, un modello aggregato equivalente composto da:
  - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P_n dell'impianto di accumulo;
  - un ramo MT equivalente a tutta la rete interna in MT dell'impianto di accumulo;
  - un trasformatore elevatore MT/AT (equivalente se presenti più trasformatori);
  - il sistema di controllo dell'impianto di accumulo.
- per le connessioni di Tipo 2, un modello aggregato equivalente composto da:
  - un solo inverter connesso a 36 kV, di taglia pari alla P_n della Centrale;
  - un ramo 36 kV equivalente a tutta la rete interna della Centrale;
  - il sistema di controllo dell'impianto di accumulo.

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del sistema di controllo dell'impianto;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione;
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente.

I modelli potranno essere forniti preferibilmente sia in formato compatibile con software commerciale di larga diffusione[23] che in *free format* ovvero: fogli excel, diagrammi a blocchi con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

Con riferimento alla procedura di entrata in esercizio come da Cap. 1A del Codice di Rete, i dati tecnici e i modelli, nonché le simulazioni effettuate utilizzando i modelli stessi, devono essere forniti al Gestore per ottenere la comunicazione di esercizio provvisorio (ION). A valle dell'esecuzione delle prove in campo necessarie per ottenere la comunicazione definitiva di esercizio (FON) i modelli dovranno essere aggiornati in linea con gli esiti delle prove e trasmessi nuovamente al Gestore. Il dettaglio delle simulazioni richieste sarà fornito dal Gestore.

[23] Si richiedono modelli dettagliati e non sono consentite modellazioni di tipo "black box"

12. PROVE

A completamento delle normali prove di commissioning, è richiesta l'esecuzione di prove reali specifiche per confermare l'adeguatezza dell'impianto alle prescrizioni contenute nel presente documento. Le prove sono indicate nei paragrafi sotto e sono suddivise in:

- Prove di conformità assimilabili a test sui PPM (v. paragrafo 12.1); per questa tipologia di prove, si fa riferimento ai paragrafi 15, 16, 17, 18 e 19 dell'allegato [A.18] ed il presente documento fornisce solo alcune precisazioni sulle modalità di esecuzione per tenere conto delle specificità degli impianti di accumulo rispetto agli altri gruppi di generazione;
- Prove specifiche per gli impianti di accumulo (v. paragrafo 12.2); per questa tipologia di prove, il presente documento definisce un protocollo completo delle prove da eseguire.

I risultati delle prove dovranno essere contenuti in una relazione dettagliata fornita al Gestore.

Il Gestore si riserva comunque di richiedere alla propria presenza o alla presenza di un Soggetto Qualificato l'esecuzione dei suddetti test funzionali ricadenti nel regime delle prove ispettive. Il Gestore può richiedere l'esecuzione di prove aggiuntive rispetto al summenzionato elenco minimo.

12.1. Prove comuni ai gruppi di generazione

Con riferimento al documento [A.18] ed al nome delle prove ivi indicate, è richiesto l'esecuzione delle prove riportate nella Tabella 7. La tabella riporta inoltre alcune precisazioni sulle modalità di esecuzione.

Prova	***Precisazioni***
PPM-AVV	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50% La prova deve prevedere anche la simulazione delle seguenti condizioni di rete pre-connessione: • Set-point di potenza in scarica, tensione nominale al PdC e frequenza pari a 51.5 - 50.21 – 50 – 49,79 – 47,5 Hz; • Set-point di potenza in carica, tensione nominale al PdC e frequenza pari a 51.5 - 50.21 – 50 – 49,79 – 47,5 Hz;
PPM-FMIS	Nessuna
PSET	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50% La prova dovrà prevedere l'impianto di accumulo un'escursione del set-point di potenza da un valore nullo fino ad un valore pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo prima con l'impianto in carica e poi in scarica. La prova dovrà essere ripetuta per i seguenti valori di SOC: 10%-50%-90%
PPM-FSMLFSM	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50% La prova deve essere eseguita con l'impianto in carica e set-point di potenza pari al 50% della potenza nominale dell'impianto di accumulo; la prova deve poi essere ripetuta con l'impianto in scarica (e sempre con set-point di potenza pari al 50% della potenza nominale dell'impianto di accumulo).
PPM-ILF	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%

PPM-LIMQ	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%
PPM-V	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%
PPM-ARM	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50% La prova deve essere ripetuta per i seguenti valori del set-point di potenza: • Impianto in scarica e set-point pari al 100% della potenza nominale, • Impianto in scarica e set-point pari al 50% della potenza nominale, • Impianto a scambio nullo al PdC, • Impianto in carica e set-point pari al 100% della potenza nominale, • Impianto in carica e set-point pari al 50% della potenza nominale.
PPM-DIS	La prova deve essere eseguita con SOC iniziale pari a circa 50%

Tabella 7 – Prove di conformità e relative precisazioni

12.2. Prove specifiche ai sistemi di accumulo

12.2.1. Inversione rapida di potenza (ACC-INVP)

Lo scopo di questa prova è quello di verificare la funzionalità di inversione della potenza dell'impianto di accumulo di cui al paragrafo 8.5.8.

