

CAPITOLO 1

ACCESSO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

INDICE

1C.1 OGGETTO	5
1C.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	5
1C.2.1 Classificazione degli impianti di produzione	8
1C.3 CARATTERISTICHE E PRESTAZIONI DELLA RTN NEI SITI DI CONNESSIONE	9
1C.4 REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI	9
1C.5 REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN E PER I GRUPPI DI GENERAZIONE DI TIPO D 11	
1C.5.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione	12
1C.5.2 Immunità ai disturbi di rete	14
1C.5.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza	14
1C.5.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione	14
1C.5.3 Requisiti in relazione alla stabilità di frequenza	19
1C.5.3.1 Controllo potenza attiva target	19
1C.5.3.2 Riduzione della massima potenza attiva in condizioni di sotto-frequenza	20
1C.5.3.3 Risposta a variazione di frequenza in modalità LFSM	22
1C.5.3.4 Regolazione di potenza in modalità FSM	25
1C.5.3.5 Controllo del ripristino della frequenza	29
1C.5.3.6 Regolazione Integrale Locale di Frequenza (ILF)	30
1C.5.4 Requisiti in relazione alla stabilità di tensione	30
1C.5.4.1 Capability della potenza reattiva	30
1C.5.4.2 Sistema di controllo della tensione	32

1C.5.4.3 Funzionalità SART.....	32
1C.5.5 Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze.....	33
1C.5.5.1 Rialimentazione del sistema (black-start)	33
1C.5.5.2 Rifiuto di carico e ri-sincronizzazione dopo una disconnessione dalla rete	34
1C.5.5.3 Partecipazione al piano di alleggerimento del carico	35
1C.5.5.4 Teledistacco	35
1C.5.5.5 Funzionalità di stimolazione degli impianti idroelettrici.....	35
1C.5.6 Requisiti per la gestione del sistema.....	36
1C.5.6.1 Entrata in servizio e (ri-)connessione	36
1C.5.6.2 Limiti di rampa	37
1C.5.6.3 Sistema di protezione	38
1C.5.6.3.1 Protezioni contro i guasti interni	38
1C.5.6.3.2 Protezioni contro i guasti esterni	39
1C.5.6.4 Sistema di controllo	40
1C.5.6.5 Priorità azioni di controllo, azioni di protezione	40
1C.5.6.6 Monitoraggio e scambio di informazioni.....	41
1C.5.6.6.1 Telecontrollo in tempo reale	41
1C.5.6.6.2 Sistema di monitoraggio dei guasti.....	42
1C.5.6.6.3 Informazioni per la rapida ripresa del servizio	43
1C.5.6.6.4 Informazioni per la ricostruzione dei disservizi	44
1C.5.6.7 Modelli di simulazione	44
1C.5.6.8 Qualità della potenza.....	45
1C.5.7 Conformità degli impianti.....	50
1C.5.7.1 Informazioni e documenti che il Produttore è tenuto a fornire al Gestore	51
1C.5.7.2 Verifiche	52
1C.5.7.3 Simulazioni di conformità.....	54
1C.5.BIS REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN.....	55
1C.6 REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER GLI IMPIANTI DI CONSUMO, GLI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE E I SISTEMI DI DISTRIBUZIONE	55
1C.6.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione	56
1C.6.2 Immunità ai disturbi di rete	58
1C.6.2.1 Resistenza alla corrente di corto circuito	58
1C.6.2.2 Comunicazioni relative alla corrente di corto circuito.....	58
1C.6.3 Requisiti in relazione alla stabilità di tensione	59
1C.6.3.1 Capability della potenza reattiva.....	59

1C.6.3.2 Sistema di controllo della tensione	60
1C.6.4 Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze.....	60
1C.6.4.1 Distacco del carico	60
1C.6.4.2 Distacco della GD.....	62
1C.6.4.3 Blocco del commutatore sotto carico.....	62
1C.6.4.4 Procedure per la riaccensione e la rialimentazione	63
1C.6.5 Requisiti per la gestione del sistema.....	63
1C.6.5.1 Sistema di protezione	63
1C.6.5.2 Sistema di controllo	64
1C.6.5.3 Monitoraggio e scambio di informazioni.....	64
1C.6.5.3.1 Monitoraggio in tempo reale.....	64
1C.6.5.3.2 Sistema di monitoraggio dei guasti.....	65
1C.6.5.4 Modelli di simulazione.....	65
1C.6.5.5 Qualità della potenza.....	66
1C.6.6 Conformità degli impianti.....	71
1C.7 REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER I SISTEMI DI TRASMISSIONE IN CORRENTE CONTINUA (HVDC) E PER I PARCHI DI GENERAZIONE CONNESSI ATTRAVERSO SISTEMI HVDC	73
1C.7.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione delle connessioni HVDC	73
1C.7.2 Immunità delle connessioni HVDC ai disturbi di rete.....	75
1C.7.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza.....	75
1C.7.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione	75
1C.7.2.3 Ripristino rapido dopo guasti lato c.c.	79
1C.7.3 Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla stabilità di frequenza.....	79
1C.7.3.1 Controllo potenza attiva target.....	79
1C.7.3.2 Riduzione della massima potenza attiva in condizioni di sotto-frequenza	80
1C.7.3.3 Perdita massima di potenza attiva.....	80
1C.7.3.4 Inerzia sintetica.....	80
1C.7.3.5 Risposta a variazione di frequenza in modalità LFSM.....	80
1C.7.3.6 Risposta a variazione di frequenza in modalità FSM.....	83
1C.7.3.7 Controllo addizionale della frequenza.....	86
1C.7.4 Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla stabilità di tensione.....	87
1C.7.4.1 Capability della potenza reattiva.....	87
1C.7.4.2 Sistema di controllo della tensione	88
1C.7.4.2.1 Modalità di controllo della tensione	89
1C.7.4.2.2 Modalità di controllo della potenza reattiva.....	90
1C.7.4.2.3 Modalità di controllo del fattore di potenza	91

1C.7.4.2.4	Funzionalità SART	91
1C.7.4.2.5	Sostegno alla tensione durante un corto circuito.....	91
1C.7.5	Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla gestione delle emergenze	92
1C.7.5.1	Rialimentazione del sistema (black-start)	92
1C.7.5.2	Teledistacco	92
1C.7.6	Requisiti delle connessioni HVDC per la gestione del sistema	93
1C.7.6.1	Energizzazione e sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC	93
1C.7.6.2	Sistema di protezione	93
1C.7.6.2.1	Protezione contro guasti interni.....	94
1C.7.6.2.2	Sistema di protezioni lato rete alternata	96
1C.7.6.2.3	Altre protezioni specifiche	97
1C.7.6.3	Sistema di controllo	97
1C.7.6.3.1	Criteri di automazione, controllo e regolazione.....	98
1C.7.6.3.2	Requisiti funzionali del sistema di controllo	101
1C.7.6.4	Monitoraggio e scambio di informazioni.....	105
1C.7.6.4.1	Monitoraggio in tempo reale.....	105
1C.7.6.4.2	Sistema di monitoraggio dei guasti.....	105
1C.7.6.5	Modelli di simulazione.....	106
1C.7.6.6	Qualità della potenza.....	108
1C.7.6.7	Power system stabilizers	113
1C.7.6.8	Robustezza del sistema HVDC	113
1C.7.7	Requisiti addizionali per le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto ..	114
1C.7.8	Requisiti addizionali per i parchi di generazione connessi in corrente continua.	116
1C.7.9	Conformità degli impianti.....	116
1C.8	SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE	118
APPENDICE		119
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	119

SEZIONE 1C - REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI NUOVI AI SENSI DEI REGOLAMENTI UE 2016/631, 2016/1388 E 2017/1447

1C.1 OGGETTO

La presente sezione 1C disciplina le condizioni tecniche per l'accesso regolamentato alla **rete** degli impianti di cui al paragrafo 1C.2, al fine di garantire il corretto funzionamento e la sicurezza del **SEN**.

Formano oggetto delle regole tecniche di **connessione** (di seguito Regole Tecniche):

- a) le caratteristiche funzionali e le prestazioni della RTN nei siti di connessione;
- b) i requisiti tecnici essenziali in materia di progettazione e funzionamento concernenti, in particolare, i criteri funzionali di progettazione e le caratteristiche di funzionamento degli **impianti di produzione**, delle **reti con obbligo di connessioni di terzi**, degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, delle **Altre reti elettriche** e dei sistemi in corrente continua ad **alta tensione (sistemi HVDC)**.

1C.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

Le Regole Tecniche si applicano agli impianti rientranti nell'ambito di applicazione dei Codici Europei di Connessione (Reg. UE 2016/631-Requirements for Generators, RfG, Reg. UE 2016/1388-Demand Connection Code, DCC e Reg. UE 2016/1447-High Voltage Direct Current HVDC) e riconducibili alle seguenti tipologie:

- a) **Impianti di produzione**¹, ivi inclusi gli impianti di produzione e

¹ In conformità a quanto previsto nel Codice RfG, le regole tecniche del presente capitolo 1C.5 non si applicano agli: a) impianti sincroni su **rete sarda**; b) **impianti di produzione** installati per fornire energia di riserva e funzionare in

- pompaggio (paragrafo 1C.5 e paragrafo 1C.5.BIS);
- b) Impianti corrispondenti ad **unità di consumo**² (paragrafo 1C.6);
 - c) Impianti corrispondenti a **reti con obbligo di connessioni di terzi** (paragrafo 1C.6);
 - d) Impianti corrispondenti ad **altre reti elettriche** (paragrafo 1C.6);
 - e) **Sistemi HVDC** e parchi di produzione connessi attraverso **sistemi HVDC** (paragrafo 1C.7).

Con riferimento all'ambito di applicazione dei Codici Europei di Connessione, come meglio definito nelle delibere **ARERA** 592/2018 e 149/2019 per il Codice RfG e 82/2019 per i Codici DCC e HVDC, si precisa che le Regole tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo del Codice di Rete si applicano a:

- impianti nuovi, vale a dire impianti:
 - non connessi alla data di entrata in vigore del relativo Codice Europeo di Connessione³; oppure
 - per i quali l'**Utente** non ha concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto delle apparecchiature principali entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore del relativo Codice Europeo in materia di connessione⁴. In tali casi, l'**Utente** per poter ottenere la classificazione come impianto esistente, dovrà comunicare l'avvenuta stipula del contratto al **Gestore** secondo le modalità dallo stesso definite e pubblicate sul sito internet del **Gestore**. Come previsto nelle delibere dell'**Autorità**, tale comunicazione non è necessaria per gli impianti in esercizio alla data del 13 luglio 2018 nel caso di **impianti di produzione** e alla data del 6 marzo 2019 nel caso di impianti rientranti nelle tipologie di cui ai precedenti punti b), c) d) ed e).

parallelo con la **rete** per meno di cinque minuti per mese mentre il **SEN** si trova in **stato normale**;

- c) **impianti di produzione** che non hanno un **punto di connessione** permanente e sono utilizzati dai **gestori di rete** per fornire temporaneamente potenza quando la normale capacità del sistema è parzialmente o completamente indisponibile; d) gli impianti di tipo A classificati dall'**Autorità** come tecnologie emergenti.

² In conformità a quanto previsto nel Codice DCC, le regole tecniche del presente capitolo 1C.6 non si applicano:

a) agli impianti corrispondenti a **unità di consumo** e impianti corrispondenti a **reti** con o senza obbligo di connessione su **rete** sarda; b) ai dispositivi di accumulo di energia.

³ 17 maggio 2016 per il Codice RfG, 7 settembre 2016 per il Codice DCC e 28 settembre 2016 per il Codice HVDC.

⁴ 17 maggio 2018 per il Codice RfG, 7 settembre 2018 per il Codice DCC e 28 settembre 2018 per il Codice HVDC.

- impianti esistenti, in caso di modifiche significative o rifacimento parziale/totale dell'impianto⁵.

Per gli impianti rientranti nelle categorie di cui ai precedenti punti a), b), c), d), e) e che non rientrano nell'ambito di applicazione dei Codici Europei di Connessione, si applica la sezione 1B del presente Capitolo del Codice di Rete.

Al fine di consentire al **Gestore** di valutare la significatività di una modifica o di un rifacimento, l'**Utente** deve preventivamente comunicare al **Gestore** l'intervento programmato. Per le modifiche non già classificate nel presente paragrafo come modifiche significative, il **Gestore** entro 60 giorni dal ricevimento della comunicazione, verifica l'impatto dell'ammodernamento sulle prestazioni tecniche e ne valuta quindi la significatività. Decorso tale termine, in assenza di una comunicazione da parte del **Gestore** la modifica viene considerata non significativa.

Sono da considerarsi modifiche significative, con conseguente applicazione delle Regole tecniche di cui alla presente sezione 1C, i casi in cui risulta necessario l'aggiornamento del **contratto per la connessione**. Inoltre, a titolo esemplificativo, si riportano altre modifiche che sono anche loro da considerare come significative:

1. Per i **gruppi di generazione** sincroni:
 - la sostituzione dell'alternatore;
 - il rinnovo dei sistemi di **regolazione della tensione e/o della frequenza**;
 - il rinnovo dei sistemi di controllo e **protezione** dell'impianto;
 - la modifica/sostituzione di componenti relativi al ciclo termico o idraulico (ad esempio bruciatori, parti di caldaia, condotte idrauliche, turbina etc.).
2. Per i parchi di produzione:
 - la sostituzione di un numero di aerogeneratori o inverter di potenza

⁵ Per gli **impianti di produzione**, l'applicazione agli impianti esistenti in caso di ammodernamento/rifacimento è prevista solo per impianti sopra una certa taglia/livello di tensione. In particolare, si applica solo ai **gruppi** classificati secondo i criteri del successivo par. 1C.2.1. come di tipo C e D.

- pari ad almeno il 10% della **potenza nominale dell'impianto**;
- il rinnovo dei sistemi di controllo di impianto.

3. Per gli **HVDC**:

- Modifica della **Capacità di trasporto** del sistema;
- Modifica della tecnologia del sistema;
- Modifica della configurazione del sistema (monopolare, bipolare).

In tali casi, le Regole Tecniche di cui alla presente sezione 1C trovano:

- piena applicazione, in relazione alle sole parti di impianto oggetto di sostituzione;
- applicazione parziale, limitata alle sole prescrizioni che non presuppongono interventi di sostituzione, in relazione alle restanti parti dell'impianto.

1C.2.1 Classificazione degli impianti di produzione

Con riferimento agli **impianti di produzione**, si precisa che le Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del Capitolo 1 del Codice di Rete si applicano a tutti i **gruppi di generazione**: sia ai **gruppi di generazione** sincroni sia ai parchi di generazione inclusi quelli offshore e vengono differenziate in funzione del livello di tensione del punto di connessione e della **potenza efficiente** del gruppo. A tal fine, i **gruppi** sono classificati secondo le seguenti categorie:

- **Gruppo di generazione di tipo A**: punto di connessione < 110 kV e **potenza efficiente** superiore o pari a 0,8 kW e inferiore o pari a 11,08 kW;
- **Gruppo di generazione di tipo B**: punto di connessione < 110 kV e **potenza efficiente** superiore a 11,08 kW e inferiore o pari a 6 MW;
- **Gruppo di generazione di tipo C**: punto di connessione < 110 kV e **potenza efficiente** superiore a 6 MW e inferiore a 10 MW;
- **Gruppo di generazione di tipo D**: punto di connessione < 110 kV e **potenza efficiente** pari o superiore a 10 MW oppure, punto di

connessione ≥ 110 kV indipendentemente dalla potenza.

Le Regole tecniche dei **gruppi di generazione** sono ulteriormente suddivise tra quelle applicabili ai **gruppi di generazione** di tipo C **direttamente connessi alla RTN** e di tipo D, **direttamente e indirettamente connessi alla RTN**, definiti al paragrafo 1C.5, e quelle applicabili in tutti gli altri casi che sono riportate al paragrafo 1C.5.BIS.

1C.3 CARATTERISTICHE E PRESTAZIONI DELLA RTN NEI SITI DI CONNESSIONE

Le caratteristiche della **RTN** nei siti di **connessione** sono quelle riportate al paragrafo 1B.3.

1C.4 REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI

Le Regole Tecniche comuni a tutte le categorie di **impianti direttamente connessi alla RTN** e ai **gruppi di generazione** di tipo D **indirettamente connessi alla RTN** sono quelle riportate al paragrafo 1B.4, ad eccezione del paragrafo 1B.4.12. Con riferimento ai servizi di sistema forniti dagli **impianti di produzione** nella tabella di seguito riportata, sono indicati i riferimenti ai capitoli del Codice di Rete nonché ai documenti allegati che specificano in dettaglio i requisiti e le caratteristiche tecniche degli impianti che forniscono i servizi di sistema indicati.

Servizio	Obbligo/Facoltà di prestazione del servizio	Requisiti e Caratteristiche tecniche
Risoluzione delle Congestioni in sede di programmazione	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 4.4.1

Regolazione Primaria di frequenza	Obbligatorio per i gruppi di generazione idonei al servizio	Par. 1C.5.3.4; Par. 1C.5.3.3; Par. 4.4.2; Allegato A.6; Allegato A.15
Regolazione Secondaria di frequenza/Potenza	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 1C.5.3.5; Par. 4.4.3; Allegato A.15; Allegato A.23
Regolazione Terziariadi Potenza	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 4.4.4
Bilanciamento	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 4.4.5; Allegato A.23
Regolazione primaria di tensione di gruppo	Obbligatorio per i gruppi di generazione idonei al servizio	Par. 1C.5.4.2; Par. 4.4.7; Allegato A.6; Allegato A.14
Regolazione primariadi tensione di centrale	Obbligatorio per centrali con almeno un gruppo idoneo al servizio	Par. 1C.5.4.3; Par. 4.4.7; Allegato A.6; Allegato A.14; Allegato A.16
Regolazione secondaria di tensione	Obbligatorio per centrali con almeno un gruppo idoneo al servizio	Par. 1C.5.4.3; Par. 4.4.8; Allegato A.6; Allegato A.14; Allegato A.16
Rifiuto del carico	Obbligatorio per i gruppi di generazione termoelettrici di tipo D	Par.1C.5.5; Par. 4.4.9

Partecipazione alla rialimentazione del Sistema Elettrico	Obbligatorio per UP rilevanti indicate nell'Allegato A.10	Par.1C.5.5; Par. 4.4.10; Allegato A.10
Telescatto	Obbligatorio per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici e per tutte le UP rilevanti abilitate a MSD localizzate nei poli a produzione limitata e negli altri casi su richiesta del Gestore	Par. 1C.5.5.4; Par. 4.4.11; Allegato A.9; Allegato A.17; Allegato A.68

«Nota: il **Gestore** ha facoltà di richiedere per esigenze legate alla sicurezza del SEN requisiti e servizi aggiuntivi»

1C.5 **REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN E PER I GRUPPI DI GENERAZIONE DI TIPO D**

Il contenuto del presente paragrafo si applica ai **gruppi di generazione**, vale a dire ai **gruppi di generazione** sincroni e ai parchi di generazione compresi quelli offshore, di tipo C **direttamente connessi alla RTN** e di tipo D **direttamente e indirettamente connessi alla RTN**, ivi compresi i **gruppi di generazione** che si trovano all'interno di **sistemi semplici di produzione e consumo**. I requisiti di cui al presente paragrafo si applicano anche ai **gruppi di generazione** con accumulo per pompaggio.

Per i parchi di generazione, trovano applicazione per le centrali eoliche e fotovoltaiche rispettivamente gli Allegati A.17 “Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo” ed A.68 “Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo” di cui all'Appendice A del presente Capitolo e il paragrafo 1C.5.7 relativo alla conformità degli **impianti**.

Ne consegue che le regole definite nei paragrafi che seguono si riferiscono

solo ai **gruppi di generazione** sincroni di tipo C **direttamente connessi alla RTN** e di tipo D, **direttamente e indirettamente connessi alla RTN**, ad eccezione del paragrafo 1C.5.7 che si applica sia ai **gruppi di generazione** sincroni sia ai parchi di generazione.

1C.5.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo non solo in **condizioni normali di esercizio** della **rete** ma anche in **condizioni di emergenza e di ripristino**.

In particolare, i **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di restare connessi alla **rete** e funzionare senza limiti di tempo per valori di frequenza e tensione al punto di connessione (di seguito PdC) compresi negli intervalli:

- $47,5\text{Hz} \leq f \leq 51,5\text{Hz}$
- $85\%V_n \leq V \leq 115\%V_n$ se il PdC è a tensione V_n inferiore a 300kV
- $85\%V_n \leq V \leq 110\%V_n$ se il PdC è a tensione V_n superiore o uguale 300kV

Il **Produttore** non deve comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento del gruppo 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** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

Negli intervalli sopra indicati, il sistema di controllo del **gruppo di generazione** sincrono deve garantire:

- il funzionamento stabile per qualunque **carico** compreso fra il **carico** dei servizi ausiliari e la **potenza efficiente**;
- l'erogazione della **potenza attiva** programmata;
- la possibile partecipazione alla **regolazione di frequenza**, secondo le caratteristiche proprie del gruppo;
- la possibile partecipazione alla **regolazione di tensione**, secondo le

caratteristiche proprie del gruppo.

Inoltre, il **gruppo di generazione** sincrono deve funzionare nelle aree e nei tempi indicati in Figura 1 conformemente alle condizioni stabilite dalla normativa tecnica CEI 60034-1 relative alle macchine elettriche rotanti. In particolare, nelle aree B e C riportate nella figura, il **gruppo di generazione** deve funzionare nel rispetto delle sue prestazioni nominali dichiarate per un tempo minimo di 15 minuti; oltre i 15 minuti, il **gruppo di generazione** deve rimanere connesso, pur essendo ammessa una riduzione delle sue prestazioni.