12.2.1.1. Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che l'impianto di accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza per uno scambio nullo al PdC,
- SOC pari a circa 50%,
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria…) escluse.

12.2.1.2. Metodo di prova

Ove applicabile, per l'esecuzione della prova si utilizzano i segnali scambiati con Terna attraverso l'apparato UPDM.

Qualora possibile, il segnale di comando sarà inviato direttamente dal centro di controllo Terna (implementazione remota), altrimenti il segnale di comando può essere simulato in locale (implementazione locale) sostituendosi all'uscita dell'UPDM che va a comandare il sistema di controllo dell'impianto di accumulo.

Dalla situazione riportata nelle condizioni di prova, il test consiste nel fornire al sistema di controllo i comandi di massima produzione (potenza massima di scarica), massimo assorbimento (potenza massima di carica) ed azzeramento della potenza attiva secondo la sequenza riportata in Fig. 15.

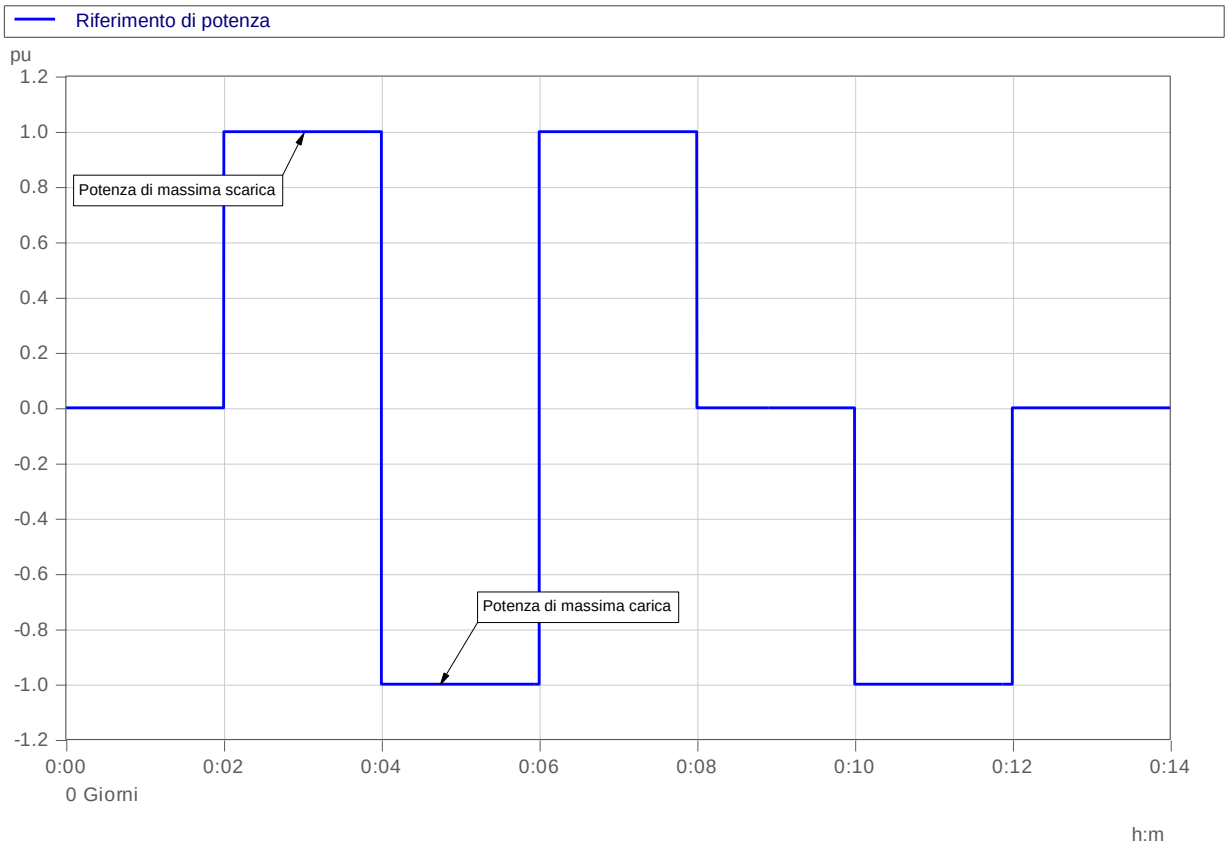


Fig. 15 – set-point di potenza per la prova di inversione di potenza

12.2.1.3. Grandezze da registrare

Durante la prova, devono essere registrate le grandezze elettriche al punto di connessione dell'impianto di accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva) e lo stato di carica.

Devono inoltre essere registrati i segnali UPDM, il riferimento di potenza del sistema di controllo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella…).

12.2.1.4. Analisi delle misure

In un grafico, devono essere riportati gli andamenti nel tempo del riferimento di potenza e della potenza attiva scambiata al PdC. Dalle misure devono essere rilevati i valori massimi di potenza di carica e di scarica.

Il riferimento e la misura di potenza devono essere utilizzati per determinare i tempi di reazione, di salita, di risposta e di assestamento del sistema di controllo della potenza.