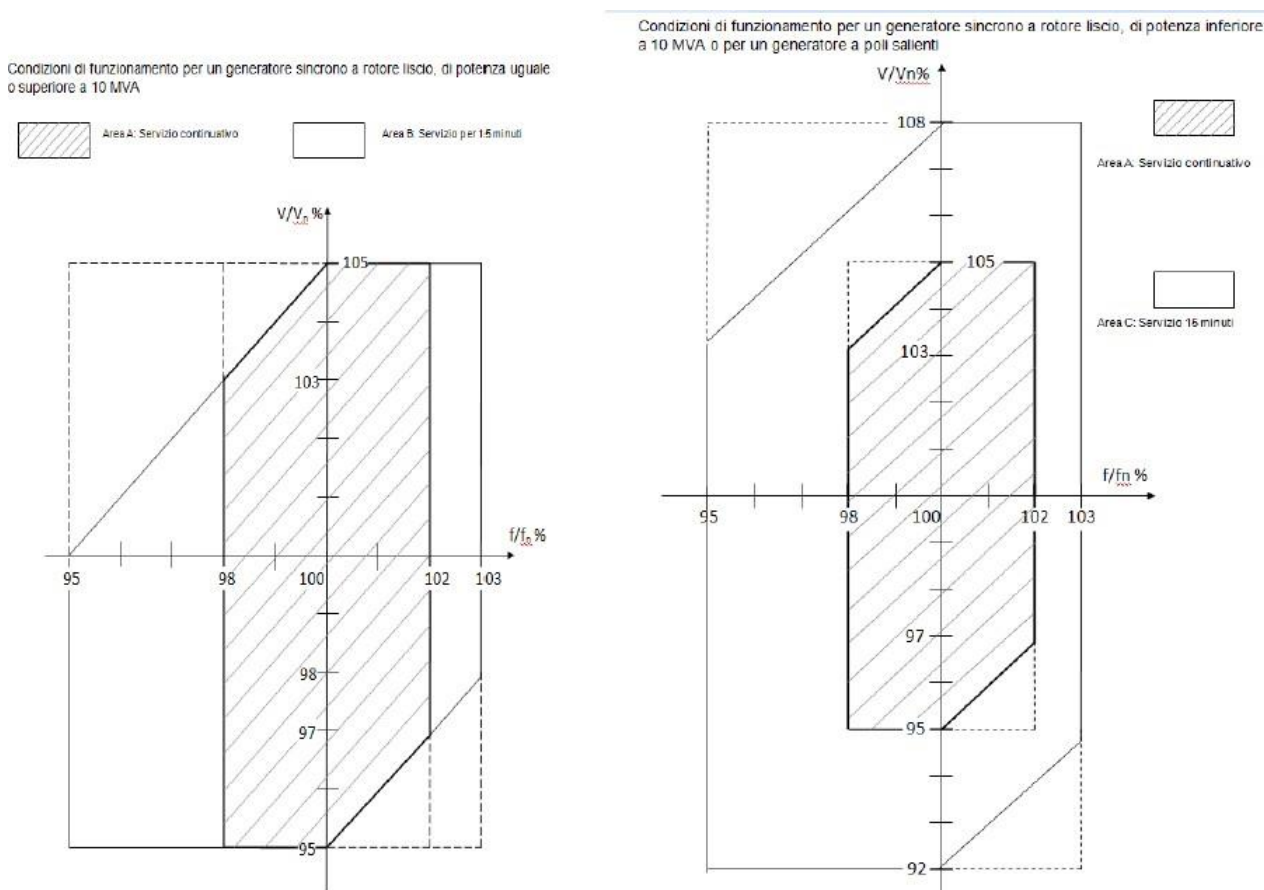


Figura 1: Stati di funzionamento dei gruppi di generazione. In ascissa è riportata la frequenza; in ordinata è riportata la tensione ai morsetti del generatore. Entrambe le grandezze sono espresse in per cento dei rispettivi valori nominali.

Al di fuori dell'intervallo di frequenza sopra indicato, il regolatore deve garantire di rimanere connesso per tempi molto limitati ovvero:

- Almeno 4s per $46,5\text{Hz} < f < 47,5\text{Hz}$

- Almeno 1s per $51,5\text{Hz} < f < 52,5\text{Hz}$
- Almeno 0,1s per $f < 46,5\text{Hz}$ o $f > 52,5\text{Hz}$

Il **Produttore** è responsabile della **protezione** del proprio macchinario e delle proprie apparecchiature contro danni causati da eventuali regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori del campo di variazione in condizioni di emergenza o di ripristino della **rete**. Modalità di separazione dalla **rete** in regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori dei limiti espressi e modalità di rientro in servizio sono concordate con il **Gestore** nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.5.2 Immunità ai disturbi di rete

1C.5.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere progettati per potere funzionare in parallelo alla **rete** senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a $2,5\text{Hz/s}$ valutata 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).

1C.5.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione

In caso di transitori di tensione conseguenti a **guasti** estinti sulla **rete** (**buchi di tensione**), i **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di rimanere connessi alla **rete** e di continuare a funzionare in modo stabile qualora la tensione nel punto di connessione (di seguito PdC) si mantenga sopra un profilo tensione-tempo di **Fault-Ride-Through (FRT)**.

Il profilo esprime il limite inferiore dell'andamento reale della tensione fase-fase rispetto alla tensione di **rete** nel PdC durante un **guasto** simmetrico o asimmetrico, in funzione del tempo prima, durante e dopo il **guasto** e definisce le zone di distacco non ammesso e ammesso. L'area al di sopra

della **FRT** rappresenta la zona minima in cui il **gruppo di generazione** deve garantire la connessione alla rete.

All'interno della zona di distacco non ammesso, cioè al di sopra del profilo di **Fault-Ride-Through**, i **gruppi di generazione** sincroni devono garantire la capacità di restare connessi alla **rete** e di funzionare in modo stabile.

All'interno della zona di distacco ammesso, cioè al di sotto del profilo di **Fault-Ride-Through**, è accettata la disconnessione dei **gruppi di generazione** sincroni per l'intervento del sistema di **protezione** del **gruppo di generazione** di cui al paragrafo 1C.5.6.3. Non è consentita l'installazione di **protezioni** di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta. In particolare, la **protezione** in sotto-tensione, qualora richiesta e/o necessaria, è impostata dal **Produttore** in funzione dei limiti tecnici del **gruppo**, a meno che il **Gestore** non richieda impostazioni più restrittive.

Il requisito esula completamente 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** dei **gruppi di generazione** in condizioni tensione-tempo all'interno delle zone di distacco non ammesso.

Il rispetto del profilo di **Fault-Ride-Through** deve essere verificato 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 PdC. 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**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

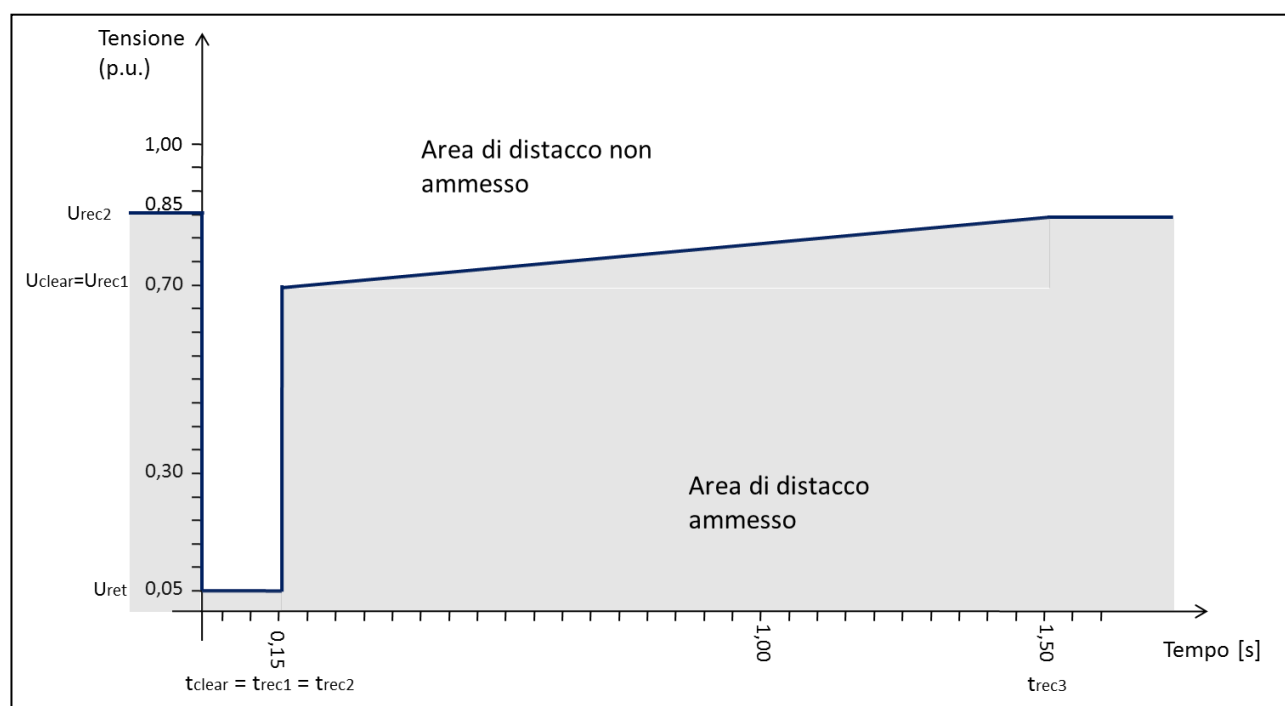
Per i **gruppi di generazione** sincroni di tipo C, i parametri del profilo di

tensione di **Fault-Ride-Through** sono riportati in Tabella 1; la Figura 2 rappresenta il profilo risultante. Per questi **gruppi di generazione**, la logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per **guasti** simmetrici che per **guasti** asimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità ed in durata il **buco di tensione** ammesso.

Tabella 1: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo C

U_{ret}	0,05 [p.u.]	T_{clear}	0,15 s
U_{clear}	0,7 [p.u.]	T_{rec1}	0,15 s
U_{rec1}	0,7 [p.u.]	T_{rec2}	0,15 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

Figura 2: Profilo di Fault-Ride-Through dei generatori sincroni di tipo C



Per i **gruppi di generazione** sincroni di tipo D, i parametri del profilo di tensione di Fault-Ride-Through sono riportati in:

- Tabella 2 per guasti simmetrici: Figura 3 rappresenta il profilo risultante;
- Tabella 3 per guasti asimmetrici: Figura 4 rappresenta il profilo risultante.

Tabella 2: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo D per guasti simmetrici

U_{ret}	0 [p.u.]	T_{clear}	0,2 s
U_{clear}	0,25 [p.u.]	T_{rec1}	0,45 s
U_{rec1}	0,5 [p.u.]	T_{rec2}	0,7 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	1,5 s

Figura 3: Profilo di Fault-Ride-Through dei generatori sincroni di tipo D per guasti simmetrici

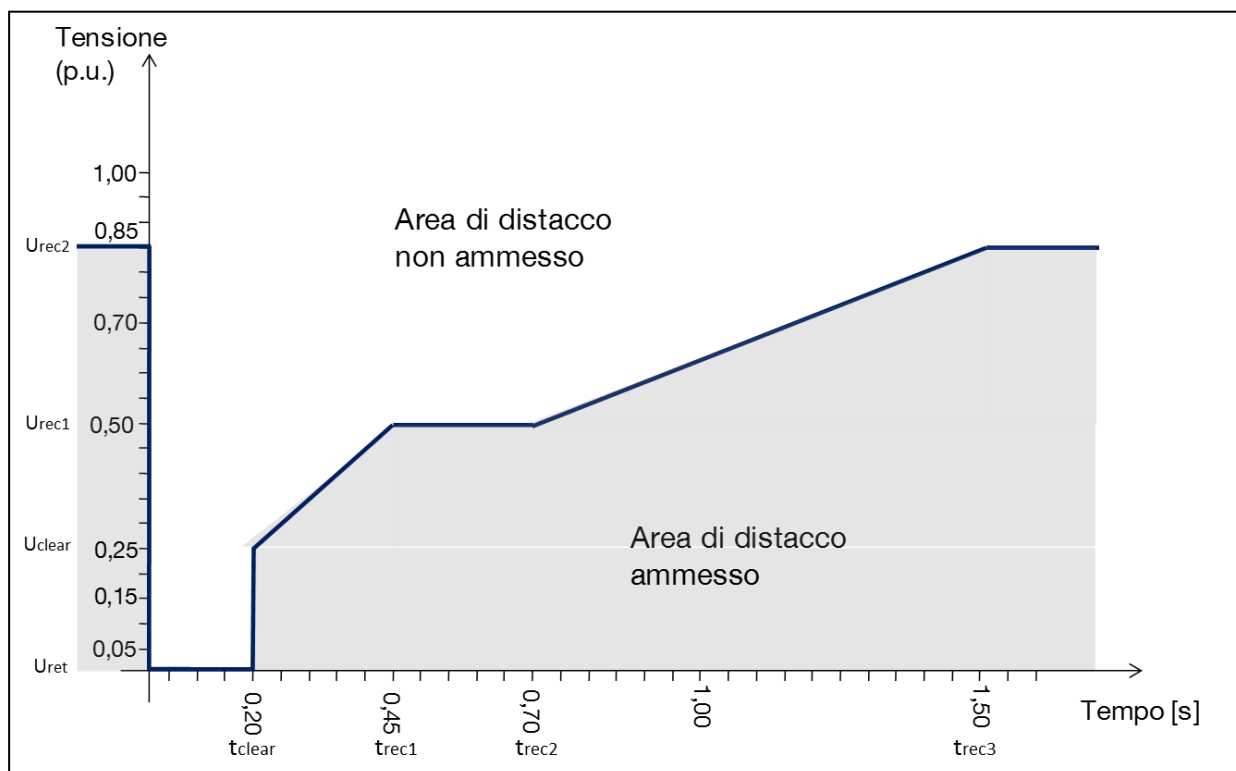
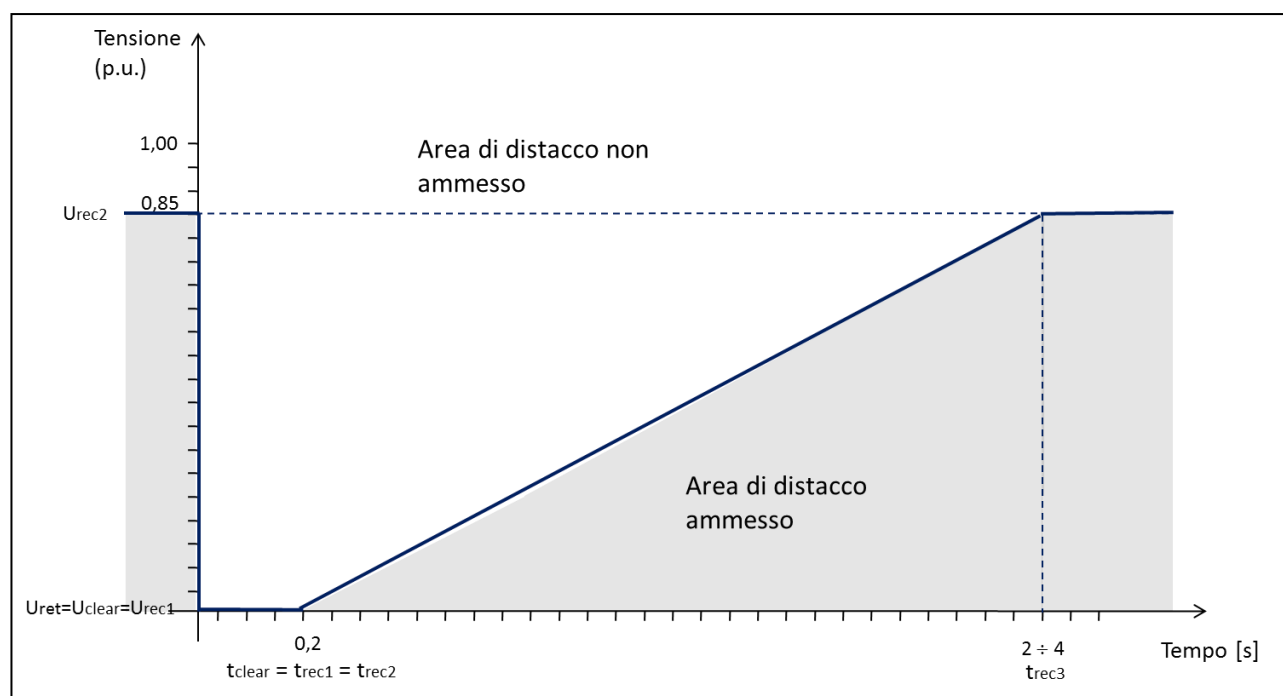


Tabella 3: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo D per guasti asimmetrici

U_{ret}	0	T_{clear}	0,2 s
U_{clear}	0	T_{rec1}	0,2 s
U_{rec1}	0	T_{rec2}	0,2 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec3}	2,0 s ($V_n \leq 150$ kV) 2,8 s ($150 \text{ kV} < V_n \leq 220$ kV) 4,0 s ($V_n > 220$ kV)

Figura 4: Profilo di Fault-Ride-Through dei generatori sincroni di tipo D per guasti asimmetrici



1C.5.3 **Requisiti in relazione alla stabilità di frequenza**

1C.5.3.1 *Controllo potenza attiva target*

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di mantenere con continuità una immissione di **potenza attiva** costante ad un valore target qualsiasi (riferimento) compreso tra il minimo tecnico dichiarato e la **potenza efficiente**, ad eccezione delle variazioni richieste per effetto della **regolazione di frequenza**, ovvero delle modalità **LFSM-O**, **LFSM-U**, **FSM** e **ILF** di cui ai paragrafi 1C.5.3.3, 1C.5.3.4, 1C.5.3.5 e 1C.5.3.6.

In condizioni di funzionamento a regime, ossia quando il segnale di riferimento è costante, il sistema di controllo deve controllare la **potenza attiva** del **gruppo di generazione**⁶ attorno al valore di target, con un errore massimo pari a:

- $\pm 2\%$ della **potenza nominale** del gruppo per i **gruppi di generazione** di tipo C connessi alla **RTN**;
- $\pm 1\%$ della **potenza nominale** del gruppo per i **gruppi di generazione** di tipo D.

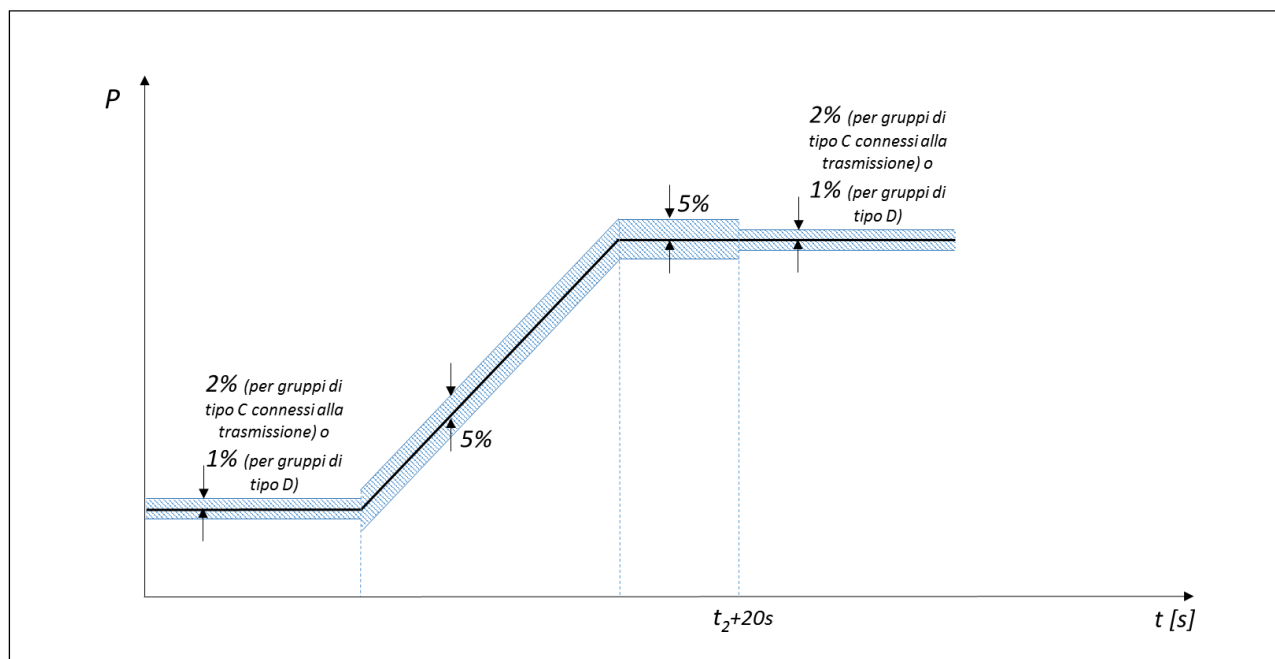
Ai fini della verifica del rispetto della soglia massima di errore, la **potenza attiva** deve essere misurata come media sul secondo. La prescrizione è da intendersi rispettata quando il 95° percentile delle rilevazioni rispetta le soglie di errore indicate.

In caso di variazione del segnale di riferimento (variazione del valore target), durante il transitorio di variazione del segnale è permesso un errore di controllo massimo del $\pm 5\%$ della **potenza nominale** del **gruppo di generazione**; entro 20s dalla fine del transitorio di variazione del segnale di riferimento, l'errore di controllo deve ritornare sotto il valore di tolleranza a regime, come illustrato in Figura 5.

Questi valori sulla tolleranza del controllo non si applicano a servizi specifici di **rete** (ad es. **regolazione di frequenza**), nel caso in cui siano specificati altri valori di tolleranza.

⁶ In caso di **impianti di generazione** di tipo ciclo combinato tale requisito deve essere soddisfatto dalla risposta complessiva di turbina a vapore e turbine a gas.

Figura 5: Rappresentazione della tolleranza del discostamento tra la potenza attiva del gruppo, misurata come media al secondo, e il valore di riferimento



1C.5.3.2 Riduzione della massima potenza attiva in condizioni di sotto-frequenza

Quando un **gruppo di generazione** sincrono si trova ad operare in condizioni di sotto-frequenza, è ammessa, qualora giustificata da comprovati motivi tecnici, una riduzione della massima **potenza attiva** erogabile rispetto al valore di **potenza efficiente** dichiarato al **Gestore**. Le curve di cui alla Figura 6 rappresentano la massima riduzione percentuale ammissibile di **potenza attiva** e definiscono quindi il limite inferiore sopra al quale deve sempre mantenersi la massima **potenza attiva** erogabile dal **gruppo**.