Dalle misure di potenza attiva si devono inoltre determinare i tempi di inversione della potenza nei casi di passaggio per lo zero dalla potenza massima di scarica alla potenza massima di carica e viceversa.

12.2.1.5. Criteri di accettazione:

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- le variazioni di set-point non provocano oscillazioni di potenza non smorzate,
- I tempi di inversione, di reazione, di salita, di risposta e di assestamento sono conformi alle prescrizioni del CdR.

- i valori delle potenze massime di carica e di scarica sono conformi a quanto riportato nella documentazione fornita in fase di connessione.

12.2.2. Dimensionamento della capacità utile (ACC-DIM)

La prova ha lo scopo di verificare che la capacità utile dell'impianto di accumulo sia conforme a quanto dichiarato con la documentazione fornita in fase di connessione.

12.2.2.1. Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che l'impianto di accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza a scambio nullo al PdC,
- SOC iniziale paria 0%,
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria…) escluse.

12.2.2.2. Metodo di prova

Dalle condizioni di prova descritte sopra, il test consiste nell'eseguire le seguenti operazioni:

- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC del 100%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed aspettare circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC nullo;

12.2.2.3. Grandezze da registrare

Durante la prova, devono essere registrate le grandezze elettriche al punto di connessione dell'impianto di accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva).

Devono inoltre essere registrati il riferimento di potenza, il valore percentuale dello stato di carica dell'impianto di accumulo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella…).

12.2.2.4. Analisi delle misure

In un grafico, devono essere riportati gli andamenti nel tempo dello stato di carica, del riferimento di potenza e della potenza attiva scambiata al PdC durante la fase di scarica.

Deve essere tracciato un grafico di tipo X-Y che riporta l'andamento delle potenze massime di carica e scarica in funzione del SOC.

Deve inoltre essere calcolata l'energia scambiata al PdC durante le fasi di scarica e carica.

12.2.2.5. Criteri di accettazione:

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- le potenze di carica e scarica sono scambiate con la rete in modo stabile,
- il valore di energia scambiata al PdC è conforme a quanto riportato nella documentazione fornita in fase di connessione.

12.2.3. Stima dello stato di carica (ACC-SOC)

La prova ha lo scopo di verificare la stima dello stato di carica dell'impianto di accumulo.

12.2.3.1. Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che l'impianto di accumulo sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- set-point iniziale di potenza a scambio nullo al PdC,
- SOC iniziale pari a 100%,
- eventuali altre regolazioni (FSM, LFSM-O, LFSM-U, secondaria…) escluse.

12.2.3.2. Metodo di prova

Dalle condizioni di prova descritte sopra, il test consiste nell'eseguire le seguenti operazioni:

- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed aspettare circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 75%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed aspettare circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;
- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 50%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed aspettare circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;
- Impostare un set-point di carica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 25%;
- Azzerare lo scambio di potenza attiva con la rete ed aspettare circa 30 minuti;
- Impostare un set-point di scarica pari alla potenza nominale dell'impianto di accumulo ed aspettare che l'impianto abbia raggiunto un SOC pari a 0%;

Fig. 16 rappresenta un esempio di svolgimento della prova, quando il tempo di scarica dal 100% di carica è di circa due ore. Gli andamenti dello stato di carica in essa riportati sono indicativi e hanno scopo solamente esemplificativo.

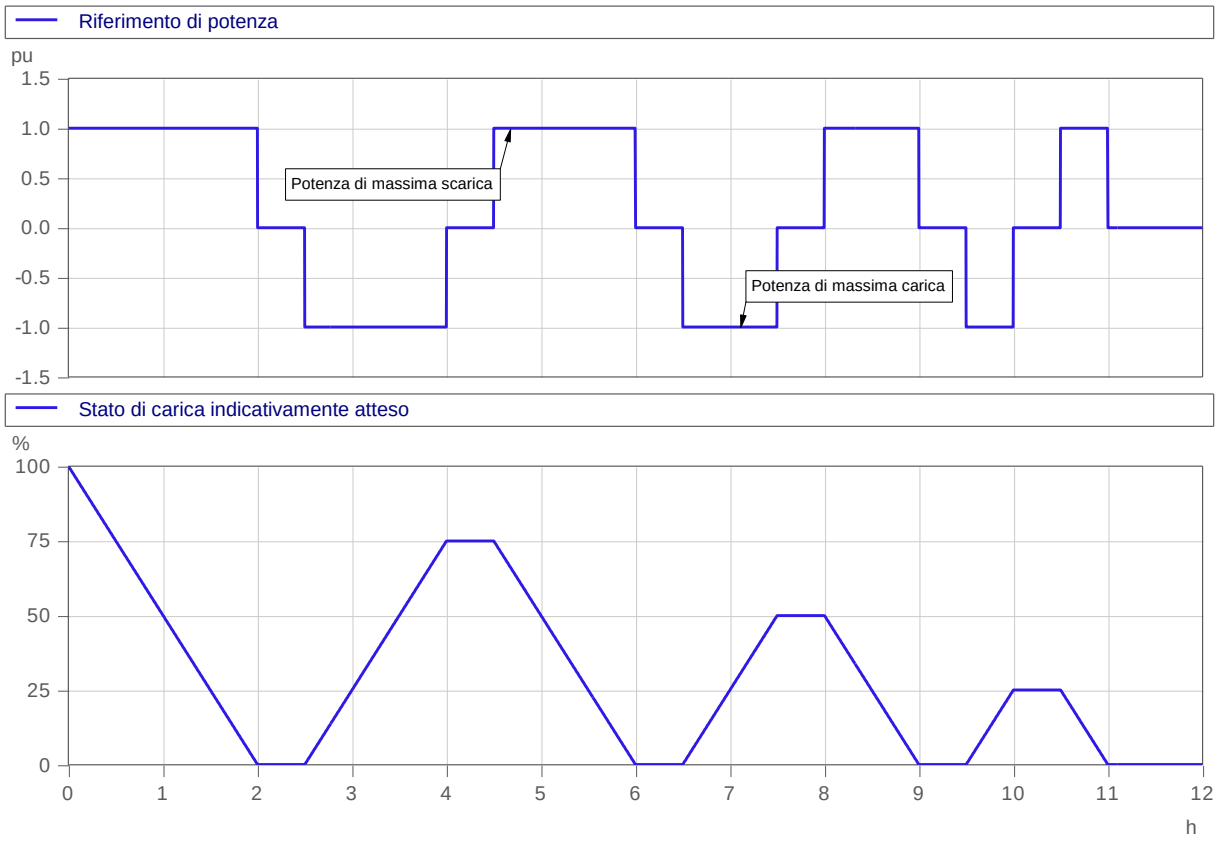


Fig. 16 – Andamento indicativo atteso per la prova di verifica della stima dello stato di carica

12.2.3.3. Grandezze da registrare

Durante la prova, devono essere registrate le grandezze elettriche al PdC dell'impianto di accumulo (tensione, frequenza, corrente, potenze attiva e reattiva).

Devono inoltre essere registrati il riferimento di potenza, il valore percentuale dello stato di carica, il valore della stima dell'energia residua dell'impainto di accumulo e tutte le grandezze ambientali che possono influenzare la risposta dell'impianto (temperature del locale batterie, temperature medie, massime e minime di cella…).

12.2.3.4. Analisi delle misure

In un grafico, devono essere riportati gli andamenti nel tempo dello stato di carica, del riferimento di potenza e della potenza attiva scambiata al PdC durante la fase di scarica.

Devono inoltre essere calcolate le energie scambiate al PdC durante tutte le fasi di scarica.

Per ogni processo di scarica eseguito, devono essere riportati su un grafico XY lo stato di carica iniziale sulle ascisse (25%, 50%, 75%, 100%); sulle corrispondenti ordinate invece devono essere riportati i valori di energia misurati durante le fasi di scarica relative alle condizioni iniziali. I valori di energia misurata devono essere riportati in percentuale del prodotto tra la potenza nominale di scarica del SdA e il tempo di scarica misurato. Dal grafico così costruito si devono calcolare la retta di regressione lineare e lo scarto quadratico medio dei punti misurati rispetto alla retta di regressione calcolata.

Su un grafico analogo al precedente, per ogni processo di scarica eseguito, devono essere riportate sulle ascisse in unità ingegneristiche i valori della stima di energia residua del sistema di controllo del SdA (corrispondenti a 25%, 50%, 75%, 100% di stato di carica) mentre sulle ordinate, con le medesime unità

di misura, i valori di energia misurati durante le fasi di scarica corrispondenti alle condizioni iniziali. Dal diagramma così costruito si devono calcolare la retta di regressione lineare e lo scarto quadratico medio dei punti misurati rispetto alla retta di regressione calcolata.

12.2.3.5. Criteri di accettazione

L'esito della prova è da considerare positivo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- le potenze di carica e scarica sono scambiate al PdC in modo stabile in tutte le condizioni di test,
- il valore di energia scambiata al PdC quando lo stato di carica di partenza è il massimo è conforme a quanto riportato nella documentazione fornita in fase di connessione,
- i valori delle energie scambiate ai diversi punti di stato di carica iniziali sono allineati alla stima dell'energia residua fornita dal sistema di controllo.

APPENDICE A - SCHEMA FUNZIONALE PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE E DI POTENZA REATTIVA

In Fig. 17 è riportato lo schema a blocchi di principio per le diverse modalità di regolazione della tensione e della potenza reattiva richieste all'impianto di accumulo. I set-point di potenza reattiva e di tensione devono poter essere impostati sia localmente sia trasmessi da remoto dal Gestore.

I parametri dello schema saranno ottimizzati in fase di commissioning,

Si riporta di seguito una descrizione funzionale dei principali blocchi mostrati all'interno dello schema di controllo di Fig. 17:

- WADC/POD

Segnali aggiuntivi sommati al riferimento di corrente. Il WADC (se attivo) è un segnale 4-20 mA elaborato da un sistema esterno e iniettato nel sistema di controllo. Il POD (Power Oscillation Damping) è una caratteristica interna del sistema di controllo attivata/disattivata da un segnale locale/remoto.