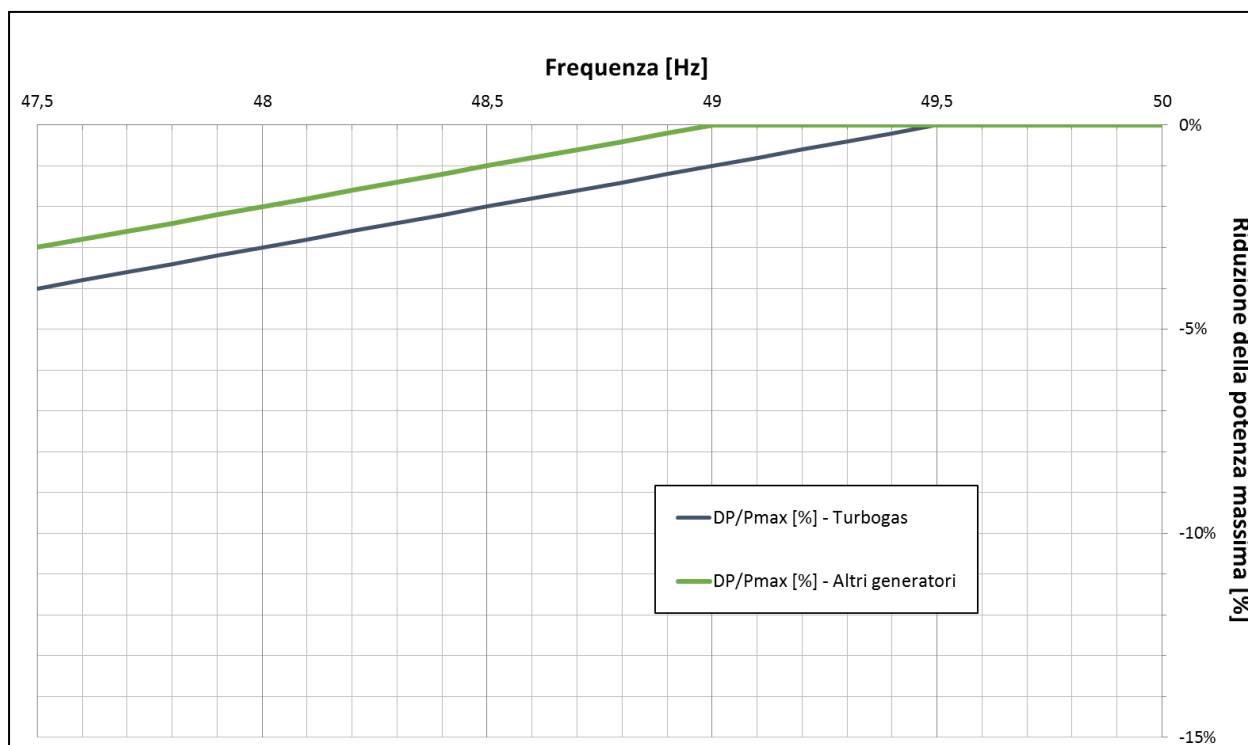
I parametri caratteristici di tali curve sono:

- per tutti **gruppi di generazione** sincroni diversi da turbogas, la riduzione della massima **potenza attiva** erogabile dal gruppo non deve essere superiore a 2% per ogni 1Hz di caduta di frequenza per valori inferiori a 49Hz, indipendentemente dalle condizioni ambientali;
- per i **gruppi di generazione** di tipo turbogas (o cicli combinati), la riduzione della massima **potenza attiva** erogabile dal **gruppo** non deve essere superiore a 2% per ogni 1Hz di caduta di frequenza per valori inferiori a 49,5Hz e per temperature inferiori a 0°C; per

temperature superiori o uguali a 0°C è ammesso un graduale aumento della riduzione della massima **potenza attiva** erogabile al variare della frequenza, fino ad un massimo di 4,5% per ogni 1Hz di caduta di frequenza sotto 49,5Hz.

Il valore percentuale della riduzione è riferito alla **potenza efficiente** del **gruppo**. Qualora la **potenza efficiente** fosse a sua volta influenzata dalle condizioni ambientali, la curva è da intendersi come riferita alla **potenza efficiente** in corrispondenza delle condizioni ambientali di esercizio.

Figura 6: Curve di riduzione massima della capability di potenza con frequenza in diminuzione



1C.5.3.3 Risposta a variazione di frequenza in modalità LFSM

I **gruppi di generazione** sincroni devono regolare lo scambio di **potenza attiva** con la **rete** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta ad ampie variazioni della frequenza della **rete** in sovra e sotto frequenza con le modalità denominate **LFSM-O** e **LFSM-U**.

Queste funzionalità non sono richieste ai **gruppi di generazione** che possono dimostrare di essere privi, per propria natura, di capacità regolante.

I principi di funzionamento delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** sono riportati nelle Figura 7 e Figura 8 con i seguenti parametri e precisazioni:

- l'accuratezza della misura di frequenza deve essere in accordo con lo standard industriale vigente e comunque non superiore a 10 mHz;
- la potenza P_{ref} rappresenta la **potenza efficiente** del **gruppo di generazione** sincrono;
- la soglia di frequenza di attivazione della modalità **LFSM-O** deve essere impostabile nel range 50,2-50,5Hz con un valore di default pari a 50,2Hz, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
- la soglia di frequenza di attivazione della modalità **LFSM-U** deve essere impostabile nel range 49,5-49,8Hz con un valore di default pari a 49,8Hz, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
- lo statismo di ciascuna delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** deve essere impostabile in modo indipendente in un range 2-12%:
 - lo statismo di entrambi le modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** deve essere impostato di default pari a 4% per i **gruppi di generazione** idroelettrici, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
 - lo statismo di entrambi le modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** deve essere impostato di default pari a 5% per i **gruppi di generazione** termoelettrici, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**; ciò vale anche per ogni **sezione** a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione dell'unità a vapore;
- l'attivazione della risposta **LFSM-O** o **LFSM-U** deve avvenire con

il più breve ritardo iniziale possibile; qualora tale ritardo superi i due secondi, il **Produttore** è tenuto a giustificarlo, fornendo dati tecnici al **Gestore**;

- la variazione di potenza deve essere eseguita con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo del **gruppo di generazione** sincrono (o dell'impianto se del caso), ossia il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico ed elettromeccanico del gruppo (o dell'impianto). In particolare devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
 - per i **gruppi di generazione** convenzionali a vapore, il massimo gradiente deve essere tale da:
 - garantire il funzionamento continuativo del gruppo e quindi evitare l'insorgere di blocchi/scatti del sistema caldaia/turbina,
 - non compromettere la riuscita di una eventuale manovra di **load rejection** se richiesta (paragrafo 1C.5.5)
 - per i **gruppi di generazione** di tipo turbogas (o a cicli combinati), il massimo gradiente non deve essere inferiore a 13%/min della **potenza efficiente del gruppo**;
 - per tutti gli altri tipi di **gruppi di generazione**, il gradiente deve essere significativamente superiore al 3% P_n/min della **potenza efficiente del gruppo**.
- Nella modalità di **LFSM-O** e **LFSM-U** i **gruppi di generazione**, se richiesto dall'entità della variazione della frequenza, devono erogare tutto il margine di potenza disponibile fino al raggiungimento dei **limiti operativi** rispettivamente di minima o massima potenza tenuto conto delle possibili limitazioni di cui al paragrafo 1C.5.3.2;
- Il **gruppo di generazione** deve essere in grado di funzionare in modo stabile sia in modalità **LFSM-O** sia in modalità **LFSM-U**.

Figura 7: Risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-O

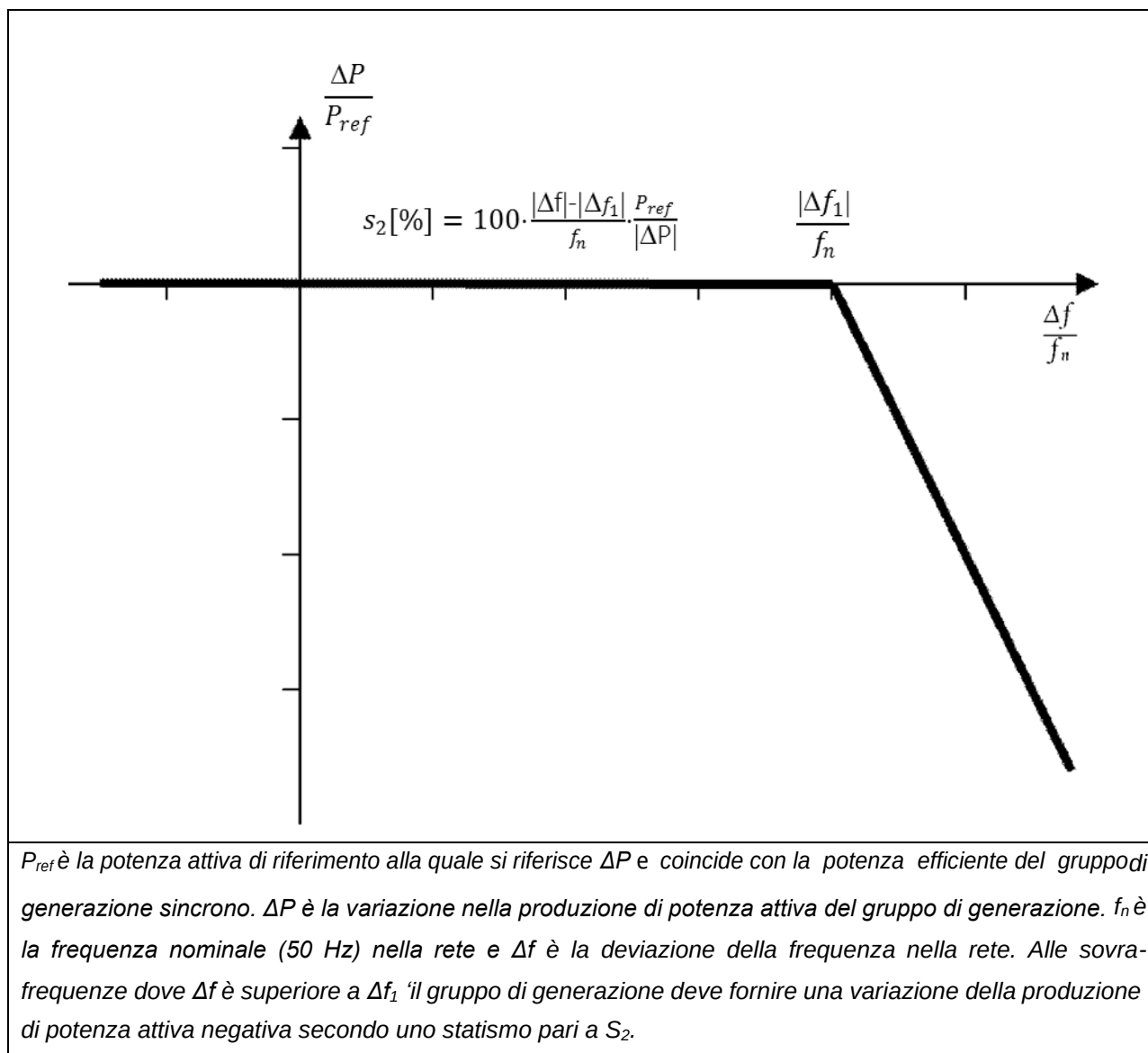
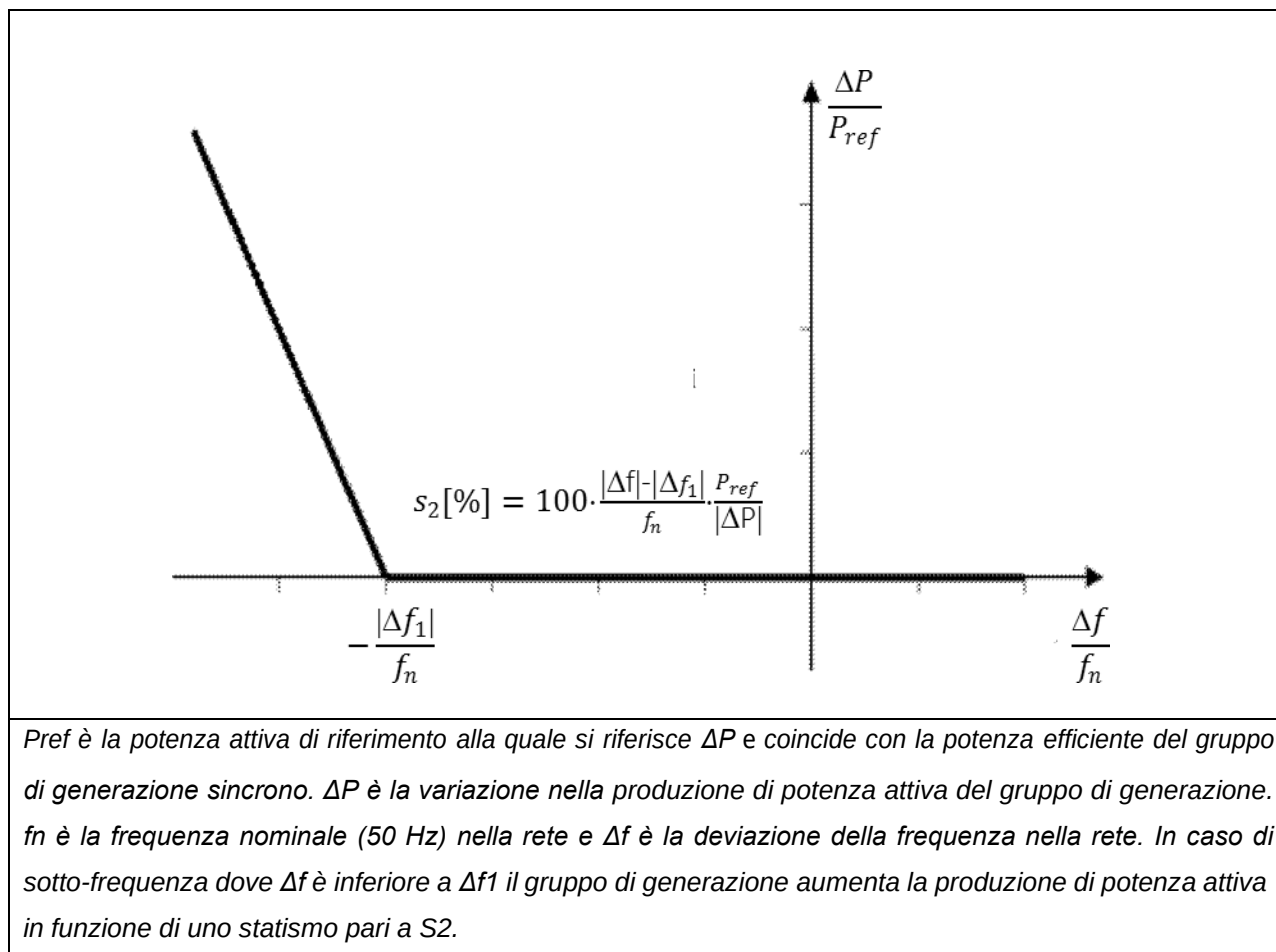


Figura 8: Risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-U

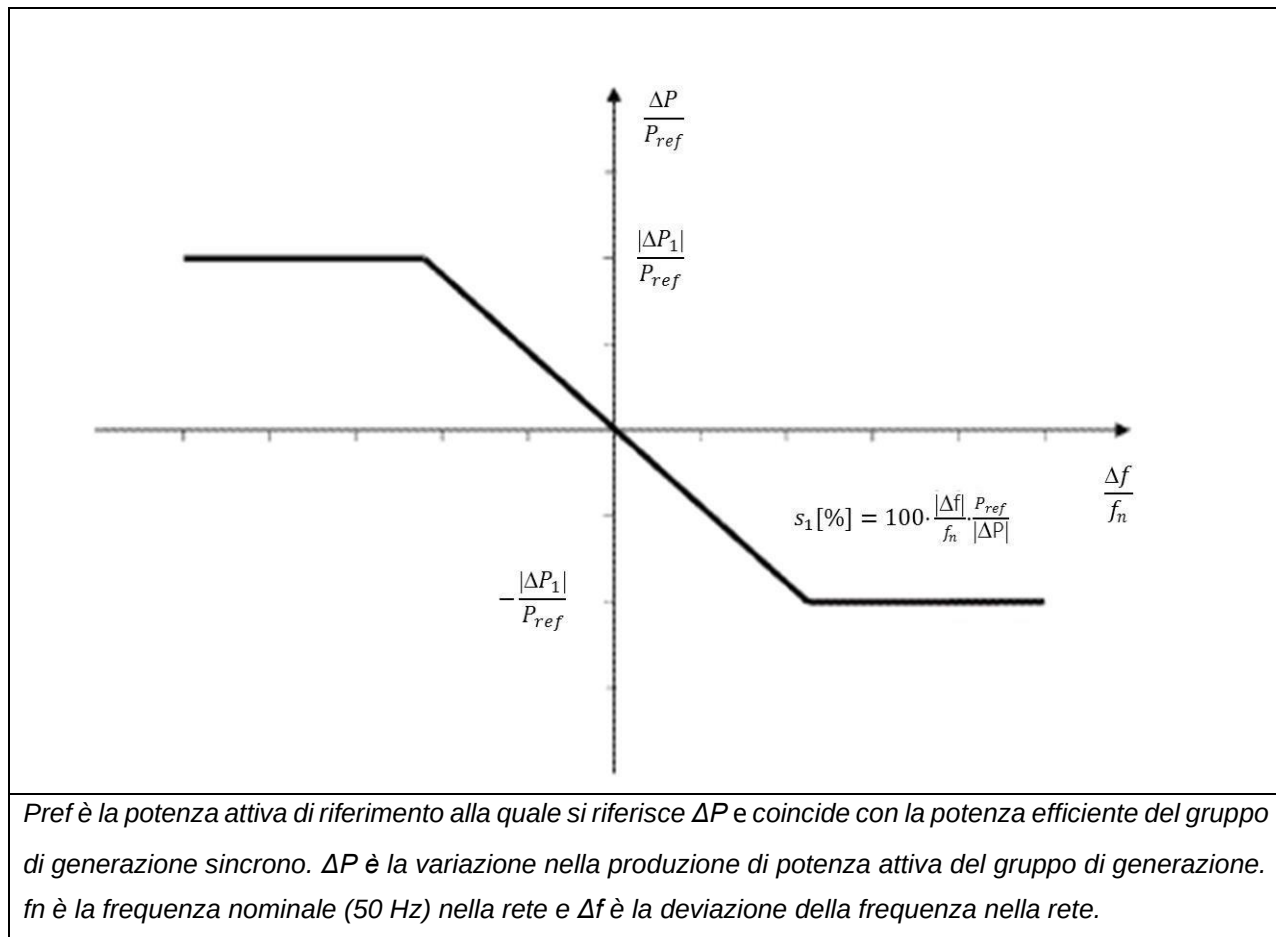


1C.5.3.4 Regolazione di potenza in modalità FSM

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di funzionare nella modalità denominata **FSM** che determina una variazione della produzione di **potenza attiva** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta a variazioni contenute della frequenza della **rete**. La modalità **FSM** viene utilizzata, assieme alle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** di cui al paragrafo 1C.5.3.3, per il servizio di **regolazione primaria di frequenza**.

Questa funzionalità non è richiesta ai **gruppi di generazione** che possono dimostrare di essere privi, per propria natura, di capacità regolanti.

Figura 9: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero



Il principio di funzionamento delle modalità **FSM** è riportato in Figura 9 con i seguenti parametri e precisazioni:

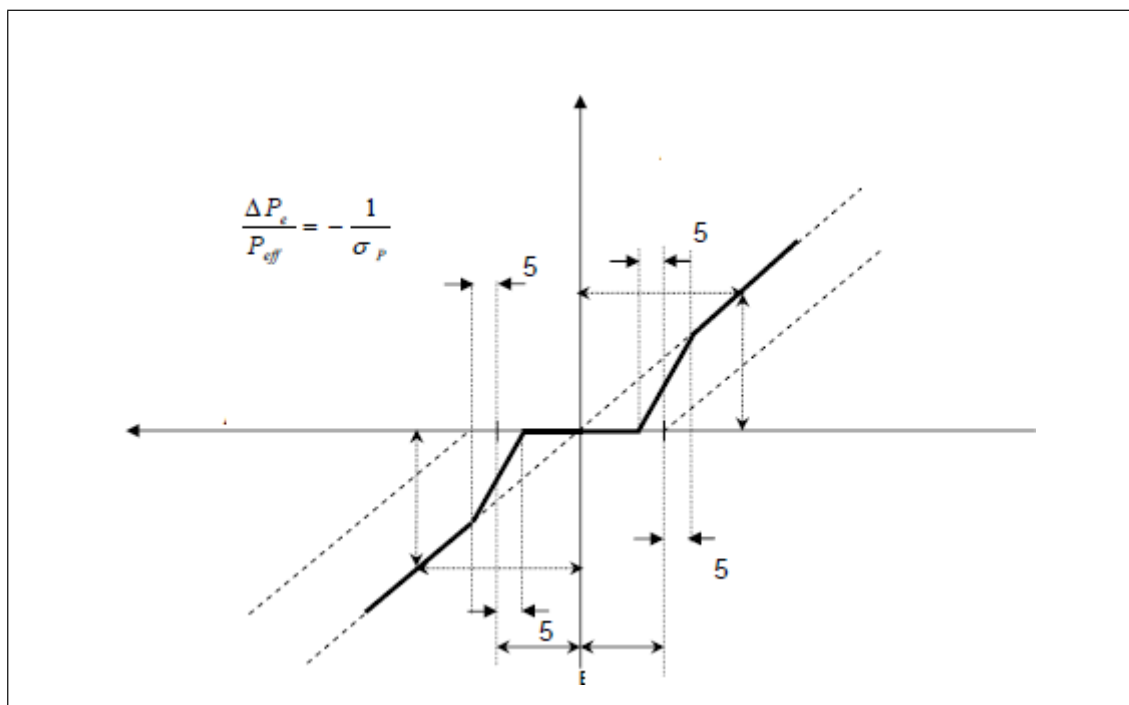
- l'accuratezza della misura di frequenza deve essere in accordo con lo standard industriale vigente e comunque non superiore a 10 mHz;
- la potenza P_{ref} rappresenta la **potenza efficiente** del **gruppo** se non diversamente specificato dal **Gestore**;
- l'insensibilità massima dei regolatori, cioè il limite tecnologico dei regolatori stessi, non deve essere superiore a ±10 mHz;
- la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** è proporzionale all'errore della frequenza secondo lo statismo impostato; lo statismo deve essere impostabile in un range tra 2 e 12% e, se non diversamente comunicato da **Gestore**, deve rispettare i seguenti limiti:

- lo statismo non deve essere superiore a 4% per i **gruppi di generazione** idroelettrici;
- lo statismo non deve essere superiore a 5% per i **gruppi di generazione** termoelettrici; a ciò deve attenersi anche ogni **sezione** a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore
- è ammessa la presenza di una banda morta intenzionale, impostabile nel range 0-500mHz; se non diversamente comunicato da **Gestore**, deve rispettare le seguenti prescrizioni:
 - la banda morta intenzionale non deve essere di norma superiore a ± 10 mHz per i **gruppi di generazione** convenzionali a vapore e i **gruppi di generazione** idroelettrici;
 - la banda morta intenzionale non deve essere di norma superiore a ± 20 mHz per i **gruppi di generazione** di tipo turbogas e i **gruppi di generazione** a vapore dei cicli combinati.

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito deve essere recuperato secondo uno schema simile all'esempio riportato in Figura 10;

- Per potenze comprese tra la potenza minima e massima erogabili, la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** non deve essere limitata in ampiezza se non per il raggiungimento dei limiti di **FSM** riportati in Tabella 4 o dei **limiti operativi** di minima o massima potenza tenuto conto delle possibili limitazioni di cui al paragrafo 1C.5.3.2.