- VOLTAGE CONTROL LOOP

Anello interno di controllo della tensione che riceve il riferimento da:

  - REGV SLOW

    Un setpoint di tensione remoto/locale elaborato da una funzione di trasferimento che genera un riferimento lento per l'anello di controllo della tensione. I parametri della funzione di trasferimento che introduce il ritardo desiderato devono essere configurabili. Quando questo blocco è attivato, il ballast filter è attivo.

  - REGV FAST

    Setpoint di tensione Remoto/Locale che alimenta direttamente l'anello di controllo della tensione agendo come riferimento veloce.

  - OUTPUT OF REGQ

    La costante di tempo di questo anello interno deve essere configurabile.

- REGQ

Anello di controllo della potenza reattiva controllato da set point locali/remoti, che fornisce un riferimento per l'anello di tensione interno. La costante di tempo di questo anello deve essere parametrizzabile.

- FIXED Q

Anello di regolazione della potenza reattiva controllato da un set point locale/remoto che agisce direttamente sull'elemento regolando, bypassando l'anello di tensione interno.

- BALLAST FILTER:

Funzionalità attiva nella modalità REGV SLOW (azione di interblocco) che rallenta l'azione del regolatore PI durante le piccole variazioni della tensione di rete. In caso di grandi eventi in tensione, il ballast filter deve essere inibito e il regolatore torna ad agire velocemente con la propria costante di tempo.

- WATCHDOG LOGIC:

  Logica che serve a gestire particolari scenari come:

  - Anomalia nelle telecomunicazioni;
  - Valori dei set point fuori dal range di validità;
  - Logiche di trigger predefinite (es. derivata della tensione, soglie)

In base a queste logiche, per evitare comportamenti indesiderati e garantire una commutazione bumpless, il dispositivo può collocarsi in diverse modalità di funzionamento (Slow o Fast). Al passaggio in una di queste modalità, in seguito all'attivazione di suddette logiche, il dispositivo acquisisce come riferimento (Vref) il valore di tensione di sbarra letto all'istante del passaggio.

- DROOP (COMPOUND):

  Valore impostabile da HMI locale o tramite telesegnale remoto.

- SWITCH

  La posizione degli switch deve essere selezionabile da interfaccia locale o da un segnale remoto. I dettagli e il numero dei segnali/misure saranno descritti nella dedicata lista segnali.