Figura 10: Modalità di regolazione per la compensazione della banda morta dei regolatori



In caso di variazioni a gradino della frequenza, la risposta in potenza della modalità **FSM** deve essere attivata dal **gruppo** secondo una curva al di sopra o al più in corrispondenza della linea mostrata nella Figura 11, conformemente ai parametri specificati nella Tabella 4 stessa. Una volta attuata la variazione di potenza, il **gruppo di generazione** deve continuare ad erogare stabilmente il nuovo valore di potenza per almeno 30 minuti consecutivi se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza; nel caso intervengano ulteriori variazioni di frequenza, il **gruppo** deve continuare ad aumentare, o diminuire, la potenza erogata in funzione dell'errore di frequenza e dello statismo impostato.

Figura 11: Modalità di erogazione della risposta frequenza/potenza della modalità FSM

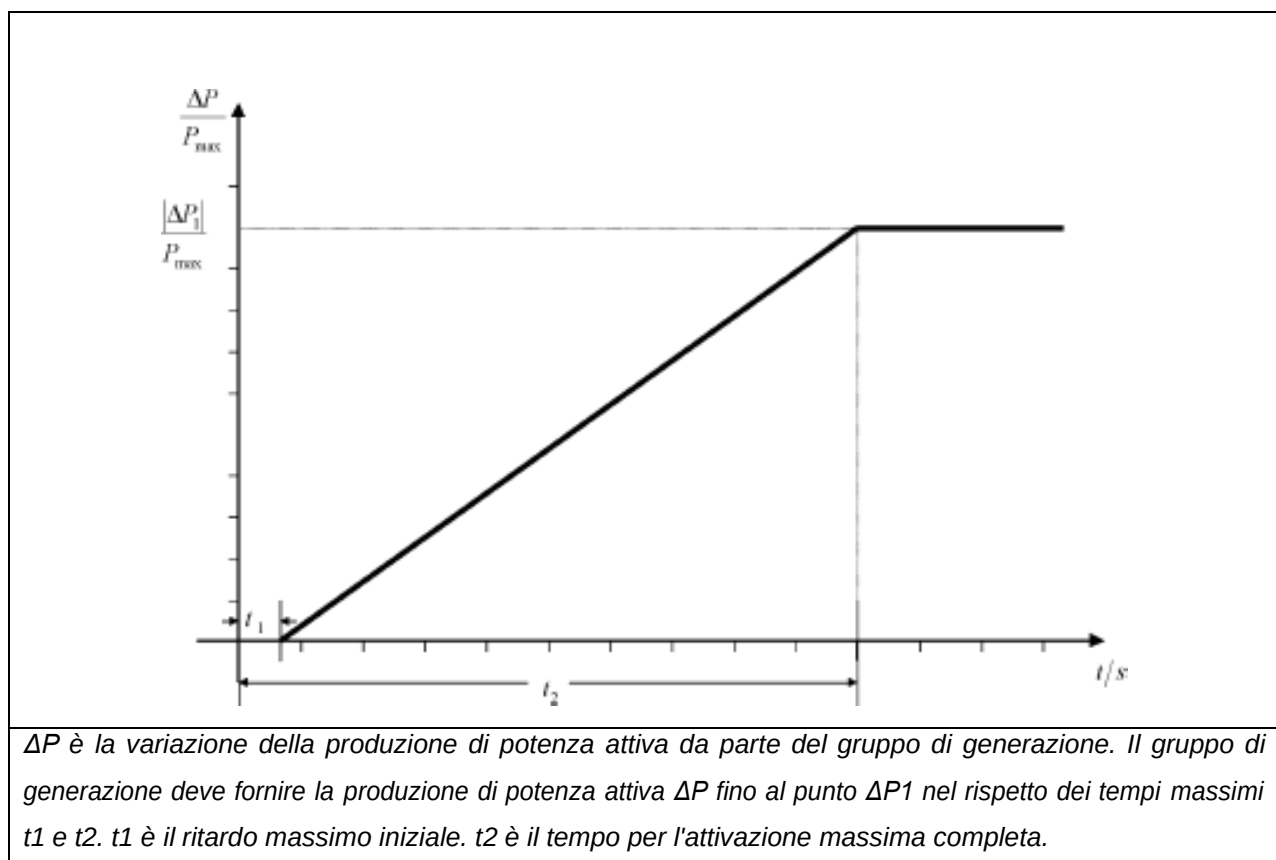


Tabella 4: Parametri per la risposta in frequenza FSM

	Gruppo di generazione idroelettrico	Gruppo di generazione termoelettrico
Ritardo iniziale ammissibile $t1$ in Figura 11	2s	2s
Ampiezza della risposta ($ \Delta P1 /P_{max}$)	10%	8%
Tempo di attivazione completa $t2$ in Figura 11	30s	30s

1C.5.3.5 Controllo del ripristino della frequenza

I **gruppi di generazione** sincroni abilitati alla fornitura del servizio di **regolazione secondaria della frequenza** devono essere in grado di partecipare al controllo del ripristino della frequenza (**regolazione secondaria di frequenza-potenza**) secondo le prescrizioni richieste dal

servizio. Le condizioni per l'abilitazione e le modalità di erogazione del servizio sono normate al Capitolo 4 del Codice di Rete e nell'Allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.3.6 Regolazione Integrale Locale di Frequenza (ILF)

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di operare in modalità di regolazione **Integrale Locale di Frequenza (ILF)** per concorrere al ripristino della frequenza nominale. Le specifiche di dettaglio della modalità **ILF** sono indicate nell'Allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

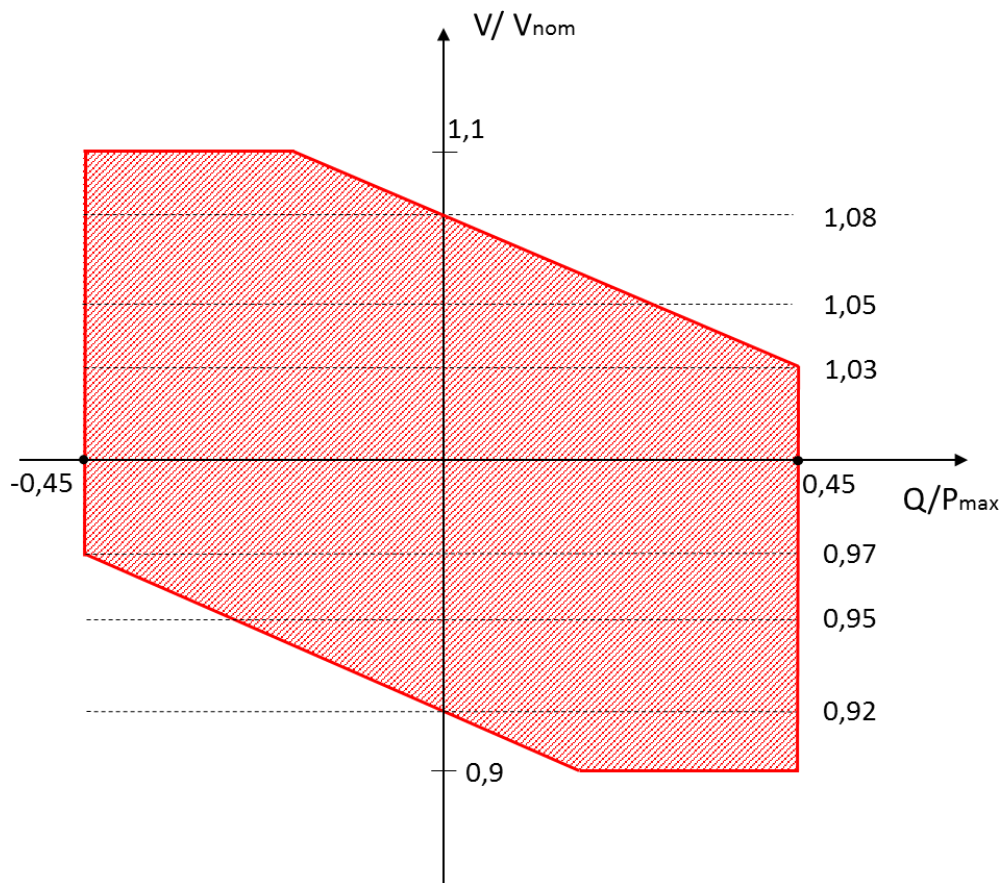
1C.5.4 *Requisiti in relazione alla stabilità di tensione*

1C.5.4.1 Capability della potenza reattiva

Un **gruppo di generazione** sincrono di tipo C connesso alla **rete** deve essere in grado di funzionare alla sua **potenza efficiente** P_{max} del **gruppo** con qualsiasi fattore di potenza al punto di connessione compreso tra 0,98 in assorbimento e 0,80 in erogazione di **potenza reattiva**.

Un **gruppo di generazione** sincrono di tipo D deve essere in grado di funzionare alla sua **potenza efficiente** P_{max} in qualsiasi punto della superficie di inviluppo del profilo U-Q/ P_{max} riportato in Figura 12. Il profilo rappresenta l'intervallo minimo di **potenza reattiva** atteso al PdC in base alla tensione del punto di connessione. Il **gruppo di generazione** deve inoltre essere in grado di spostarsi in tempi adeguati da un punto qualsiasi della superficie ad un altro.

Figura 12: Profilo U-Q/Pmax di un gruppo di generazione sincrono di tipo D



Quando funzionano ad una **potenza attiva** compresa tra la **potenza efficiente** ($P < P_{max}$) e il minimo tecnico dichiarato, i **gruppi di generazione sincroni** devono essere in grado di funzionare in qualsiasi punto del diagramma di capability P-Q comunicato al **Gestore** durante la fase di prima **connessione dell'impianto**. La documentazione dovrà essere aggiornata dal **Produttore** per ogni successiva modifica che comporta una variazione della capability di potenza reattiva rispetto a quanto comunicato in precedenza. Tale diagramma P-Q non deve significativamente limitare la capability effettiva dell'alternatore.

Infine, laddove esista una linea o un cavo di collegamento tra il PdC del **gruppo di generazione** sincrono e i morsetti **AT** del trasformatore elevatore, qualora richiesto dal **Gestore**, il **Produttore** deve provvedere alla compensazione della domanda di **potenza reattiva** della linea o del cavo.

1C.5.4.2 Sistema di controllo della tensione

I **gruppi di generazione** sincroni devono contribuire alla **regolazione primaria di tensione** che consiste nella **regolazione della tensione** ai morsetti di ciascun **gruppo**. Pertanto, devono essere dotati di un sistema di controllo automatico (**AVR** o **RAT**) dell'eccitazione conforme ai requisiti tecnici dell'Allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

I **gruppi di generazione** di potenza superiore o uguale a 50 MW devono inoltre installare dispositivi stabilizzanti per lo smorzamento delle pendolazioni di potenza (PSS) che rispettino le prescrizioni di cui all'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. I valori di taratura dei PSS vengono concordati con il **Gestore**. Per esigenze di **stabilità** del **SEN**, il **Gestore** potrà richiedere l'installazione di PSS anche a **gruppi di generazione** di tipo D di taglia inferiore.

1C.5.4.3 Funzionalità SART

Gli **impianti di generazione** sincroni in cui almeno un **gruppo di generazione** supera i 100 MVA hanno l'obbligo di fornire le risorse di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione di centrale** e per la **regolazione secondaria di tensione**, salvo diversa indicazione del **Gestore**. Questo obbligo significa che la **centrale** deve essere dotata della funzionalità SART le cui caratteristiche di dettaglio sono riportate nell'Allegato A.16 "Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Il **Gestore** si riserva di richiedere la funzionalità SART anche ad **impianti** con singoli **gruppi** di taglia inferiore a 100MVA, qualora rivestano particolare importanza ai fini della **regolazione della tensione**.

Le modalità di **regolazione** richieste (di **gruppo** ovvero di sbarra **AT** o **AAT**), eventuali profili di tensione da conseguire o programma di erogazione della **potenza reattiva** da attuare sono definiti nel **Regolamento di Esercizio**. Il **Gestore** invia al **Produttore** i livelli di riferimento di tensione o di **potenza**

reattiva da adottare con le modalità di cui all'Allegato A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo" oppure mediante il Sistema Comandi di cui all'Allegato A.34 "Sistema Comandi: formato messaggi" di cui all'Appendice A del presente Capitolo o sistemi analoghi per i **gruppi** (o UP) non abilitati.

1C.5.5 Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze

1C.5.5.1 Rialimentazione del sistema (black-start)

In base alle esigenze della **RTN** e secondo procedure che vengono stabilite nelle Regole per il dispacciamento (Capitolo 4 del Codice di Rete), un **gruppo di generazione** sincrono può essere selezionato dal **Gestore** per partecipare alla rialimentazione del sistema elettrico con il servizio di **black-start**. L'identificazione e la scelta dei gruppi sono fatte sulla base della loro ubicazione sulla **rete** e delle loro caratteristiche tecniche (presenti o implementabili tramite adeguamenti):

- significatività della potenza del singolo gruppo e dell'impianto a cui appartiene;
- capacità di avviamento rapido in assenza di alimentazione esterna;
- capacità di sincronizzarsi su un ampio range di frequenza e tensione;
- capacità di funzionare in parallelo con altri **gruppi di generazione** dentro un'isola⁷;
- ampiezza delle **curve di capability** di potenza reattiva;
- capacità di regolare la frequenza su **rete** separata entro ristretti limiti di variabilità ed anche a fronte della connessione di **carichi** di taglia significativa rispetto alla taglia del gruppo;
- capacità di regolare la tensione entro ristretti limiti di variabilità ed anche a fronte della connessione di **carichi** reattivi di taglia significativa rispetto alla capability del gruppo, che generano brusche variazioni di tensione, e di lanciare tensione sulle linee che compongono le direttrici di **riaccensione**.

⁷ Porzione di **RTN** isolata generalmente caratterizzata da basse potenze di corto circuito.

I requisiti tecnici delle **centrali/gruppi** aventi capacità di **black-start** (prima **riaccensione**) e le modalità per l'erogazione del servizio sono descritti nell'Allegato A.10 "Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale

" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. Le modalità di prova del servizio sono riportate nell'Allegato A.19 "Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.5.2 Rifiuto di carico e ri-sincronizzazione dopo una disconnessione dalla rete

In caso di disconnessione dalla **rete**, i **gruppi di generazione** sincroni devono essere in grado di effettuare la ri-sincronizzazione in linea con la strategia di **protezione** concordata tra il **Gestore** e il **Produttore** e definita nel **Regolamento di Esercizio**.

Qualora il tempo di ri-sincronizzazione del **gruppo di generazione** sia superiore a 15 minuti⁸ o in ogni caso qualora il gruppo di generazione sia un termoelettrico di tipo D il gruppo deve essere in grado di fornire, da qualsiasi punto di funzionamento nel diagramma di capability P-Q, il funzionamento in **rifiuto di carico** cioè deve garantire condizioni di funzionamento stabili a fronte di una disconnessione del **gruppo di generazione** dalla **rete**, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità.

L'identificazione del funzionamento in **rifiuto di carico** non deve basarsi esclusivamente sui segnali di posizione dell'apparecchiatura di manovra del gestore di sistema.

In particolare, i **gruppi di generazione** termoelettrici di tipo D devono essere in grado di continuare a funzionare in **rifiuto di carico** per un tempo minimo di 12 ore indipendentemente da un'eventuale **connessione** ausiliaria alla **rete** esterna.

Il tempo minimo di permanenza in **rifiuto di carico** può essere soggetto a

⁸ Il tempo minimo di ri-sincronizzazione di 15 minuti è da intendere come tempo minimo necessario ad un **gruppo di generazione** per ri-sincronizzarsi con la **RTN** una volta che è stata ripristinata l'alimentazione nel **PdC**.

revisione sulla base delle risultanze delle prove di conformità e delle esigenze di esecuzione della **riaccensione**.

1C.5.5.3 Partecipazione al piano di alleggerimento del carico

I **gruppi di generazione** sincroni in funzionamento da **carico**, compresi gli impianti idroelettrici con accumulo per pompaggio, devono disconnettere il proprio **carico**, tranne i servizi ausiliari, in condizioni di sotto-frequenza.

Le soglie di sotto-frequenza sono comunicate dal **Gestore** e riportate nel **Regolamento di Esercizio** dell'impianto. I criteri ed i valori delle soglie da implementare sono identificati dal **Gestore** sulla base di considerazioni sui possibili scenari di transitori di **rete** e sono riportati nell'Allegato A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.5.4 Teledistacco

Il **Gestore** può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando vengano installati nell'impianto del **Produttore** e dedicati a funzioni particolari quali il telescatto e telecomando dei **gruppi di generazione** e/o al distacco di **carico** e alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto), la cui installazione è a carico del **Produttore**, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni, relative all'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Gli Allegati A.52 "Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione" e A.69 "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo, descrivono le caratteristiche tecniche funzionali dell'apparato UPDM e le modalità di **connessione** al sistema di difesa.

1C.5.5.5 Funzionalità di stimolazione degli impianti idroelettrici

I regolatori di velocità dei **gruppi di generazione** idroelettrici devono poter

Cap. 1C-35

ricevere un segnale di stimolazione direttamente dalle sale controllo del **Gestore**, o dai relativi punti di conduzione. Il dettaglio di funzionamento è riportato nell'Allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.6 Requisiti per la gestione del sistema

1C.5.6.1 Entrata in servizio e (ri-)connessione

Le condizioni per l'entrata in servizio di un **gruppo di generazione** dopo una fermata intenzionale oppure a seguito dell'intervento del sistema di protezione del gruppo sono concordate tra il **Gestore** e il **Produttore** e sono riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

In regola generale, l'entrata in servizio è ammessa solo dopo aver ricevuto l'esplicito consenso dal **Gestore**, e con la **rete** che si trova all'interno del range di funzionamento di tensione e frequenza indicati al paragrafo 1C.5.1. In ogni modo, il **Gestore** può negare l'entrata in servizio del **gruppo**, anche in presenza di valori di tensione e frequenza interni agli intervalli indicati sopra, qualora le condizioni della **rete** non siano favorevoli per il parallelo (disturbi di **rete**, **disservizi**, ...).

Qualora esplicitamente previsto dal **Regolamento di Esercizio**, è ammessa che l'entrata in servizio sia gestita in modo automatico, vale a dire senza l'esplicito consenso dal **Gestore**, previo le seguenti verifiche delle condizioni della **rete** da parte dell'automatismo:

- la tensione al punto di connessione (di seguito PdC) deve mantenersi nell'intervallo 90 - 110 % della **tensione nominale**;
- la frequenza al PdC deve essere non superiore ad un valore regolabile tra 50 e 51 Hz a step di 0.05 Hz; il valore è impostato di default a 50,2 Hz, salvo diverse indicazioni dal **Gestore**;
- le condizioni di tensione e frequenza al PdC sopra devono essere verificate per un tempo minimo selezionabile in un intervallo tra 0 s e 900 s con step di variazione non superiore a 5 s; il tempo minimo è impostato di default a 30 s, salvo diverse indicazioni dal **Gestore**.

Durante le manovre per l'entrata in servizio del gruppo, la chiusura dell'interruttore di parallelo deve essere gestita da dispositivi di sincronizzazione di tipo "synchro-check" in grado di impedire l'esecuzione della manovra quando la differenza di tensione in modulo ed in fase o lo scorrimento con la **rete** superano determinati livelli. Le impostazioni delle soglie devono essere conformi a quelle utilizzate per i dispositivi di **rete** indicati nell'Allegato A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Una volta connesso alla **rete**, il **gruppo di generazione** può incrementare gradualmente la propria potenza fino al valore di programma (valore target) secondo il gradiente concordato con il **Gestore** che non può essere superiore al 20% al minuto della **potenza efficiente**.

1C.5.6.2 Limiti di rampa

Le variazioni della **potenza attiva** target a salire e a scendere di cui al paragrafo 1C.5.3.1 devono essere limitate in rampa. Il valore della rampa deve essere concordato con il **Gestore**, tipicamente nel range 1÷20%/minuto della **potenza nominale** del **gruppo di generazione**, tenendo conto delle caratteristiche specifiche del **gruppo di generazione** e in particolare della tecnologia del motore primo e della fonte primaria di energia.

Queste limitazioni di rampa di variazioni della **potenza attiva** dei **gruppi di generazione** rispondono ad esigenze di esercizio del **SEN** di evitare che delle variazioni di **potenza attiva** troppo veloci o troppo lente possano degradare la qualità del servizio di **regolazione della frequenza**.

Le limitazioni di rampa di cui sopra non si applicano ai casi in cui sia il **Gestore** a richiedere esplicitamente una variazione del **carico** con una rampa diversa da quella concordata precedentemente oppure ai servizi di **rete** (obbligatori o opzionali) che contemplano variazioni di **carico** con rampe fuori dal range sopra riportato.

1C.5.6.3 Sistema di protezione

Il sistema di **protezione** di un **gruppo di generazione** ha la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenendo conto della sicurezza del sistema nonché della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini e contenendo i danni al **gruppo di generazione**.

Le prescrizioni del presente paragrafo vanno ad aggiungersi ai requisiti generali sulle **protezioni** già descritti al paragrafo 1C.4.

1C.5.6.3.1 Protezioni contro i guasti interni

L'insieme minimo di **protezioni** da adottare per la **protezione** di ogni singolo **gruppo di generazione** è costituito da quelle elencate qui di seguito:

Protezioni elettriche:

- (a) differenziale di generatore per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 10 MVA;
- (b) minima impedenza con dispositivo anti-pendolante per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 20 MVA;
- (c) terra-statore;
- (d) terra-rotore;
- (e) sotto-eccitazione e/o perdita di eccitazione;
- (f) massima tensione;
- (g) direzionale di **potenza attiva** per **gruppi di generazione** termoelettrici;
- (h) massimo flusso per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 50 MVA;
- (i) perdita di passo per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 100 MVA;
- (j) differenziale di trasformatore elevatore o totale per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 10 MVA;
- (k) **protezione** distanziometrica lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore con una zona di misura orientata in direzione trasformatore, per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza pari o superiore a 200 MVA;
- (l) massima corrente lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore, per **gruppi di generazione** con alternatori di potenza inferiore a 200 MVA, associata ad una protezione a minima tensione;

- (m) mancata apertura interruttore di **gruppo** per **gruppi di generazione** con alternatori pari o superiore a 20 MVA.

Protezioni non elettriche:

- (a) massima velocità;
- (b) massima temperatura parti attive e/o fluido refrigerante.

Le **protezioni** per “sotto-eccitazione e/o perdita di eccitazione”, “massima tensione”, “direzionale di potenza attiva”, “massimo flusso” e “perdita di passo” sono sensibili a perturbazioni sulla **rete** (quali **guasti** e oscillazioni elettromeccaniche) nonché a **condizioni di emergenza e di ripristino** della **rete** stessa. La taratura di tali **protezioni** deve, quindi, essere concordata con il **Gestore**.

La **protezione** per mancata apertura dell'interruttore di **gruppo** può inviare un comando di apertura ad interruttori installati nella **stazione di consegna** o nella/e stazione/i limitrofa/e tramite telescatto.

Le **protezioni** contro i **guasti** interni devono comandare il blocco del **gruppo di generazione**.

1C.5.6.3.2 *Protezioni contro i guasti esterni*

Un **gruppo di generazione** sincro deve essere dotato di un sistema di **protezioni** in grado di separarlo dalla **rete** in caso di **guasti** nella **rete** non eliminati correttamente dalle **protezioni** di **rete**. Gli schemi e le tarature devono essere coordinati con quelli delle **protezioni** nella **rete** e sono quindi stabilite dal **Gestore** sulla base dei criteri riportati negli Allegati A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” e A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all'Appendice A del presente Capitolo. In relazione alle esigenze del sistema elettrico cui è connesso il **gruppo**, le tarature potranno anche essere discordanti da quelle indicate nell'Allegato A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all'Appendice A del presente Capitolo. In particolare, l'impianto del **Produttore** connesso direttamente, o tramite linea, a stazioni di consegna dotate di **protezione** contro la mancata apertura

dei relativi interruttori, deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare ai propri interruttori. In particolare, tale esigenza si presenta nel caso in cui l'impianto del **Produttore** sia collegato alla **stazione di consegna** tramite collegamento privo di interruttore nel lato stazione.

Altre **protezioni** sensibili a eventi di **rete** diverse da quelle riportate negli Allegati A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" e A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo devono essere dichiarate dal **Produttore** e le tarature relative concordate con il **Gestore** in modo da garantire il coordinamento con le tarature delle **protezioni di rete**.

Le **protezioni** contro i **guasti** esterni devono limitarsi all'apertura dell'interruttore **AT** o **AAT** del **gruppo**, allo scopo di separare il generatore ed il trasformatore elevatore dalla **rete**. Inoltre, qualora previsto ed in accordo con quanto prescritto al paragrafo 1C.5.5.2, il **gruppo di generazione** deve mantenersi in servizio sui propri servizi ausiliari, pronti alla ripresa del parallelo con la **rete**.

1C.5.6.4 Sistema di controllo

Gli schemi e le impostazioni del sistema di controllo di un **gruppo di generazione** sono concordati tra il **Produttore** e il **Gestore**, sulla base della documentazione fornita dal **Produttore** per la redazione del **Regolamento di Esercizio** nell'ambito della procedura di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente Capitolo. Le impostazioni del sistema di controllo devono altresì essere fornite al **Gestore** secondo le prescrizioni dell'Allegato A.65 "Dati tecnici strutturali" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Eventuali modifiche degli schemi e/o delle impostazioni successive alla fase di prima **connessione** devono sempre essere prima concordate con il **Gestore**.

1C.5.6.5 Priorità azioni di controllo, azioni di protezione

Il **Produttore** organizza i dispositivi di **protezione** e di controllo dell'impianto in base al seguente ordine di priorità (decrescente):

- i) **protezione della rete** e del **gruppo di generazione**;
- ii) inerzia sintetica, ove applicabile;
- iii) controllo della frequenza (**regolazione della potenza attiva**);
- iv) limitazione della potenza;
- v) limitazione della rampa di potenza.

1C.5.6.6 Monitoraggio e scambio di informazioni

Di seguito sono elencate le tipologie di informazioni che ciascun **Produttore** deve trasmettere al **Gestore**. L'elenco di dettaglio e le modalità di scambio delle informazioni sono stabiliti, per ciascun **impianto di generazione**, nel **Regolamento di Esercizio**. Per eventuali esigenze legate alla sicurezza del **SEN**, il **Gestore** si riserva la facoltà di richiedere ulteriori informazioni.

1C.5.6.6.1 Telecontrollo in tempo reale

Un **gruppo di generazione** deve essere dotato di una **RTU** per la trasmissione delle telemisure e telesegnali necessari per l'esercizio in tempo reale della **rete**, in particolare nell'ambito dei seguenti processi:

- telecontrollo;
- **monitoraggio** da remoto;
- teleconduzione, con esclusivo riferimento ad operazioni di teledistacco;
- 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 al paragrafo 1C.4 del presente capitolo e negli Allegati A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo" e A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

Per quanto riguarda il monitoraggio in tempo reale della modalità di funzionamento **FSM**, gli **impianti di generazione** devono scambiare con il

Gestore tramite **RTU** un set di dati che comprenda almeno le seguenti telemisure:

- **Potenza attiva del gruppo di generazione** (o dell'Unità di Produzione, se necessario per la fornitura di un servizio di rete) - 4" (configurabile tra 1 e 4 s)
- Riferimento di potenza⁹ - 4" (configurabile tra 1 e 4 s)
- Frequenza dal canale del regolatore di velocità dei **gruppi di generazione** - 4" (configurabile tra 1 e 4 s)
- Frequenza di **rete** - 4" (configurabile tra 1 e 4 s)

Per le caratteristiche di dettaglio delle telemisure per il monitoraggio della **FSM** vale quanto specificato nell'Allegato A.73 "Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Inoltre, i **gruppi di generazione** di taglia superiore o uguale a 50 MVA devono installare una PMU (Phasor Measurement Unit) in corrispondenza delle 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**.

1C.5.6.6.2 *Sistema di monitoraggio dei guasti*

I sistemi di **monitoraggio** ai fini dell'Analisi delle Perturbazioni che devono essere installati dal **Produttore** sono definiti nell'Allegato A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

In particolare, i **gruppi di generazione** connessi alla **rete** con **potenza nominale** uguale o superiore a 50 MVA, o gli **impianti di produzione** con **potenza nominale** complessiva uguale o superiore a 50 MVA, purché la relativa produzione sia riferibile ad un unico **punto di immissione** e allo stesso **Produttore**, devono essere equipaggiate con un

⁹ Corrisponde alla potenza lorda impostata nel regolatore di carico del **gruppo**, al netto dell'eventuale contributo di **regolazione primaria** ma comprensivo dell'eventuale contributo di **regolazione secondaria** e a valle dell'limitatore finale di gradiente d'impianto

oscilloperturbografo per l'acquisizione delle perturbazioni elettromeccaniche che si manifestano al loro interno e del relativo comportamento degli apparati di **protezione**. Sono inclusi in questa classificazione i trasformatori elevatori associati alle **unità di produzione**.

I **gruppi di generazione** di taglia superiore o uguale a 50 MVA devono inoltre essere dotati di un ulteriore sistema di **monitoraggio** continuo, denominata PErturbografo per Gruppi di GEnerazione (PEGGE) o tachi-perturbografo, in grado di registrare le grandezze significative del **generatore** e del processo di generazione durante i transitori elettromeccanici ritenuti rilevanti ai fini dell'integrità del **sistema elettrico**. Le registrazioni fatte dal sistema PEGGE risultano di fondamentale rilevanza per lo svolgimento degli studi di ricostruzione degli eventi, per l'analisi della sicurezza dinamica del sistema e per il continuo miglioramento delle strategie di controllo della **rete** in **condizioni di emergenza**.

Le caratteristiche di dettaglio dei sistemi sopra e le grandezze da monitorare devono essere concordate con il **Gestore** sulla base delle informazioni riportate nell'Allegato A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.6.6.3 *Informazioni per la rapida ripresa del servizio*

A seguito di un disservizio, il **Produttore** deve comunicare tempestivamente al **Gestore**:

- la disponibilità del **gruppo** (o 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.

Le informazioni dei **registratori cronologici di eventi (RCE)**, presso l'impianto del **Produttore** e limitatamente ai confini tra **RTN** ed impianto, devono pervenire al **Gestore** entro 10 secondi dall'evento.

1C.5.6.6.4 *Informazioni per la ricostruzione dei disservizi*

In ottemperanza agli obblighi riportati nell'Allegato A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo, per la ricostruzione dei disservizi il **Produttore** è tenuto a rendere disponibili al **Gestore**:

- le registrazioni rilevate da **oscilloperturbografi** (relative ai valori istantanei di corrente e di tensione, ai segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di **protezione**, ecc...);
- le registrazioni cronologiche di eventi complete (**RCE**);
- le registrazioni di transitori elettromeccanici;
- le segnalazioni locali.

A seguito di un **guasto**, le registrazioni e segnali di **oscilloperturbografia**, perlomeno quelle relative agli stalli **AT** di confine con la **RTN**, devono pervenire in maniera automatica al **Gestore** entro 10 minuti dall'evento.

1C.5.6.7 *Modelli di simulazione*

È richiesta la fornitura di modelli di simulazione dei **gruppi di generazione** con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:

- Regime stazionario
- Regime elettromeccanico (RMS) considerato anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
- Regime elettromagnetico (EMT)

Il modello deve contenere i singoli generatori sincroni, la **rete** interna **MT** ed il/i trasformatore/i **MT/AT** e deve fornire risposte congruenti con la reale risposta del **gruppo** a fronte di gradini di **carico**, gradini di tensione, transitori di frequenza e **corto circuiti** simmetrici e dissimmetrici e delle prove di conformità di cui ai paragrafi 1C.5.7.2 e/o 1C.5.7.3. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Tutti i modelli statici e dinamici dovranno essere forniti, completi di parametrizzazioni e limitazioni, come di seguito descritto. In ogni caso, il **Gestore** si riserva di richiedere ulteriori informazioni:

- il modello della **regolazione primaria e secondaria della frequenza e della tensione**;
- il modello delle **protezioni** di frequenza, tensione, perdita di passo;
- i modelli della turbina, del ciclo termico e della condotta forzata;
- i modelli delle capability P/Q in dipendenza della tensione del **gruppo di generazione**;
- il modello del PSS se presente.

I modelli possono essere forniti in free format ovvero fogli Excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati i parametri utilizzati, le funzioni di trasferimento e le equazioni utilizzate. Il **Gestore** può comunque richiedere i modelli dinamici completi utilizzati in formati standard su software di simulazione di larga diffusione.

1C.5.6.8 Qualità della potenza

In **condizioni di normale funzionamento** della **rete**, la connessione di un **gruppo di generazione** non deve causare un degrado delle prestazioni della **rete**, nel punto di connessione, oltre i livelli di disturbo di seguito definiti dal **Gestore**, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

Per la valutazione dell'impatto sulla **rete** del nuovo **gruppo di generazione**, il **Produttore** fornisce, all'atto della **richiesta di connessione**, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di disturbi; sulla base di tali dati il **Gestore** valuta gli effetti sulla **rete**, in condizioni di minima **potenza di corto circuito** sulla **rete** stessa.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo **gruppo di generazione**, che si connetta alla rete o che intenda apportare rilevanti modifiche all'impianto già esistente, sono fissate dal **Gestore** tenendo conto dei valori di pianificazione adottati, della **potenza di corto circuito** nel punto

di connessione (di seguito PdC) del **gruppo**, dei dati caratteristici del **gruppo** e dei parametri caratteristici della **rete** nel nodo, 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 **richiesta di connessione**.

Nelle porzioni di **rete** caratterizzate da livelli di disturbi vicini ai limiti di pianificazione è consentita la connessione di nuovi impianti disturbanti, previa effettuazione degli interventi necessari a garantire il rispetto dei limiti di pianificazione.

In funzione del **sito di connessione** e delle condizioni della **rete**, il **Gestore** si riserva comunque in una fase successiva di richiedere al **Produttore** l'installazione di ulteriori sistemi di compensazione al fine di garantire gli standard qualitativi della **RTN**.

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

In assenza di **guasto** sulla **rete** o di **interruzioni** di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da un **gruppo di generazione** deve essere tale che il **grado di dissimmetria della tensione** nel **PdC**, rimanga inferiore all'1% per le **reti** con **tensione nominale** inferiore od uguale a 150 kV ed inferiore allo 0.8% per le **reti** con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di **connessione** in un **nodo** della **RTN** con una **potenza di corto circuito** inferiore a 500 volte la **potenza efficiente** del **gruppo di generazione**, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel **PdC** deve essere inferiore a:

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

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale del **gruppo di generazione**, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di **corto circuito** trifase al **nodo** di **connessione**, P_n la **potenza nominale** del **gruppo di generazione**.

Il parametro E_{ui} è definito dal **Gestore** in base alle caratteristiche della **rete nel Punto di Connessione**:

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

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** inferiore a 110kV;
- 225 MVA per **reti** con **tensione nominale** superiore od uguale a 110kV ed inferiore a 220kV;
- 350 MVA per **reti** con **tensione nominale** di 220kV;
- 1000 MVA per **reti** con **tensione nominale** di 380kV.

ii) Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche 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 del **gruppo di generazione**, non superino nel PdC i valori indicati nelle Tabelle¹⁰ di seguito riportate.

¹⁰ Le Tabelle sono stabilite sulla base della norma IEEE 519 [42] e sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

Ordine armonico ¹¹						
I_{cc}/I_L ⁽¹²⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	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 ⁽¹³⁾						

Tabella 5: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV.

Ordine armonico ⁽¹¹⁾ più sopra						
I_{cc}/I_L ⁽¹²⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	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 ⁽¹³⁾						

Tabella 6: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV.

iii) Distorsione armonica della tensione

Le emissioni di armoniche di un **gruppo di generazione** devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** (THD_v) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel punto di connessione, considerato anche il contributo apportato dal nuovo gruppo stesso, non superi i seguenti valori:

- THD_v ≤ 2,5% per le **reti a tensione nominale** inferiore a 220 kV;
- THD_v ≤ 1,5% per le **reti con tensione nominale** superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione di un **gruppo di generazione** si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni del **gruppo** in termini di distorsione della corrente sono

¹¹ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

¹² I_{cc} è la massima corrente di **corto circuito** nel punto di connessione del **gruppo di generazione** (o parco di generazione).

¹³ I_L è la corrente nominale del **gruppo di generazione** (o del parco di generazione) connesso nel punto di connessione.

conformi ai limiti di cui sopra e sono tali che i limiti di distorsione della tensione non vengano superati; in tale caso, il **gruppo** può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;

- le emissioni del **gruppo** in termini di distorsione della corrente sono superiori ai limiti di cui sopra o sono tali che i limiti di distorsione della tensione siano superati; in questo caso, la **connessione** è condizionata ad una ulteriore compensazione tale da rientrare nei limiti di pianificazione.

iv) Flicker

Riguardo l'effetto flicker, i valori assunti in sede di pianificazione della **RTN** dell'**indice di severità del flicker a breve termine (P_{st})** e dell'**indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt})** sono 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

v) Rapid Voltage Change

Inoltre, le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della **potenza** scambiata con la **rete** non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto (IEC/TR 61000-3-7):

Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %	
	MV	HV/EHV
$n \leq 4$ per day	5-6	3-5
$n \leq 2$ per hour and > 4 per day	4	3
$2 < n \leq 10$ per hour	3	2,5

1C.5.7 Conformità degli impianti

Il **Produttore** deve assicurare che ogni **gruppo di generazione** (sincrono o parco di generazione) sia conforme alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo per tutta la durata di vita dell'**impianto** e deve informare il **Gestore** in caso di modifiche o di incidenti/**guasti** che possano avere ripercussioni sulla conformità alle Regole Tecniche.

Il **Gestore** valuta la conformità dei **gruppi di generazione** alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo per tutta la durata di vita dell'impianto (oltre che nella fase di **connessione**) e informa il **Produttore** sull'esito delle valutazioni che sono effettuate sulla base di:

- Informazioni, documenti e dati forniti dal **Produttore** durante il processo di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente capitolo (o in seguito a modifiche) oppure successivamente ogniqualvolta richiesti dal **Gestore** (paragrafo 1C.5.7.1);
- Verifiche/prove effettuate dal **Gestore** o dal **Produttore** su richiesta del **Gestore** anche in regime di autocertificazione (paragrafo 1C.5.7.2);
- **Monitoraggio** in tempo reale e durante i **guasti** (paragrafo 1C.5.6.6);
- Simulazioni delle prestazioni dei **gruppi di generazione** effettuate dal **Produttore** su richiesta del **Gestore** oppure direttamente dal **Gestore** (paragrafo 1C.5.7.3).

1C.5.7.1 Informazioni e documenti che il Produttore è tenuto a fornire al Gestore

I **Produttori** devono fornire al **Gestore** informazioni e documenti atti a descrivere le caratteristiche dei loro impianti per ogni singolo **gruppo di generazione**. I dati dichiarati devono riferirsi a quelli di **esercizio**. Qualora il **Produttore** non fornisca i dati richiesti, il **Gestore** ne dà comunicazione all'**Autorità**.

I dati devono essere forniti all'atto della **richiesta di connessione** o in seguito a modifiche dei dati tecnici dei **gruppi di generazione** conseguenti a modifiche delle capacità tecniche o ad incidenti operativi o **guasti**, oppure ogniqualvolta richiesti dal **Gestore**.

In generale, i documenti e le informazioni utili alla valutazione della conformità sono compresi nei documenti e nelle informazioni richiesti durante il processo di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente capitolo e riguardano (lista non esaustiva):

- informazioni generali sulla tipologia d'impianto;
- la tipologia di processo e le fonti primarie;
- i vincoli legati al processo, limitativi delle prestazioni tipiche della tipologia d'appartenenza, e gli eventuali vincoli di natura ambientale;
- le caratteristiche principali ai fini della individuazione della flessibilità in **esercizio**, come indicato al Capitolo 4;
- le caratteristiche del **gruppo di generazione** e dell'impianto descritte nell'Allegato A.65 "Dati tecnici strutturali" di cui all'Appendice A del presente Capitolo necessarie ai fini della caratterizzazione del comportamento elettrico dell'impianto; si tratta in particolare delle caratteristiche necessarie alla esecuzione di calcoli in regime statico e dinamico, quali **corto circuito**, load flow, transitori elettromeccanici;
- le caratteristiche dei regolatori e delle curve di capability, ai fini della caratterizzazione della capacità di fornire servizi di sistema;
- i dati relativi ai tassi di **guasto**; qualora questi dati non siano resi disponibili dai **Produttori**, il **Gestore** assumerà, per le valutazioni di propria competenza, i valori corrispondenti ai dati storici della medesima

- tipologia di impianto o i dati reperibili sulla bibliografia tecnica;
- i valori dei rendimenti dell'**impianto di produzione**;
- la capacità ad alimentare porzioni isolate della **rete** di trasmissione e/o **carichi propri**;
- la capacità a sopportare il **rifiuto di carico**;
- la capacità a fornire il servizio di **riaccensione**.

1C.5.7.2 Verifiche

Il **Gestore** definisce le procedure per le verifiche concernenti:

- (a) il livello e le funzioni di controllo della **potenza attiva e reattiva** immessa in **rete**;
- (b) le funzioni automatiche di distacco dei **gruppi di generazione** al verificarsi di prestabilite condizioni di rete;
- (c) l'attuazione delle azioni di **rifiuto di carico** (vedi paragrafo 1C.5.5.2);
- (d) l'attuazione delle azioni previste durante le fasi di ripristino del servizio elettrico in seguito ad **interruzioni** del servizio medesimo;
- (e) la funzionalità degli apparati di **protezione** sottoposti ad azioni di coordinamento con i dispositivi di **protezione** installati sulla **RTN**.

Le verifiche ai punti c) e d) precedenti sono propedeutiche a prove più complesse di verifica delle procedure di **riaccensione** del sistema elettrico e devono essere ripetute periodicamente. Esse devono riguardare la funzionalità degli impianti utilizzati per la predisposizione delle direttrici di **riaccensione** con riferimento:

- (a) alle prove di **rifiuto di carico** dei **gruppi** termoelettrici;
- (b) alle prove di distacco dalla **rete** delle **centrali** di prima **riaccensione**, oppure di semplice avvio a seguito di fermate programmate, con ripartenza in condizioni di **black start up**.

Il **Gestore** definisce le procedure per valutare la conformità degli impianti per l'accertamento della veridicità delle dichiarazioni rilasciate dai **Produttori** e dei parametri tecnici descritti in **GAUDI** e, in particolare, per la verifica dei seguenti aspetti:

- Requisiti tecnici di connessione e prestazioni dei sistemi di controllo (Allegato A.18 “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore” di cui all’Appendice A del presente Capitolo):
 - le prestazioni dei sistemi per la **regolazione della frequenza**;
 - la contribuzione ai transitori di frequenza in **condizioni di emergenza**;
 - le prestazioni dei sistemi per la **regolazione della tensione**.
- Prestazioni delle unità di produzione per la **riaccensione del sistema elettrico** (Allegato A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” di cui all’Appendice A del presente Capitolo).

Il **Gestore** si riserva la possibilità di effettuare in ogni momento prove sulla funzionalità dell’impianto sia con il proprio personale, sia avvalendosi di consulenti esterni.

Ai soggetti interessati dalle verifiche del presente paragrafo è fatto obbligo di partecipare e di cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle stesse.

Infine, con riferimento alle prove svolte direttamente e in autonomia dal **Produttore** in regime di autocertificazione, si precisa che tali prove riguardano:

- gli impianti con almeno una **UP** di potenza non inferiore a 50 MVA. Per tali impianti il **Produttore** deve effettuare periodicamente le prove di conformità secondo quanto riportato nell’Allegato A.18 “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore” di cui all’Appendice A del presente Capitolo;
- gli impianti che forniscono i servizi di **rifiuto di carico** e di **black-start** secondo l’Allegato A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” di cui all’Appendice A del presente Capitolo.

1C.5.7.3 Simulazioni di conformità

Per dimostrare la conformità dei **gruppi di generazione** alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1 C del presente Capitolo, il **Gestore** può richiedere ai **Produttori** di effettuare alcune simulazioni di conformità da eseguire con i modelli matematici di cui al paragrafo 1C.5.6.7 forniti dai **Produttori** stessi. Il **Gestore** fornisce al **Produttore** i dati tecnici e il modello di simulazione della **rete**, nella misura necessaria per effettuare le simulazioni richieste.

In genere, le simulazioni richieste riguardano la verifica dei requisiti difficilmente verificabili tramite prove di conformità ovvero:

- Funzionamento delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U**;
- Funzionamento della modalità **FSM**;
- **Fault-Ride-Through** capability;
- Ripristino della **potenza attiva** dopo un **guasto**;
- Funzionamento in isola;
- Capability della **potenza reattiva**;
- Corretta attenuazione delle oscillazioni della potenza.

Il **Gestore** può comunque richiedere al **Produttore** di svolgere una serie supplementare o alternativa di simulazioni nei casi in cui le informazioni fornite in relazione alle simulazioni di cui sopra non siano sufficienti a dimostrare la conformità alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo.