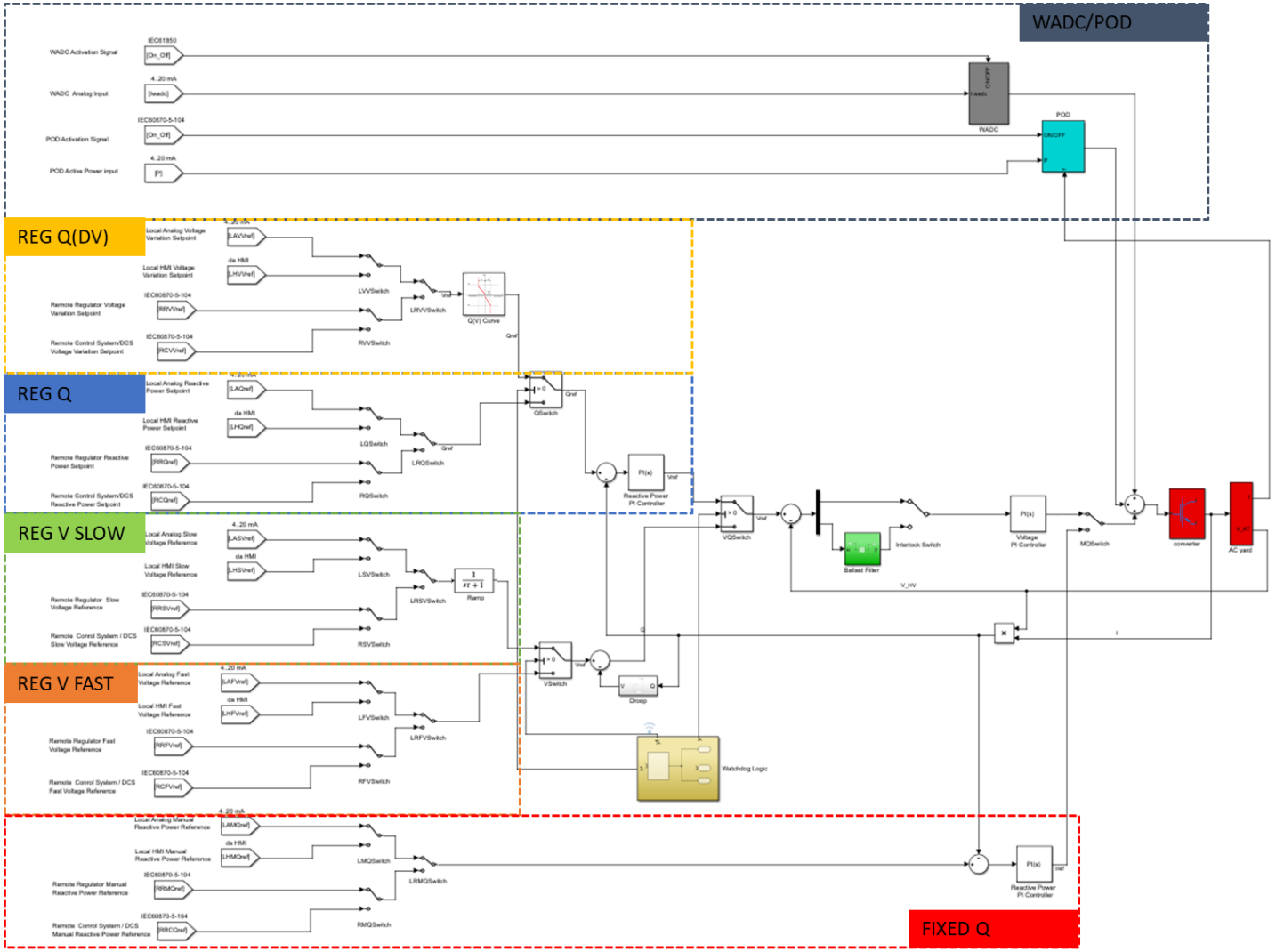


Fig. 17 - Modello a blocchi della regolazione di tensione e di potenza reattiva

APPENDICE B - SUPPORTO ALLA TENSIONE DURANTE I GUASTI IN RETE

La funzione di supporto alla tensione di rete può essere abilitata su richiesta del Gestore e deve essere attivata se:

- le tensioni controllate rimangono all'interno dell'area di non distacco dalla rete della funzione FRT dell'impianto di accumulo;
- la variazione in diminuzione o in aumento della tensione di sequenza diretta è esterna ad una banda morta regolabile.

La funzione consiste nell'erogazione sulle tre fasi di corrente di sequenza diretta sfasata in ritardo (angolo α) rispetto alla tensione di sequenza diretta in caso di caduta di tensione oppure in anticipo (angolo β) in caso di sovratensione[24] con possibilità di mantenere la corrente iniettata per un tempo prestabilito regolabile nel range [0;2s] con step 0,1s [valore di default 0] anche dopo il ritorno della tensione all'interno di una banda morta DB impostata intorno alla tensione nominale, come precisato nel seguito.
I moduli degli angoli α e β dovranno essere impostabili nell'intervallo [30°;90°] con valore di default pari a 90°.
La tensione controllata è quella misurata ai morsetti degli inverter degli SdA e ad essa deve essere riferita la relazione angolare della corrente.

Con riferimento ai guasti simmetrici (caratterizzati per la presenza di sole grandezze di sequenza diretta e dalla riduzione della tensione su tutte e tre le fasi), devono essere garantiti i requisiti funzionali illustrati in Fig. 18 così riassumibili:

1. L'erogazione o l'assorbimento della corrente reattiva devono avvenire per ogni valore della tensione di sequenza diretta fuori dalla banda morta costruita DB intorno alla tensione nominale V_n nel punto di connessione. La banda morta DB deve essere regolabile nei seguenti campi:
   - $V_{SLV} = 0{,}85 \div 0{,}60\ V_n$ Valore di default: 0,85 V_n per condizioni di buco di tensione
   - $V_{SHV} = 1{,}10 \div 1{,}15\ V_n$ Valore di default: 1,10 V_n per condizioni di buco di sovratensione.
2. La corrente reattiva di sequenza diretta prodotta dall'impianto di accumulo ΔI_q (espressa in p.u. della corrente nominale dell'impianto di accumulo) deve essere proporzionale alla variazione di tensione diretta ΔV_d (espressa in p.u. della tensione nominale) secondo un coefficiente di proporzionalità K regolabile e diverso per le condizioni di UVRT e OVRT:
   - se $V_d < V_{SLV}$ $\Delta I_q = K_{LV} (V_{SLV} - V_d)$
   - se $V_{SLV} \leq V_d \leq V_{SHV}$ $\Delta I_q = 0$
   - se $V_d > V_{SHV}$ $\Delta I_q = K_{HV} (V_{SHV} - V_d)$

   Nel caso di buco di tensione, qualora l'impianto di accumulo fornisca già alla rete potenza reattiva, la corrente ΔIq deve essere aggiuntiva a quella pre-guasto Iq_{pF}; diversamente, con l'impianto di accumulo funzionante in assorbimento di potenza reattiva, la corrente Iq deve coincidere con la corrente ΔIq.

[24] Con riferimento alla convenzione dei generatori, l'erogazione di corrente in ritardo rappresenta il comportamento di un generatore in sovraeccitazione, mentre l'erogazione di corrente in anticipo rappresenta il comportamento di un generatore in sottoeccitazione

$Iq = \max (Iq_{pF}, 0) + \Delta Iq$

Il campo di regolazione richiesto per i due coefficienti di proporzionalità K_{LV} e K_{HV} è il seguente: 0 ÷ 5. Valori di default: 3. Con tali valori, ad esempio con V_d = 0,5 Vn, V_{SLV} = 0,85 e iq_{pF} = 0, il sistema deve essere in grado di fornire una corrente reattiva iq = Δiq = 105% I_n.