Per la valutazione della conformità di un **gruppo di generazione**, il **Gestore** svolge anche simulazioni proprie elaborate sulla base delle simulazioni effettuate dal **Produttore** di cui sopra, dei modelli di simulazione di cui al paragrafo 1C.5.6.7, delle verifiche e delle prove di conformità di cui al paragrafo 1C.5.7.2.

1C.5.BIS **REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN**

Per i requisiti di connessione dei **gruppi di generazione** di tipo A, B e di tipo C non connessi alla **RTN** si rimanda alle seguenti Norme CEI:

- Norma CEI 0-21, *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”*
- Norma 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”*

Tali norme sono state aggiornate dal CEI in attuazione del Regolamento UE 2016/631 e della normativa tecnica di recepimento dello stesso predisposta dal **Gestore**.

Per i **gruppi di generazione** connessi alla rete MT trova altresì applicazione l'Allegato A.72 “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)” di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Con riferimento allo scambio dati con il Gestore, si precisa che i titolari di impianti di produzione ricadenti nell'ambito di applicazione dell'Allegato A.6 devono fornire al **Gestore** direttamente o indirettamente tramite il **gestore di rete** cui sono connessi i dati di cui all'Allegato A.6 secondo le modalità ivi indicate.

1C.6 **REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER GLI IMPIANTI DI CONSUMO, GLI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE E I SISTEMI DI DISTRIBUZIONE**

I requisiti del presente paragrafo si aggiungono ai requisiti generali già definiti nel paragrafo 1C.4 e si applicano a:

- Impianti corrispondenti a **unità di consumo direttamente connesse alla RTN**, con connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito), ivi compresi i carichi degli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo di energia elettrica;

- Impianti corrispondenti a **reti con obbligo di connessioni di terzi direttamente connesse alla RTN** attraverso connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito);
- Impianti corrispondenti ad **altre reti elettriche direttamente connesse alla RTN** attraverso connessioni semplici o multiple (connessioni multi-sito).

Considerata la configurazione della **RTN** a 150 e 132 kV, sussistono elevate esigenze d'**interoperabilità** tra la **RTN** stessa e le **reti con obbligo di connessione di terzi**. Per tale motivo:

- le isole di distribuzione a 132 e 150 kV devono essere osservabili dal **Sistema di Controllo** del **Gestore**, come indicato nell'Allegato A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo" di cui all'Appendice A del presente Capitolo e secondo i criteri di **connessione** al **Sistema di Controllo** del **Gestore** riportati nell'Allegato A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo;
- le **protezioni** dei tratti consistenti l'isola devono essere coordinate strettamente con quelle presenti sulla **RTN**, in accordo a quanto previsto negli Allegati A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" e A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Per le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche** connesse direttamente ad impianti della **RTN**, il gestore della **rete** deve adottare regole tecniche di **connessione** nei confronti di terzi non in contrasto con quelle adottate dal **Gestore** per gli **impianti direttamente connessi alla RTN**.

1C.6.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione

Gli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche direttamente connessi alla RTN** devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo non

solo in **condizioni normali** di esercizio del **SEN** ma anche in **condizioni di emergenza e di ripristino**. In particolare, significa che devono essere in grado di restare connessi alla **RTN** e funzionare senza limite di tempo quando

- la frequenza si trova nell'intervallo 47,5 – 51,5 Hz,
- la tensione nel **punto di connessione** si trova negli intervalli specificati nella Tabella 7. L'intervallo è espresso come rapporto tra tensione nel **punto di connessione** e tensione di riferimento.

Il **Titolare di un impianto di consumo**, il gestore di una **rete con obbligo di connessione di terzi** oppure il gestore di un'altra **rete elettrica** non devono comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento del suo impianto o del suo **rete di distribuzione** ai valori sopra indicati; devono anzi, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, dichiarare al **Gestore** eventuali intervalli più ampi (con i relativi tempi di permanenza), il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

Tabella 7: Intervalli di tensione

Tensione nominale nel PdC [kV]	Intervallo di tensione [p.u.]	Tensione di riferimento 1 p.u.
380 kV	0.9-1.1	400 kV
220 kV	0.9-1.15	220 kV
150 kV		150 kV
132 ¹⁴ kV		132 kV
132 ¹⁵ kV		120 kV
70 kV		70 kV
66 kV		66 kV
60 kV		60 kV
50 kV		50 kV
36 kV	0.9-1.1	36 kV

1C.6.2 Immunità ai disturbi di rete

1C.6.2.1 Resistenza alla corrente di corto circuito

Gli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche direttamente connessi alla RTN** devono essere progettati per sopportare correnti di **corto circuito** con valori fino al potere di **corto circuito** nominale degli interruttori installati sulla **RTN** riportati al paragrafo 1C.4.

1C.6.2.2 Comunicazioni relative alla corrente di corto circuito

Le comunicazioni relative alle modifiche temporanee alla **RTN** oppure agli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, alle **reti con obbligo di**

¹⁴ Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, EmiliaRomagna, Toscana.

¹⁵ Marche, Umbria, Lazio (Piccola porzione), Abruzzo (Piccola porzione).

connessione di terzi o alle **altre reti elettriche** che possano comportare variazioni dei valori massimi e minimi della corrente di corto circuito saranno gestite secondo le modalità definite nel **Regolamento di esercizio**.

1C.6.3 *Requisiti in relazione alla stabilità di tensione*

1C.6.3.1 *Capability della potenza reattiva*

Gli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche direttamente connessi alla RTN** devono garantire lo scambio di potenza con un fattore di potenza induttivo compreso tra 0,95 e 1. Non è ammesso scambio di potenza con fattore di potenza capacitivo. Il **Gestore** può fissare compatibilmente con le possibilità impiantistiche soglie differenti per il prelievo o per l'immissione di energia reattiva in ragione di necessità locali della rete.

Ai fini di ottimizzare i transiti di **potenza reattiva**, il **Gestore** può inoltre richiedere, al momento della connessione o in caso di sopraggiunte necessità, ai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, ai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e ai gestori delle **altre reti elettriche** uno scambio di potenza con un fattore di potenza capacitivo e/o induttivo al di fuori del range sopra indicato e può richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (quali ad esempio condensatori di rifasamento o reattori) disponendone la loro più efficace ubicazione.

Gli orari di inserzione/disinserzione dei mezzi di compensazione della **potenza reattiva**, siano quelli richiesti dal **Gestore** (di cui al punto precedente) oppure installati per esigenze proprie dai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo** o dai gestori delle **reti**, devono essere concordati con il **Gestore**.

Per esigenze di sicurezza della **RTN**, il **Gestore** può inoltre imporre ai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e ai gestori delle **altre reti**

elettriche di mantenere nei punti di scambio un determinato fattore di potenza, fissato all'interno del range sopra indicato.

1C.6.3.2 Sistema di controllo della tensione

Per le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche direttamente connesse alla RTN**, la **regolazione della tensione** effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori **AAT/MT** o **AT/MT** deve essere coordinata con le azioni del **Gestore**, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sotto-carico dei trasformatori nel caso di condizioni di **esercizio** prossime al collasso di tensione.

Inoltre, ai fini del controllo della tensione della **RTN**, il **Gestore** può richiedere ai gestori di **reti con obbligo di connessione di terzi** e ai gestori delle **altre reti elettriche** di implementare a propria cura sistemi per la **regolazione secondaria di tensione**, avvalendosi anche degli impianti **indirettamente connessi alla RTN** per la **rete** di propria competenza.

1C.6.4 Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze

1C.6.4.1 Distacco del carico

La possibilità di distaccare parte del **carico** elettrico di **rete** è una delle misure previste dal **Piano di Difesa** elaborato dal **Gestore** (v. Allegato A.9 “Piano di Difesa del sistema elettrico” di cui all'Appendice A del presente Capitolo). L'alleggerimento del carico viene effettuato attraverso:

- dispositivi installati nelle **stazioni elettriche** delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o delle **altre reti elettriche** (modalità in locale);
- dispositivi centralizzati (teledistacchi) del **Gestore** che agiscano sugli interruttori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o delle **altre reti elettriche**, direttamente o indirettamente mediante il **sistema di controllo** del gestore della **rete**;
- dispositivi installati negli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**

direttamente e indirettamente connessi alla RTN comandati dal sistema centralizzato del **Gestore**.

L'alleggerimento del carico in modalità locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza e/o della tensione, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo **carico** (in MW) necessario a ristabilire le condizioni di **rete**.

Su richiesta del **Gestore**, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi**, nelle **altre reti elettriche** o negli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo** devono quindi essere installati, a cura del **Titolare**, apparati equilibratori di carico conformi alle specifiche degli Allegati A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico" e A.53 "Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. Le logiche e soglie di attivazione degli apparati sono definite dal **Gestore** e riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

I titolari di **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, i gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e i gestori delle **altre reti elettriche** sono responsabili della manutenzione dei suddetti dispositivi installati nei propri impianti e devono inoltre segnalare al **Gestore** qualsiasi variazione sostanziale di **carico** distaccabile.

Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al paragrafo al paragrafo 1C.4: il **Gestore** può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando vengano installati negli impianti dei titolari di **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, dei gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e dei gestori delle **altre reti elettriche**, e dedicati a funzioni particolari quali il distacco di **carico**. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni, la cui installazione è a carico del **Titolare dell'impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, del gestore della **rete con obbligo di connessione di terzi** o del gestore dell'**altra rete elettrica**, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle

segnalazioni, relative all'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. Le caratteristiche tecniche funzionali e prestazionali degli apparati sono riportati nell'Allegato A.52 "Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione" di cui all'Appendice A del presente Capitolo e le modalità di integrazione nel sistema di difesa del **Gestore** sono riportate nell'Allegato A.69 "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

In ogni modo, gli apparati funzionali al **Piano di Difesa** del **Gestore**, le loro impostazioni e le modalità di ri-connessione e/o di ri-sincronizzazione dopo il loro intervento sono concordati con il **Gestore** e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.6.4.2 Distacco della GD

Il **Gestore**, per motivi di sicurezza del **SEN**, può richiedere ai gestori di **rete con obbligo di connessione di terzi** e/o ai gestori delle **altre reti elettriche** la riduzione della generazione distribuita (GD) connessa alle **reti elettriche MT** secondo le modalità riportate nell'Allegato A.72 "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.6.4.3 Blocco del commutatore sotto carico

Nelle **reti con obbligo di connessione di terzi** e nelle **altre reti elettriche**, è richiesta l'installazione di apparecchiature per il blocco del commutatore sotto carico dei trasformatori **AT/MT**. Tali apparecchiature devono prevedere sia il blocco per minima tensione che il blocco per massima tensione. Il blocco deve poter essere attivato sia in modalità automatica che manualmente su richiesta del **Gestore**, secondo le modalità previste nell'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. Gli schemi e parametri dell'attivazione automatica

sono concordati con il **Gestore**.

1C.6.4.4 Procedure per la riaccensione e la rialimentazione

A seguito di disservizi estesi, i gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche** devono partecipare alle procedure di **riaccensione**, predisponendo i loro impianti secondo quanto stabilito dal **Gestore** nei Capitoli 4 e 10 del presente Codice di Rete.

1C.6.5 *Requisiti per la gestione del sistema*

1C.6.5.1 Sistema di protezione

Gli schemi e le impostazioni del sistema di **protezione** di un impianto corrispondente ad **unità di consumo**, di una **rete con obbligo di connessione di terzi** o di un'altra **rete elettrica** sono concordati con il **Gestore** e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

I principi generali del sistema di **protezione** di un impianto corrispondente ad **unità di consumo**, di una **rete con obbligo di connessione di terzi** o di un'altra **rete elettrica** sono comuni a tutte le categorie di **Utenti** della **RTN** e sono descritti nei paragrafi 1C.3 e 1C.4. Trovano anche applicazioni le disposizioni riportate nell'Allegato A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" per gli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo** e negli Allegati A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" e A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo per le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche**.

Infine, il sistema di **protezione** di un **impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, di una **rete con obbligo di connessione di terzi** o di un'altra **rete elettrica direttamente connessi alla RTN** ha la precedenza rispetto ai

controlli operativi, tenuto conto della sicurezza del sistema e della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini.

1C.6.5.2 Sistema di controllo

Gli schemi e le impostazioni del sistema di controllo degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche** sono concordati tra il Titolare dell'impianto o il gestore della **rete** e il **Gestore** e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

Inoltre, i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** devono potere impartire alle Sale Manovra dell'**Utente** disposizioni relativamente alla conduzione degli impianti, sia in **condizioni normali** che in **condizioni di emergenza**. In questo contesto, se richiesto dal **Gestore**, il titolare di un **impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, il gestore di una **rete con obbligo di connessione di terzi** oppure il gestore di un'**altra rete elettrica** deve predisporre una linea telefonica dedicata. Le caratteristiche funzionali delle apparecchiature necessarie allo scopo sono definite dal **Gestore**.

1C.6.5.3 Monitoraggio e scambio di informazioni

1C.6.5.3.1 Monitoraggio in tempo reale

Gli **impianti** corrispondenti a **unità di consumo**, le **reti con obbligo di connessione di terzi** e le **altre reti elettriche** devono essere integrati nei sistemi di controllo e conduzione del **Gestore** secondo le modalità riportate al paragrafo 1C.4. Per l'**esercizio** ordinario della **RTN** devono essere previsti i seguenti segnali e misure:

- (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (b) misure di tensione;
- (c) misure di **potenza attiva**, **potenza reattiva** e correnti di linea, se richieste dal **Gestore**.

Le misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** saranno fornite

separatamente per ogni elemento di impianto.

Il dettaglio dei segnali e delle misure scambiati è contenuto nell'Allegato A.6 al Codice di Rete e viene riportato nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.6.5.3.2 *Sistema di monitoraggio dei guasti*

Negli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi** e nelle **altre reti elettriche**, è richiesto l'installazione di sistemi di **monitoraggio** di tipo **oscilloperturbografia**, localizzatore di **guasto** e registrazione cronologica degli eventi, secondo i criteri di applicabilità e specifiche funzionali riportate nell'Allegato A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

In caso di **guasti** o disservizi, il titolare dell'**impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, il gestore della **rete con obbligo di connessione di terzi** o il gestore di un'**altra rete elettrica** è tenuto a rendere disponibili automaticamente al **Gestore** le segnalazioni locali e le registrazioni degli apparati di **monitoraggio** sopra indicati (se applicabili).

Inoltre, qualora richiesto dal **Gestore**, i gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche** devono fornire tutte le informazioni, anche quelle relative a reti fuori dal perimetro di osservabilità del **Gestore**, utili e necessarie alla ricostruzione del disservizio.

Tutte le informazioni devono essere tra loro sincronizzate tramite segnale GPS o altro sistema equivalente.

1C.6.5.4 *Modelli di simulazione*

I titolari di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, i gestori di **rete con obbligo di connessione di terzi** e i gestori di **altre reti elettriche** devono fornire un modello di simulazione dei loro impianti, congruenti con la realtà. I modelli di simulazione devono avere un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto o della **rete** in:

- Regime stazionario;

- Regime dinamico elettromeccanico (RMS), considerato anche il comportamento in caso squilibrato;
- Regime elettromagnetico (EMT);
- Regime armonico, per i soli impianti distorcenti, onde valutarne l'immissione in **rete** delle armoniche a diverse frequenze.

I modelli dell'impianto devono essere completi dei sotto-modelli e/o informazioni equivalenti relativi a:

- trasformatore connesso al **Punto di Connessione**;
- sbarra connessa al secondario del trasformatore;
- i differenti tipi di consumo, ossia le caratteristiche elettrotecniche dei carichi;
- controllo della tensione;
- sistema di **protezione**;
- controllo della potenza (se presente);
- convertitori (se presente).

I modelli possono essere forniti in formato libero ovvero fogli Excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati i parametri utilizzati, le funzioni di trasferimento e le equazioni utilizzate. Il **Gestore** può comunque richiedere i modelli dinamici completi utilizzati in formati standard su software di simulazione di larga diffusione.

1C.6.5.5 Qualità della potenza

In **condizioni normali di funzionamento** della **rete**, la connessione di un impianto corrispondente ad **unità di consumo**, oppure a **reti con obbligo di connessione di terzi** o a **altre reti elettriche**, non deve causare un degrado delle prestazioni della **RTN**, nel **punto di connessione**, oltre i livelli di disturbo di seguito definiti dal **Gestore**, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

Per la valutazione dell'impatto sulla **rete**, il Titolare di un impianto corrispondente ad **unità di consumo**, il gestore di una **rete con obbligo di connessione di terzi** o il gestore di un'**altra rete elettrica** fornisce, all'atto

della **richiesta di connessione**, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di disturbi; sulla base di tali dati il **Gestore** valuta gli effetti sulla **rete**, in condizioni di minima **potenza di corto circuito** sulla **rete** stessa.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate ai singoli impianti corrispondenti ad **unità di consumo** e alle **reti con obbligo di connessione di terzi** e **altre reti elettriche**, che si connettano alla **rete** o che intenda apportate rilevanti modifiche all'impianto già esistente, sono fissate dal **Gestore** tenendo conto dei valori di pianificazione adottati dal **Gestore**, della **potenza di corto circuito** nel **punto di connessione (PdC)**, delle emissioni degli altri **Utenti** già allacciati alla **rete**, dell'emissione trasferita dal resto della **rete** e delle emissioni future di nuovi **Utenti** che hanno già iniziato l'iter di **richiesta di connessione**.

Nelle porzioni di **rete** caratterizzate da livelli di disturbi vicini ai limiti di pianificazione è consentita la connessione di nuovi **impianti** disturbanti, previa effettuazione degli interventi necessari a garantire il rispetto dei limiti di pianificazione.

In funzione del **sito di connessione** e delle condizioni della **RTN**, il **Gestore** si riserva comunque in una fase successiva di richiedere ai titolari di **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, ai gestori di **rete con obbligo di connessione** di terzi o ai gestori delle **altre reti elettriche** l'installazione di ulteriori sistemi di compensazione al fine di garantire gli standard qualitativi della **RTN**.

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

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

In assenza di **guasto** sulla **rete** o di **interruzioni** di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da un impianto corrispondente ad **unità di consumo** e da una **rete con obbligo di connessione di terzi** oppure un'**altra rete elettrica** deve essere tale che il **grado di dissimmetria della**

tensione nel punto di connessione, rimanga inferiore all'1% per un **punto di connessione** con **tensione nominale** inferiore od uguale a 150 kV ed inferiore allo 0.8% per un **punto di connessione** con tensione superiore od uguale a 220 kV.

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

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

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale dell'**impianto**, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di **corto circuito** trifase al **nodo di connessione**, P_n la **potenza nominale** dell'**impianto** corrispondente all'**unità di consumo** o corrispondente alle **reti con obbligo di connessione di terzi** oppure un'altra **rete elettrica**.

Il parametro E_{ui} è definito dal **Gestore** in base alle caratteristiche della **RTN** nel **punto di connessione**:

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

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 **connessioni** a **punto di connessione** con **tensione nominale** inferiore a 110 kV;
- 225 MVA per **connessioni** a **punto di connessione** con **tensione nominale** superiore od uguale a 110 kV ed inferiore a 220 kV;

- 350 MVA per **connessioni a punto di connessione con tensione nominale** di 220 kV;
- 1000 MVA per **connessioni a punto di connessione con tensione nominale** di 380 kV.

Qualora il titolare dell'impianto svolga un servizio pubblico, al fine di garantire la continuità del servizio in situazioni di emergenza per il titolare della connessione, sono consentiti prelievi di energia squilibrati per brevi periodi di tempo. Le modalità di applicazione di tali criteri saranno definite in fase di **connessione** e riportate nel **Regolamento di esercizio**. Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** della corrente (THDi), calcolato fino alla 50-esima armonica, e le singole correnti armoniche, considerando come base la corrente nominale dell'**impianto** nel **punto di connessione** non superino i valori indicati nelle Tabelle¹⁶ di seguito riportate.

Ordine armonico ⁽¹⁷⁾						
I_{cc}/I_L ⁽¹⁸⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THDi
<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 ⁽¹⁹⁾						

Tabella 8: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110kV

Ordine armonico ⁽¹⁷⁾ più sopra						
I_{cc}/I_L ⁽¹⁸⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THDi
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5

¹⁶ Le Tabelle sono stabilite sulla base della norma IEEE 519 [42] e sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

¹⁷ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

¹⁸ I_{cc} è la massima corrente di **corto circuito** nel **punto di connessione** dell'**impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, dell'**impianto** corrispondente a **reti con obbligo di connessione** o a **altre reti**.

¹⁹ I_L è la corrente nominale dell'**impianto** corrispondente ad **unità di consumo**, dell'**impianto** corrispondente a **reti con obbligo di connessione** o a **altre reti** connesso nel **Punto di Connessione**.

<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 ⁽¹⁹⁾						

Tabella 9: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

ii) Distorsione armonica della tensione

Le emissioni armoniche di un impianto corrispondente ad **unità di consumo** e di una **rete con obbligo di connessione di terzi** o un'altra rete elettrica devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** (THDv) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica), considerato anche il contributo apportato dal nuovo impianto stesso, nel **punto di connessione** non superi i seguenti valori:

- THDv ≤ 2,5% per le **reti a tensione nominale** inferiore a 220 kV;
- THDv ≤ 1,5% per le **reti con tensione nominale** superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione di un **impianto** corrispondente ad **unità di consumo** e di una **rete con obbligo di connessione di terzi** oppure un'altra **rete elettrica** si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni in termini di distorsione della corrente sono conformi ai limiti di cui sopra e sono tali che i limiti di distorsione della tensione non vengano superati; in tale caso, l'**Utente** può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
- le emissioni dell'impianto in termini di distorsione della corrente sono superiori ai limiti di cui sopra o sono tali che i limiti di distorsione della tensione siano superati; in questo caso, la **connessione** è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti di pianificazione.

iii) Flicker

Riguardo l'effetto flicker, i valori assunti in sede di pianificazione della **rete** dell'**indice di severità del flicker a breve termine (P_{st})** e dell'**indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt})** sono 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

iv) Rapid Voltage Change

Inoltre, le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della **potenza** scambiata con la **rete** non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto (IEC/TR 61000-3-7):

Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %	
	MV	HV/EHV
$n \leq 4$ per day	5-6	3-5
$n \leq 2$ per hour and > 4 per day	4	3
$2 < n \leq 10$ per hour	3	2,5

1C.6.6 Conformità degli impianti

I titolari di impianti corrispondente ad **unità di consumo**, i gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e i gestori delle **altre reti elettriche** devono garantire nel tempo la conformità dei loro impianti alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo.

Il **Gestore** valuta la conformità degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche** alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo. e informa i titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo** e i gestori delle **reti** sull'esito delle valutazioni.