3. La capacità di erogazione trova un limite nel dimensionamento in corrente dell'EESS. Nel caso in cui la tensione di sequenza diretta scenda al di sotto di una soglia del 20%V_n deve essere iniettata in rete la massima corrente reattiva che l'impianto di accumulo può erogare.
4. Per valori della tensione di sequenza diretta inferiori all'8% V_n, la relazione angolare della corrente reattiva dovrà essere riferita alla tensione memorizzata negli istanti precedenti l'insorgenza del guasto.
5. Il SdA deve essere in grado di fornire la corrente reattiva richiesta entro un tempo di 50 ms a partire dall'ingresso della tensione nella fascia di erogazione (tempo di risposta).
6. Data la priorità assegnata alla regolazione della potenza reattiva, la potenza attiva erogata diviene funzione dell'angolo impostato e della corrente reattiva richiesta.
7. Al rientro della tensione entro i valori della banda morta DB devono essere ripristinati i valori di potenza attiva e reattiva pre-guasto con l'eventuale ritardo impostato.

Relativamente ai guasti dissimmetrici (caratterizzati per la presenza di grandezze di sequenza diretta ed inversa o dalla riduzione della tensione in almeno una fase) sono previste, per semplicità, le stesse regole indicate per i guasti simmetrici: utilizzo della tensione di sequenza diretta per rilevare le variazioni di tensione provocate da un cortocircuito ed immissione di corrente reattiva di sequenza diretta su tutte e tre le fasi. In questi casi le tensioni sulle tre fasi possono essere molto diverse tra loro. L'azione conseguita risulta meno precisa ed efficace di quella ottenuta in caso di guasti simmetrici.
Si richiede la possibilità di indicare parametri di intervento distinti rispetto al caso di guasti simmetrici.

Poiché la corrente reattiva addizionale richiesta all'impianto di accumulo può determinare il raggiungimento del suo limite tecnico in corrente, durante il cortocircuito è consentito al PCS di ridurre la componente attiva della corrente in corrispondenza della crescita della componente reattiva.

La funzione di sostegno alla tensione deve poter essere escludibile o limitata al solo supporto reattivo su guasti simmetrici.

Sono ammesse soluzioni diverse da quella sopradescritta purché di equivalente efficacia che il Gestore si riserva di valutare sulla base di una documentata descrizione dell'algoritmo impiegato.