Le valutazioni del **Gestore** sono effettuate sulla base di:

- Informazioni, documenti e dati forniti dai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** durante il processo di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente capitolo (o in seguito a successive modifiche) oppure ogniqualvolta richiesti dal **Gestore**;
- Verifiche e/o prove ispettive effettuate dal **Gestore** per accertare la veridicità delle dichiarazioni rilasciate dai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche**; le modalità di esecuzione delle verifiche e/o prove ispettive saranno concordate tra il **Gestore** e il **Titolare** dell'**impianto** corrispondente ad **unità di consumo** o il gestore della **rete**, sulla base di procedure standard laddove applicabili²⁰; le prove di conformità riguardano in particolare:
 - la verifica dei requisiti di disconnessione e riconnessione di cui al paragrafo 1C.6.4.1²¹;
 - la verifica dei requisiti per lo scambio di informazioni di cui al paragrafo 1C.6.5.3;
- **Monitoraggio** in tempo reale e durante i **guasti** secondo quanto previsto al paragrafo 1C.6.5.3;
- Simulazioni di conformità effettuate dai titolari degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** su richiesta del **Gestore** oppure direttamente dal **Gestore**; le simulazioni di conformità sono eseguite con i modelli di simulazioni forniti dai titolari degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** e hanno come obiettivo principale la verifica dei requisiti di

²⁰ Ad esempio, la verifica della capacità di disconnessione remota sarà effettuata sulla base del documento DREPX02005, "Procedura di verifica delle installazioni della Unità Periferica di Distacco Carichi", reperibile nella sezione "Sistema elettrico, Documenti tecnici" [29] del sito internet del **Gestore**.

²¹ In sostituzione delle prove di conformità dei requisiti di disconnessione, è permesso la fornitura dei certificati di conformità degli apparati realizzati sulla base delle specifiche riportate nell'Allegato A 53.

capability di cui al paragrafo 1C.6.3.

1C.7 REGOLE TECNICHE SPECIFICHE PER I SISTEMI DI TRASMISSIONE IN CORRENTE CONTINUA (HVDC) E PER I PARCHI DI GENERAZIONE CONNESSI ATTRAVERSO SISTEMI HVDC

Le prescrizioni del presente paragrafo, congiuntamente ai requisiti generali già definiti nel paragrafo 1C.4, si applicano a tutti i circuiti di interconnessione in alta tensione e corrente continua, semplice o multipla (**connessione** multi-sito), della **RTN** con **altre reti elettriche** oppure interni alla **RTN**²².

In particolare, i requisiti del presente paragrafo si applicano non solo ai **sistemi HVDC** che collegano la **RTN** con i paesi limitrofi della stessa **area sincrona** ma anche ai **sistemi HVDC** che connettono i parchi di generazione alla **RTN**.

1C.7.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione delle connessioni HVDC

Un **sistema HVDC** deve essere progettato, costruito ed esercito per restare connesso alla **RTN** non solo in **condizioni normali** di **esercizio** della **rete** ma anche in **condizioni di emergenza** e di **ripristino**. In particolare, significa che deve essere in grado di restare connesso alla **RTN** e funzionare quando la frequenza e la tensione nel **punto di connessione** si trovano negli intervalli di valori e per un tempo minimo specificati rispettivamente nella Tabella 10 e nella Tabella 11.

Nella Tabella 11, l'intervallo di tensione è espresso come rapporto tra la tensione nel **punto di connessione** e la tensione di riferimento indicata nella stessa tabella. Eventuali modifiche rispetto alla tensione di riferimento riportata in Tabella 11 saranno definite in fase di **richiesta di connessione** riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

²² Ad eccezione di quelli connessi alla rete sarda.

Gli intervalli specificati nella Tabella 10 e nella Tabella 11 sono riferiti ad un funzionamento della **RTN** con una **potenza di corto circuito nel punto di connessione** (di seguito **PdC**) compresa tra i valori minimi e massimi attesi. 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**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Il Titolare della stazione di conversione HVDC non deve comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento della stazione ai valori sopra indicati; deve anzi, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, dichiarare al **Gestore** eventuali intervalli più ampi (con i relativi tempi di permanenza), il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

Tabella 10: Intervalli di frequenza

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

Tabella 11: Intervalli di tensione

Tensione nominale nel PdC [kV]	Tensione di riferimento 1 p.u.	Intervallo di tensione [p.u.]	Tempo minimo di funzionamento
380 kV	400 kV	0.85 – 1.0875	Illimitato
		1.0875 – 1.1	60 minuti ²³
220 kV	220 kV	0.85-1.15	Illimitato
150 kV	150 kV		Illimitato
132 ²⁴ kV	132 kV		Illimitato
132 ²⁵ kV	120 kV		Illimitato
70 kV	70 kV	0.9-1.1	Illimitato
66 kV	66 kV		Illimitato
60 kV	60 kV		Illimitato
50 kV	50 kV		Illimitato

1C.7.2 Immunità delle connessioni HVDC ai disturbi di rete

1C.7.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza

Un **sistema HVDC** deve essere progettato per potere funzionare in parallelo alla **RTN** senza disconnessione con valori di derivata di frequenza nei **punti di connessione** compresi tra – 2,5 e + 2,5 Hz/s (misurata in qualsiasi momento come media della derivata di frequenza per il precedente secondo).

1C.7.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione

In caso di transitori di tensione conseguenti a **guasti** estinti sulla **RTN (buchi di tensione)**, una stazione di conversione HVDC deve essere in grado di

²³ Oltre i 60 minuti, la stazione deve comunque rimanere connessa ma è ammessa una riduzione delle performances. Il **Titolare** dovrà comunque dichiarare e documentare in che misure le performances si riducono e le ragioni di questa riduzione.

²⁴ Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana.

²⁵ Marche, Umbria, Lazio (Piccola porzione), Abruzzo (Piccola porzione).

rimanere connessa alla **RTN** e di continuare a funzionare in modo stabile qualora la tensione nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**) si mantenga sopra un profilo tensione-tempo di **Fault-Ride-Through**.

Il profilo esprime il limite inferiore dell'andamento nel tempo della tensione fase-fase rispetto alla tensione di **rete** nel **PdC** prima, durante e dopo il **guasto** e definisce le zone di distacco non ammesso e ammesso. La logica di distacco deve essere del tipo 1 su 3: può attivarsi sia per **guasti** simmetrici che per **guasti** asimmetrici quando una delle tre misure di tensione nel **PdC** supera in profondità ed in durata il **buco di tensione** ammesso.

All'interno della zona di distacco non ammesso, la stazione di conversione HVDC deve garantire la capacità di restare connessa alla **RTN**.

All'interno della zona di distacco ammesso è accettata la disconnessione della stazione di conversione HVDC per l'intervento del sistema di **protezione** della stazione di cui al paragrafo 1C.7.6.2. Non è consentita l'installazione di **protezioni** di minima tensione ad-hoc che implementino la curva minima descritta. In particolare, la **protezione** in sotto-tensione, qualora richiesta e/o necessaria, è impostata dal Titolare della stazione di conversione HVDC in funzione dei limiti tecnici della stazione, a meno che il **Gestore** non richieda impostazioni più restrittive.

Il requisito esula completamente da azioni di distacco dalla **RTN** definite da esigenze di **esercizio** e/o **protezioni della RTN** 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 **RTN** delle stazioni di conversione HVDC in condizioni tensione-tempo all'interno delle zone di distacco non ammesso.

Il rispetto del profilo di **Fault-Ride-Through** deve essere verificato 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 **PdC**. 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**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

I parametri del profilo di tensione di **Fault-Ride-Through** sono riportati in Tabella 12; la Figura 13 rappresenta il profilo risultante.

Inoltre, per fronteggiare aumenti di tensione che accompagnano la rimozione di un **guasto**, una stazione di conversione HVDC deve inoltre garantire il mantenimento della **connessione** alla **rete** per sopraelevazioni della tensione durante il transitorio di tensione, come rappresentato dalla curva **OVRT** (Over Voltage Right Through) in Figura 13:

- Nel primo tratto di 100 ms il limite superiore della caratteristica **OVRT** è definito dal costruttore, ma in ogni caso non deve risultare inferiore a 1,3 p.u. della tensione di riferimento.
- Nel tratto da 100 ms sino ad 1s, il limite superiore della caratteristica di **OVRT** deve essere almeno pari ad un valore di 1,2 p.u. della tensione di riferimento.
- Per transitori con durata superiore a 1s, deve essere garantito il mantenimento della **connessione** alla **rete** per tensioni pari ad almeno
 - 1,1 p.u. della tensione di riferimento per il livello di tensione inferiore a 300 kV e
 - 1.15 p.u. della tensione di riferimento per il livello di tensione compreso tra 300 kV e 400 kV.

In tutti i casi, al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento di cui al paragrafo 1C.7, i valori delle **potenze attive** e **reattive** immesse in **rete** dovranno tornare al valore pre-guasto in un tempo non superiore a 200 ms e con una precisione di $\pm 10\%$.

Figura 13: Profilo di Over Voltage Ride Through e Under Voltage Ride Through di una stazione di conversione HVDC

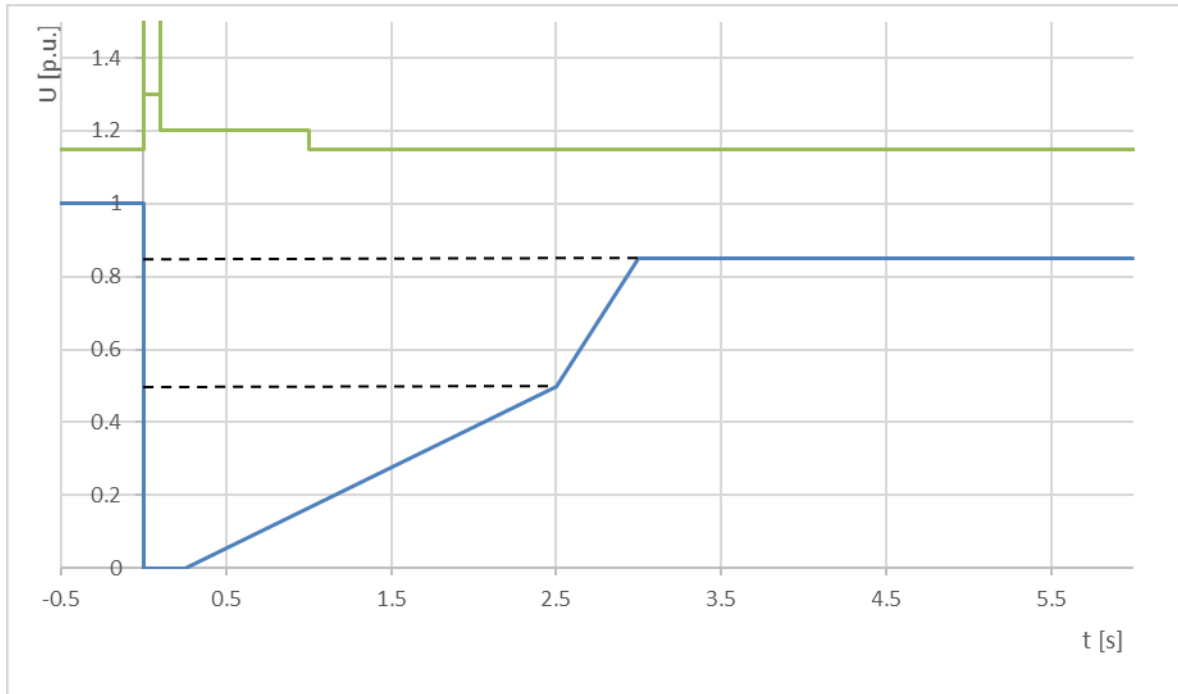


Tabella 12: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo C

U_{ret}	0,05 [p.u.]	T_{clear}	0,25 s
U_{rec1}	0,5 [p.u.]	T_{rec1}	2,5 s
U_{rec2}	0,85 [p.u.]	T_{rec2}	6 s

1C.7.2.3 Ripristino rapido dopo guasti lato c.c.

I **sistemi HVDC**, comprese le linee elettriche aeree in c.c., devono essere in grado di effettuare un ripristino rapido dopo **guasti** transitori nel **sistema HVDC**. I dettagli di tale capacità sono soggetti a coordinamento e accordi sugli schemi e le impostazioni del sistema di **protezione** di cui al paragrafo 1C.7.6.2.

1C.7.3 **Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla stabilità di frequenza**

1C.7.3.1 Controllo potenza attiva target

Un **sistema HVDC** deve essere in grado di regolare il transito di **potenza attiva** in ciascuna direzione di transito ad un valore target comunicato dal **Gestore** (riferimento). Le specifiche tecniche di dettaglio del controllo di **potenza attiva** saranno definite durante la fase di **richiesta di connessione** del **sistema HVDC** e successivamente formalizzate nel **Regolamento di Esercizio**. Si riportano a titolo esemplificativo alcuni elementi che potranno essere richiesti e specificati

- valori minimi della **potenza attiva** per ciascuna direzione di transito del **sistema HVDC** al di sotto della quale la capacità di trasmissione della **potenza attiva** non è richiesta;
- massimo e minimo valore del gradino di potenza che possono essere richiesti sul riferimento;
- capacità di sovraccarico del sistema e delle stazioni di conversione HVDC;
- pendenza della rampa di variazione della **potenza attiva**;
- ripartizione della **potenza attiva** di transito tra le differenti stazioni di conversione HVDC (se applicabile);
- funzionamento atteso in caso di disturbi nel **punto di connessione** di una o più stazioni di **connessione** HVDC;
- possibilità di inversioni rapide della **potenza attiva** di transito con le relative logiche, condizioni e tempi di attivazione; in particolare, il **Gestore** potrà richiedere l'attivazione dell'inversione rapida di potenza

su soglie di frequenza (tipicamente dell'ordine di 400mHz);

- tempo massimo²⁶ entro il quale, in seguito alla modifica del riferimento di potenza da parte del **Gestore**, il **sistema HVDC** deve reagire e iniziare la variazione della **potenza attiva**;
- criteri di attivazione/blocco della **regolazione di frequenza** di cui al paragrafo 1C.7.3.

1C.7.3.2 Riduzione della massima potenza attiva in condizioni di sotto-frequenza

Non è ammessa nessuna riduzione della massima **capacità di trasporto** di un **sistema HVDC** per effetto di una sotto-frequenza in uno o più **Punti di Connessione** del **sistema HVDC**.

1C.7.3.3 Perdita massima di potenza attiva

La configurazione di un **sistema HVDC** deve essere tale che la perdita di **potenza attiva** in immissione sulla **RTN** sia limitata a un valore specificato dal **Gestore**. Tale valore verrà comunicato al **Titolare** durante la fase di **richiesta di connessione** e sarà determinato in base ai **limiti di stabilità** del **SEN** a fronte di una singola contingenza che coinvolge il **sistema HVDC**, e al numero e luogo dei **Punti di Connessione** del **sistema HVDC**.

1C.7.3.4 Inerzia sintetica

Per limitare la derivata di frequenza durante alcuni transitori di frequenza, il **Gestore** può richiedere che un **sistema HVDC** implementi un controllo per la fornitura di inerzia sintetica. Qualora questa capacità fosse effettivamente richiesta, in fase di **richiesta di connessione**, il **Gestore** fornirà al **Titolare** del **sistema HVDC** specifiche di dettaglio circa gli schemi di controllo da implementare e la loro parametrizzazione ed i relativi requisiti saranno successivamente formalizzati nel **Regolamento di Esercizio** del **sistema HVDC**.

1C.7.3.5 Risposta a variazione di frequenza in modalità LFSM

Su richiesta del **Gestore**, un **sistema HVDC** deve implementare due

²⁶ Non superiore a 100ms.

modalità di funzionamento, chiamate **LFSM-O** e **LFSM-U**, che permettono di aggiustare lo scambio di **potenza attiva** con la **RTN** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta ad ampie variazioni della frequenza della **RTN**. Le logiche e le condizioni di attivazione delle suddette modalità saranno specificate dal **Gestore** (in coordinamento con gli altri pertinenti TSO) durante la fase di **richiesta di connessione** ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

I principi di funzionamento delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** sono riportati nelle Figura 14 e Figura 15 con i seguenti parametri e precisazioni:

- Le modalità **LFSM-U** e **LFSM-O** devono poter funzionare indipendentemente dalla direzione di transito della **potenza attiva** nel **sistema HVDC**;
- la potenza P_{max} rappresenta la **potenza attiva** massima di transito del **sistema HVDC**;
- la soglia di frequenza di attivazione della modalità **LFSM-O** deve essere impostabile nel range 50,2-50,5Hz con un valore di default pari a 50,2Hz, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
- la soglia di frequenza di attivazione della modalità **LFSM-U** deve essere impostabile nel range 49,5-49,8Hz con un valore di default pari a 49,8Hz, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
- lo statismo delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** deve essere impostabile in modo indipendente per ciascuna modalità con un valore minimo impostabile pari a 0,1% ed un valore di default pari a 0,8%, salvo diversa comunicazione da parte del **Gestore**;
- l'attivazione della risposta **LFSM-O** o **LFSM-U** deve avvenire nel più breve tempo possibile comunque non superiore a 100ms;
- la variazione di potenza richiesta dall'attivazione delle modalità **LFSM-O** o **LFSM-U** deve essere fornita con la massima velocità consentita dalle caratteristiche del **sistema HVDC** ed eseguita in un tempo non superiore a 2s;
- La variazione di potenza richiesta dall'attivazione delle modalità **LFSM-O** o **LFSM-U** non deve essere limitata in ampiezza se non dal raggiungimento dei **limiti operativi** di massima o minima **potenza di**

trasmissione del sistema HVDC;

Figura 14: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-O

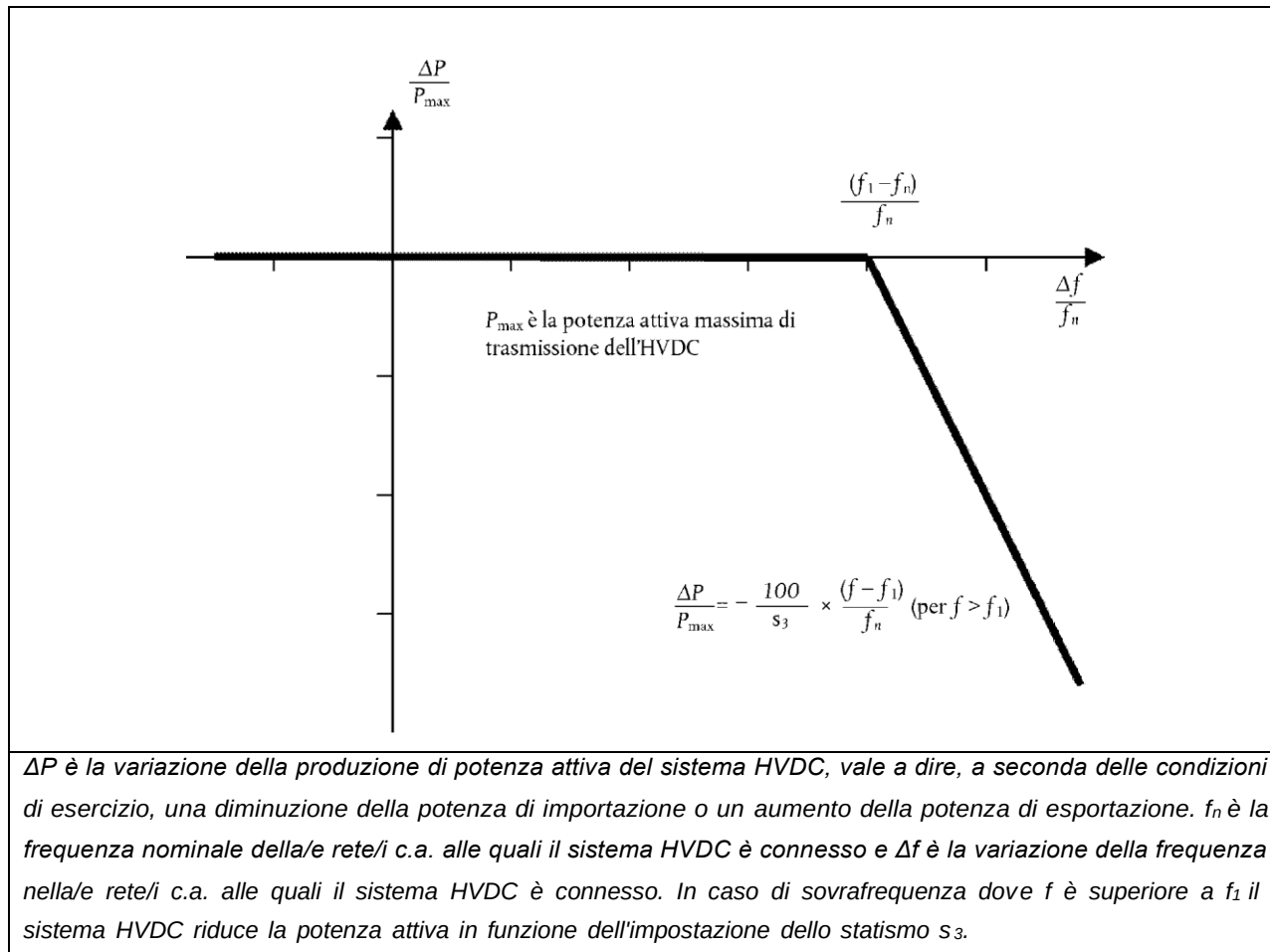
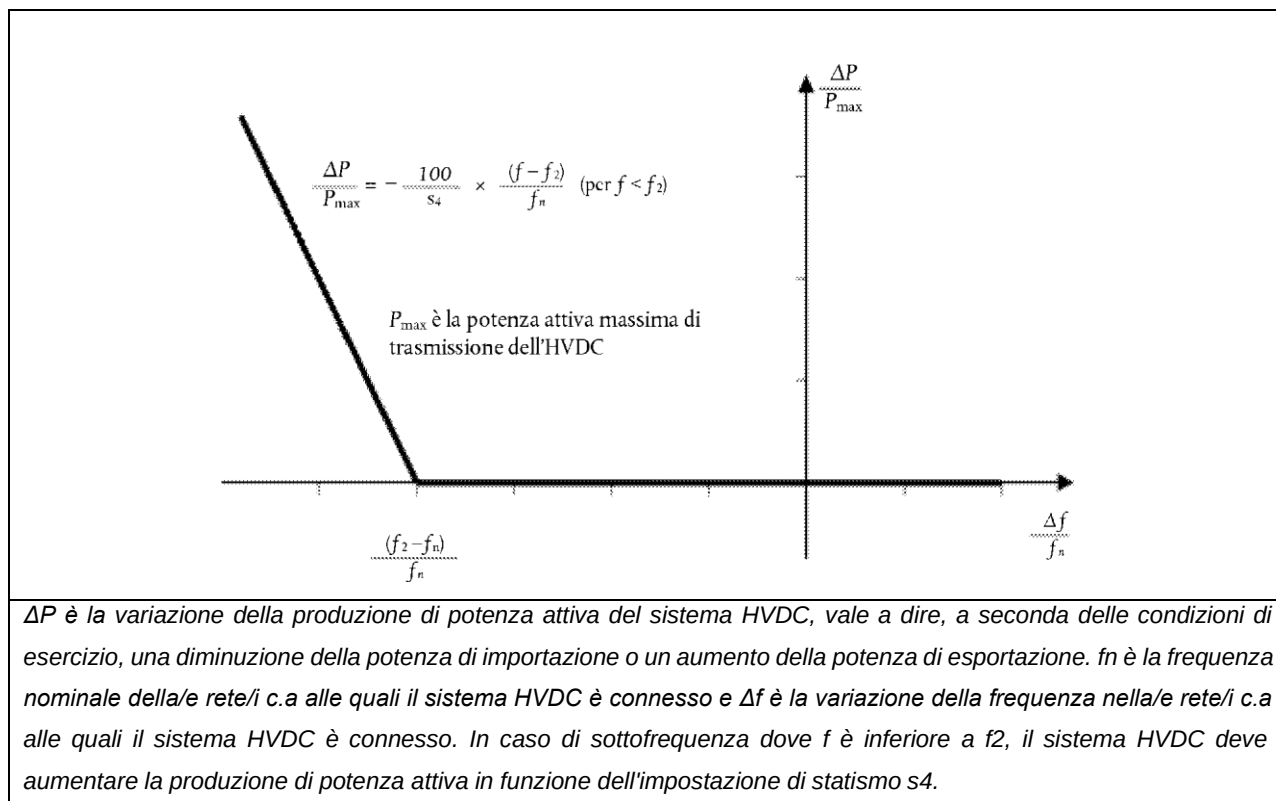