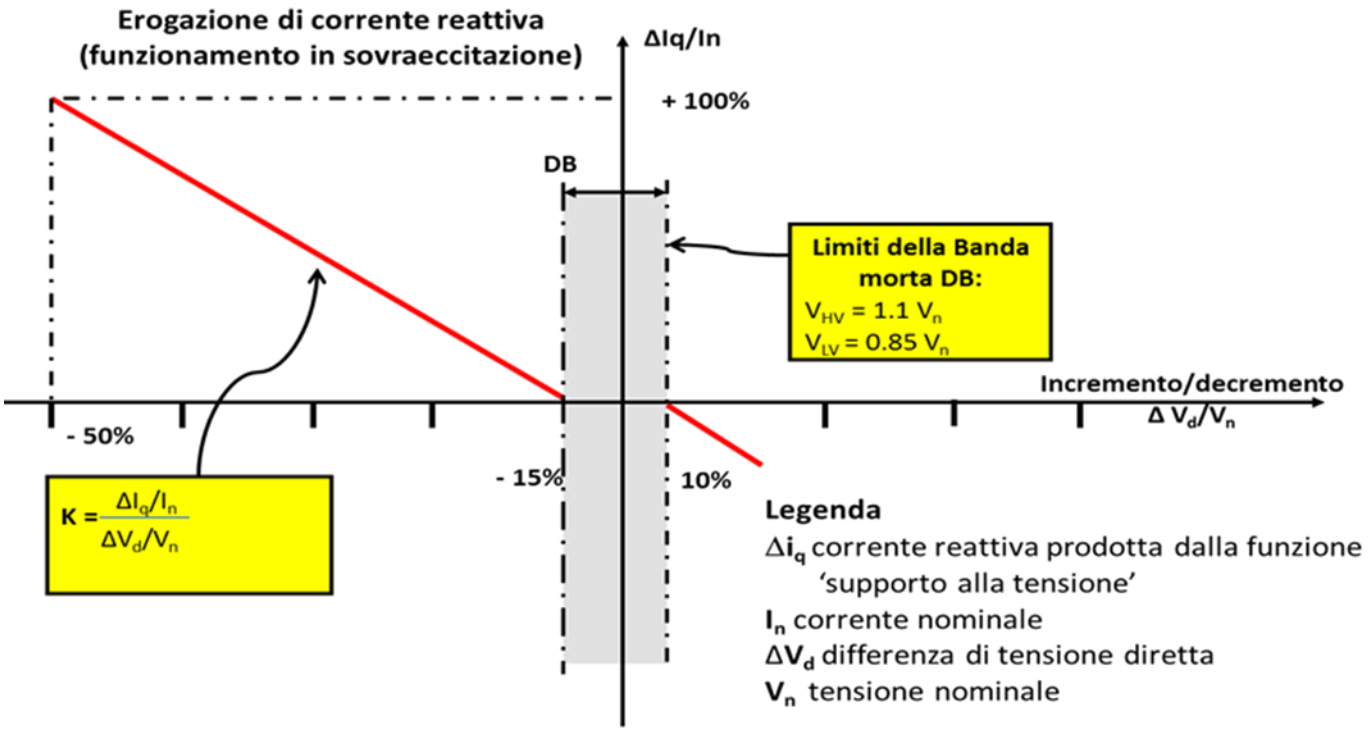


Fig. 18 – Erogazione di corrente reattiva durante i guasti

APPENDICE C - INFORMAZIONI PER TELECONTROLLO IN TEMPO REALE

In aggiunta a quanto previsto nell'Allegato [A.6] del [CdR], di seguito sono riepilogate le principali informazioni che devono essere scambiate ai fini del telecontrollo in tempo reale relativamente agli impianti di accumulo.

Tabella 8 – Scambio informazioni per regolazione della potenza attiva e gestione della capacità energetica

Telemisure	Potenza attiva dell'impianto di accumulo Riferimento di potenza dell'impianto di accumulo Livello percentuale della capacità energetica utile dell'impianto di accumulo Potenza massima disponibile dell'impianto di accumulo in carica Potenza massima disponibile dell'impianto di accumulo in scarica Capacità energetica utile dell'impianto di accumulo in carica Capacità energetica utile dell'impianto di accumulo in scarica Miglior stima del tempo residuo prima del riempimento della capacità energetica utile dell'impianto di accumulo[25] Miglior stima del tempo residuo prima dell'esaurimento della capacità energetica utile dell'impianto di accumulo[26] Rilettura del set-point di telecontrollo della potenza attiva ricevuto da Terna
Telesegnali	Impianto di accumulo connesso in rete Stato di attivazione della regolazione *Reserve Mode* di cui al paragrafo 8.5.6 Stato di attivazione della regolazione ILF Anomalia set-point del telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna
Set Point	Set-point di telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna
Comandi	Comando di attivazione del telecontrollo della potenza attiva da parte di Terna

[25] Valutato alla potenza massima disponibile in carica

[26] Valutato alla potenza massima disponibile in scarica

Tabella 9 – Scambio informazioni per regolazione primaria di frequenza

Telemisure	Misura di frequenza utilizzata per la regolazione di frequenza Margine di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a salire Margine di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a scendere Rilettura del set-point del margine minimo di potenza a salire per l'erogazione del servizio di reg. primaria ricevuto da Terna Rilettura del set-point del margine minimo di potenza a scendere per l'erogazione del servizio di reg. primaria ricevuto da Terna Banda morta della regolazione primaria di frequenza Semi-banda impostata per la regolazione FSM in sotto-frequenza Semi-banda impostata per la regolazione FSM in sovra-frequenza
Telesegnali	Stato di attivazione del servizio di reg. primaria di frequenza
Set Point	Set-point del margine minimo di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a salire Set-point del margine minimo di potenza per l'erogazione del servizio di reg. primaria a scendere

Tabella 10 – Scambio informazioni per regolazione di tensione e potenza reattiva

Telemisure	Rilettura del set-point per la reg. di tensione REG Q(DV) ricevuto da Terna Rilettura del set-point per la reg. di tensione REG V SLOW ricevuto da Terna Rilettura del set-point per la reg. di tensione REG V FAST ricevuto da Terna Rilettura del set-point per la reg. di potenza reattiva REG Q ricevuto da Terna Rilettura del set-point per la reg. di potenza reattiva FIXED Q ricevuto da Terna Misura di tensione utilizzata per la regolazione di tensione Capability di potenza reattiva in sovra-eccitazione Capability di potenza reattiva in sotto-eccitazione

Telesegnali	Stato di attivazione della reg. di tensione REGQ(DV) Stato di attivazione della reg. di tensione REG V SLOW Stato di attivazione della reg. di tensione REG V FAST Stato di attivazione della reg. di potenza reattiva REG Q Stato di attivazione della reg. di potenza reattiva FIXED Q Disponibilità al servizio di reg. di tensione/potenza reattiva Anomalia set-point per la reg. di tensione REGQ (DV) Anomalia set-point per la reg. di tensione REG V SLOW Anomalia set-point per la reg. di tensione REG V FAST Anomalia set-point per la reg. di potenza reattiva REG Q Anomalia set-point per la reg. di potenza reattiva FIXED Q Raggiungimento del limite minimo di tensione Raggiungimento del limite massimo di tensione Comandi remoti regolazione di tensione Rete isolata
Set Point	Set-point per la reg. di tensione REGQ(DV) Set-point per la reg. di tensione REG V SLOW Set-point per la reg. di tensione REG V FAST Set-point per la reg. di potenza reattiva REG Q Set-point per la reg. di potenza reattiva FIXED Q
Comandi	Comando di attivazione della reg. di tensione REGQ(DV) Comando di attivazione della reg. di tensione REG V SLOW Comando di attivazione della reg. di tensione REG V FAST Comando di attivazione della reg. di potenza reattiva REG Q Comando di attivazione della reg. di potenza reattiva FIXED Q