Figura 15: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei sistemi HVDC in modalità LFSM-U



1C.7.3.6 Risposta a variazione di frequenza in modalità FSM

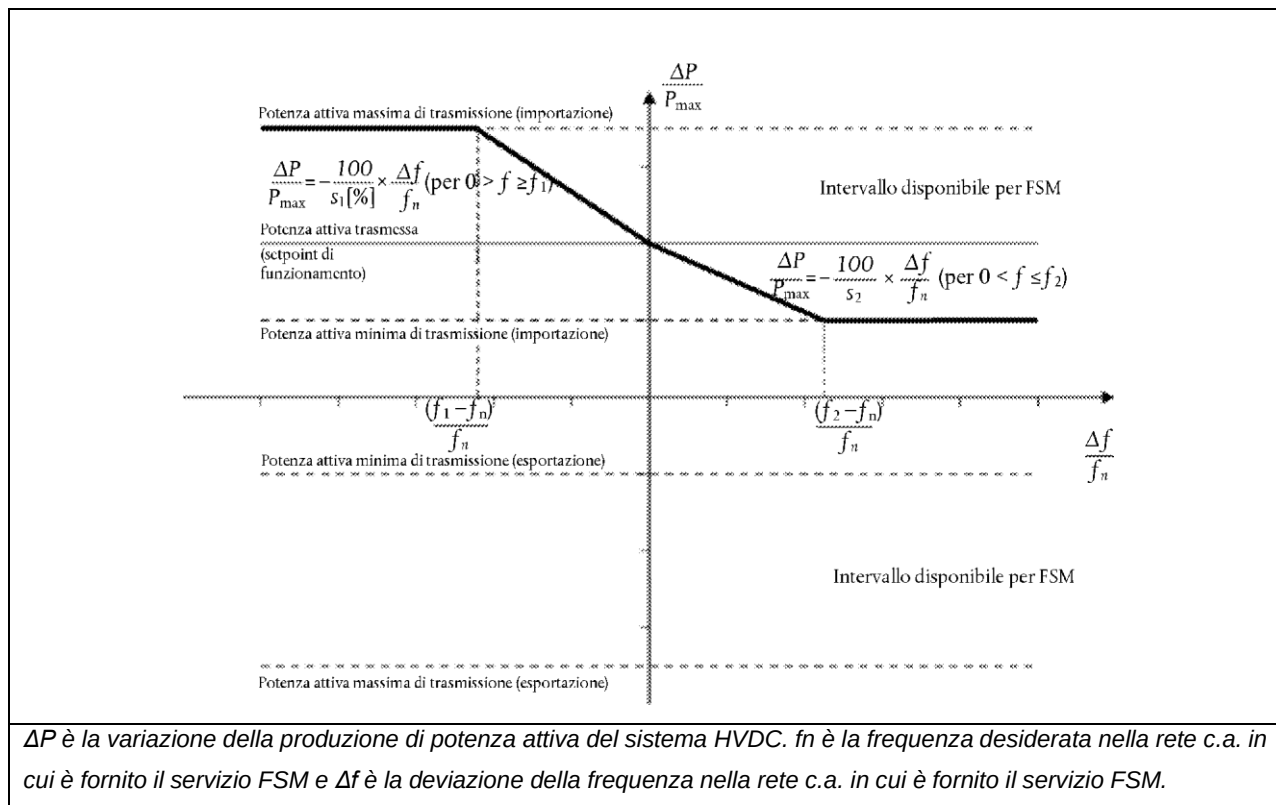
Su richiesta del **Gestore**, un **sistema HVDC** deve implementare una modalità di funzionamento chiamata **FSM** che determina una variazione del transito di **potenza attiva** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta a variazioni contenute della frequenza della **RTN**. Le logiche e le condizioni di attivazione della suddetta modalità **FSM** saranno specificate dal **Gestore** (in coordinamento con gli altri pertinenti TSO) durante la fase di **richiesta di connessione** ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

Il principio di funzionamento delle modalità **FSM** è riportato in Figura 16 con le seguenti precisazioni:

- La modalità **FSM** deve poter funzionare indipendentemente dalla direzione di transito della **potenza attiva** nel **sistema HVDC**;
- l'accuratezza della misura di frequenza deve essere in accordo con lo standard industriale vigente e comunque non superiore a 10 mHz;

- la potenza $P_{\max}$ rappresenta la **potenza attiva** massima di transito del **sistema HVDC**;
- la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** è proporzionale all'errore della frequenza secondo i valori di statismo s1 e s2 impostati; i valori di statismo s1 e s2 devono essere impostabili in maniera indipendente con un valore minimo impostabile pari a 0,1%;
- nello schema di implementazione della modalità **FSM**, deve essere possibile l'impostazione di una banda morta intenzionale a qualsiasi valore nel range 0 - ± 500 Hz;
- l'insensibilità di **regolazione** della modalità **FSM** deve essere migliore di ± 30 mHz;
- la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** deve essere limitata in ampiezza ad un valore modificabile a seconda della situazione di **esercizio** (banda di **regolazione**) e/o dal raggiungimento dei **limiti operativi** di massima o minima potenza di transito del **sistema HVDC**;

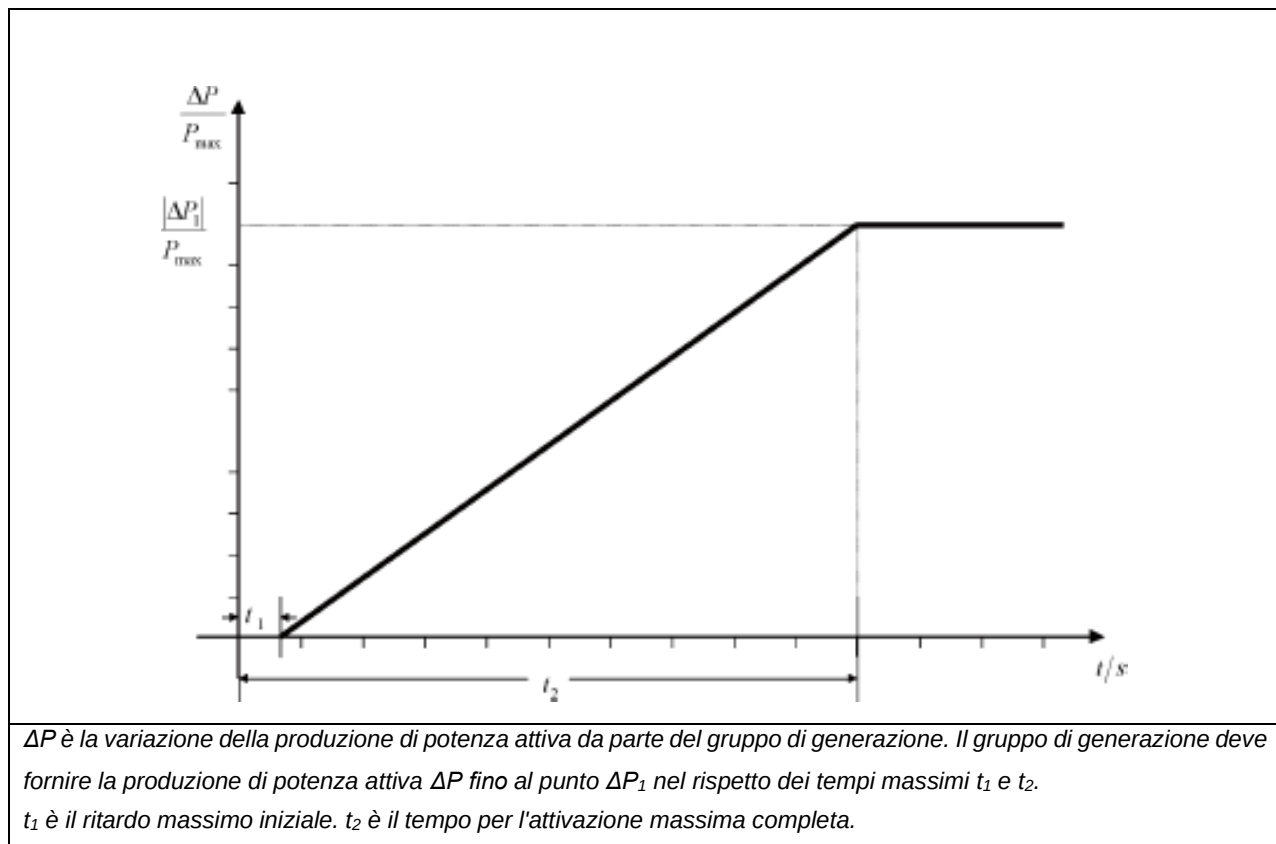
Figura 16: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva di un sistema HVDC in modalità FSM



In caso di variazioni a gradino della frequenza, la risposta in potenza della modalità **FSM** deve essere attivata dal **sistema HVDC** secondo una curva in corrispondenza o al di sopra della linea piena mostrata nella Figura 17; il massimo ritardo iniziale deve essere inferiore a 100 millisecondi (t_1) mentre la variazione di potenza deve essere completata entro 2 secondi dall'attivazione (t_2).

Una volta attuata la variazione di potenza, il **sistema HVDC** deve mantenere stabilmente il transito di potenza al nuovo valore se non intervengono ulteriori variazioni di frequenza; nel caso intervengano ulteriori variazioni di frequenza, il **sistema HVDC** deve adeguare il transito di **potenza attiva** in funzione dell'errore di frequenza e dello statismo impostato.

Figura 17: Capacità di risposta frequenza/potenza di un sistema HVDC per effetto della modalità FSM



1C.7.3.7 Controllo addizionale della frequenza

Su richiesta del **Gestore**, un **sistema HVDC** deve implementare una modalità di controllo indipendente che consente di adattare il transito di potenza nel **sistema HVDC** e lo scambio di **potenza attiva** delle **stazioni di conversione HVDC** in base alle frequenze in tutti i **punti di connessione** del **sistema HVDC**, al fine di mantenere stabile la frequenza del sistema.

Se richiesto, il principio di funzionamento, i parametri associati relativi alle prestazioni e i criteri di attivazione del controllo saranno forniti al Titolare del **sistema HVDC** in fase di **richiesta di connessione** ed i requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio** del **sistema HVDC**.

1C.7.4 Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla stabilità di tensione

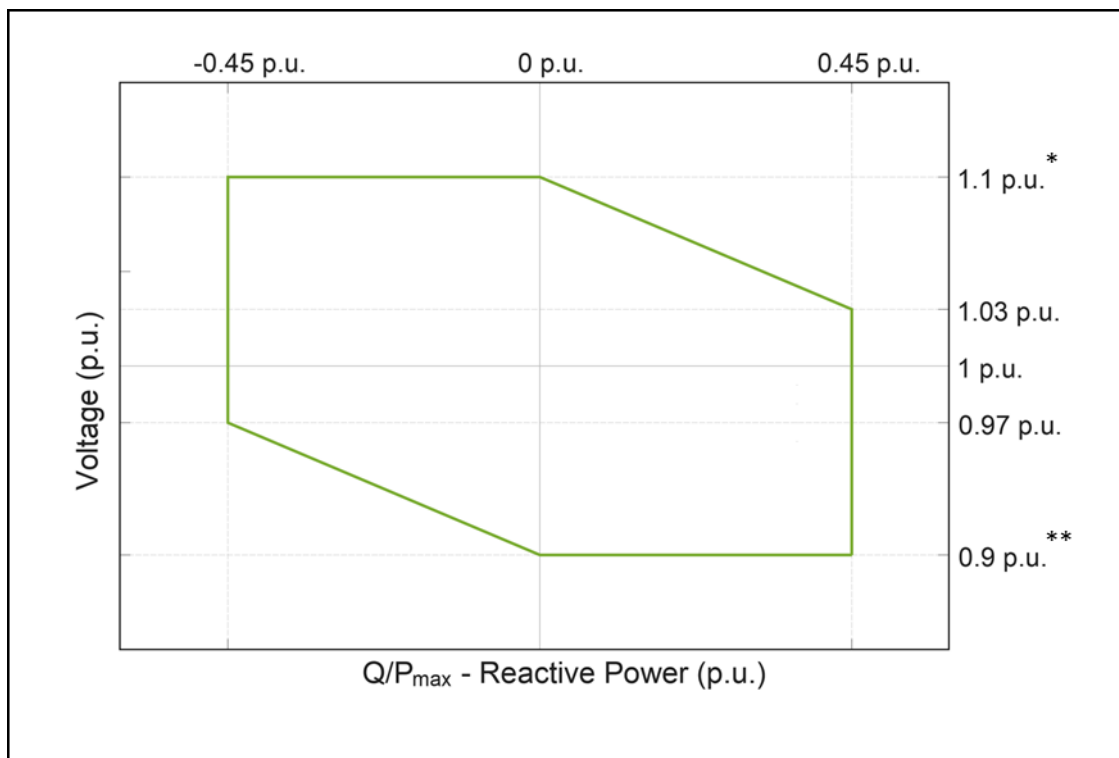
1C.7.4.1 Capability della potenza reattiva

Una **stazione di conversione HVDC** deve essere in grado di funzionare in un qualsiasi punto della superficie di inviluppo del profilo $U-Q/P_{\max}$ riportato in Figura 18 e per qualsiasi **potenza attiva** di scambio compresa tra i valori minimi e massimi dichiarati. Il profilo di Figura 18 rappresenta l'intervallo minimo di **potenza reattiva** atteso nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**) in base alla tensione nel **PdC**.

La **stazione di conversione HVDC** deve inoltre essere in grado di spostarsi da un qualsiasi punto di funzionamento interno alla superficie ad un altro in tempi conformi alla modalità di controllo attiva, secondo quanto riportato al paragrafo 1C.7.4.2.

Il Titolare della **stazione di conversione HVDC** non deve comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento della stazione al profilo sopra indicato; deve anzi, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, dichiarare al **Gestore** eventuali intervalli più ampi, il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

Figura 18: Profilo U-Q/Pmax di una stazione di conversione HVDC



* La tensione è pari a 1,1125 p.u. per livelli di tensione inferiori a 300kV e 1,1 p.u. per livelli di tensione compresa tra 300kV e 400kV

** La tensione è pari a 0,8875 per livelli di tensione inferiori a 300kV e 0,9 p.u. per livelli di tensione compresa tra 300kV e 400kV

Per esigenze di **esercizio** della **RTN**, una **stazione di conversione HVDC** deve inoltre essere in grado di limitare ulteriormente lo scambio di potenza reattiva con la **RTN** rispetto al profilo di Figura 18 a valori comunicati di volta in volta dal **Gestore** secondo le modalità di comunicazione riportate al paragrafo 1C.7.6.4.

Infine, qualora la tecnologia lo consenta, una **stazione di conversione HVDC** deve anche poter funzionare da STATCOM ovvero garantire il profilo U-Q/Pmax di Figura 18 anche quando il collegamento in corrente continua è fuori servizio.

1C.7.4.2 Sistema di controllo della tensione

Qualora le caratteristiche della tecnologia lo permettano, una **stazione di conversione HVDC** deve implementare le seguenti tre modalità di controllo:

- Una modalità di controllo della tensione che controlla la **potenza reattiva** nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**) ad un valore di **potenza reattiva** che dipende della tensione nel **PdC**;
- Una modalità di controllo della **potenza reattiva** che indipendentemente dalla tensione mantiene costante lo scambio di **potenza reattiva** nel **PdC** pari al valore di riferimento impostato;
- Una modalità di controllo del fattore di potenza che indipendentemente dalla tensione mantiene costante il fattore di potenza nel **PdC** pari al valore di riferimento impostato.

La modalità di controllo da utilizzare effettivamente in **esercizio** verrà comunicata di volta in volta dal **Gestore** in funzione delle esigenze di **esercizio** della **RTN**. Le modalità di comunicazione verranno concordate con il **Titolare del sistema HVDC** e riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

Nei paragrafi che seguono, vengono forniti ulteriori dettagli sul funzionamento delle tre modalità di controllo principali.

1C.7.4.2.1 *Modalità di controllo della tensione*

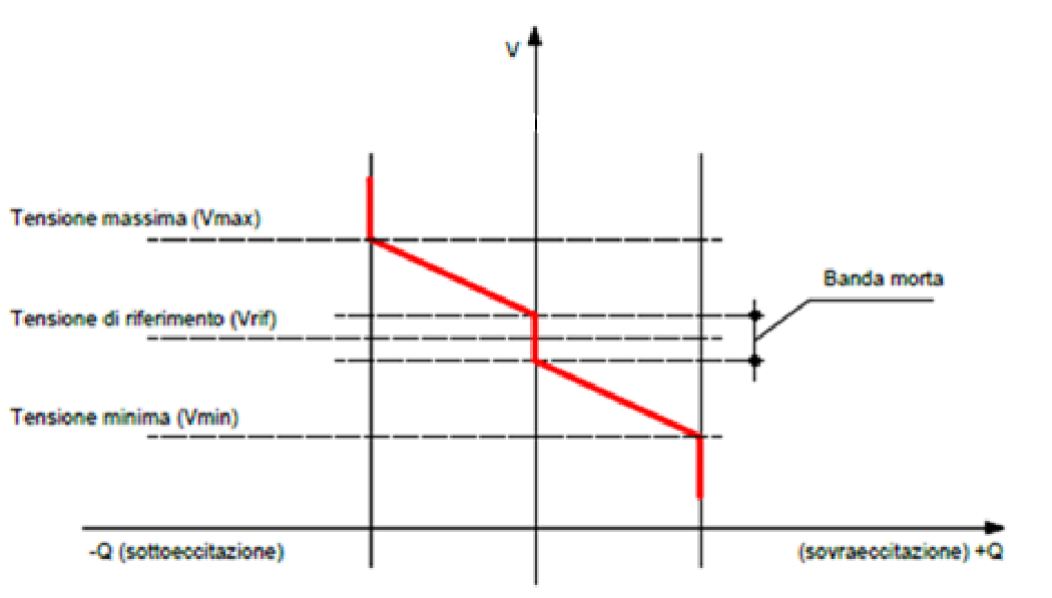
La caratteristica statica della modalità di controllo di tensione è riportata in Figura 19 con le seguenti precisazioni:

- La tensione di riferimento (V_{rif}) deve essere regolabile nel range 90-110% della **tensione nominale** V_n nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**), con una risoluzione migliore di 0,1kV;
- La tensione massima (V_{max}) deve essere regolabile nel range 100-110% della **tensione nominale** V_n nel **PdC** con una risoluzione migliore di 0,1kV;
- La tensione minima (V_{min}) deve essere regolabile almeno nel range 90-100% della **tensione nominale** V_n nel **PdC** con una risoluzione migliore di 0,1kV;
- La banda morta deve essere selezionabile in un intervallo compreso tra

zero e $\pm 5\%$ della **tensione nominale** V_n nel **PdC** e con una risoluzione migliore di $0,1\%$ della V_n ;

- La velocità di variazione del riferimento di tensione (kV/min) deve essere tarabile in un intervallo che verrà specificato dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione**;
- Il valore Q_{max} deve corrispondere alla capability di **potenza reattiva** riportata al paragrafo 1C.7.4 o a qualsiasi valori interni al diagramma comunicati dal **Gestore** in fase di **esercizio**.
- a seguito di una variazione a gradino della tensione, la variazione di **potenza reattiva** deve raggiungere il 90% del valore a regime entro 1s e assestarsi al valore di regime entro 5 secondi dal gradino;

Figura 19: Principio di funzionamento della modalità di controllo della tensione



1C.7.4.2.2 Modalità di controllo della potenza reattiva

Le caratteristiche del regolatore di **potenza reattiva** devono essere conformi ai seguenti requisiti:

- Il riferimento di **potenza reattiva** (Q_{rif}) deve essere regolabile tra il 100% della Q_{min} e il 100% Q_{max} con una risoluzione migliore di 1% o 1 MVar;
- I valori di Q_{min} e Q_{max} devono corrispondere alla capability di **potenza reattiva** riportata al paragrafo 1C.7.4 o a qualsiasi valori interni del

diagramma comunicati dal **Gestore** in fase di **esercizio**;

- La velocità di rampa del riferimento di **potenza reattiva** (in MVar/s o %/s) deve essere tarabile in un intervallo che verrà specificato dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione**;
- A fronte di una variazione a gradino del riferimento di **potenza reattiva**, la variazione effettiva di **potenza reattiva** deve assestarsi al nuovo valore di regime entro 5 secondi dal gradino.

1C.7.4.2.3 *Modalità di controllo del fattore di potenza*

Le caratteristiche del regolatore di fattore di potenza devono essere conformi ai seguenti requisiti:

- Il fattore di potenza di riferimento deve essere regolabile tra 0 e 1 con una risoluzione di 0.01;
- La velocità di rampa del riferimento (in pu/s) deve essere tarabile in un intervallo che verrà specificato dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione**;
- A fronte di una variazione a gradino del riferimento, il tempo di risposta del regolatore, ovvero il tempo impiegato perché la **potenza reattiva** raggiunga il suo nuovo valore di regime, deve essere pari ad un valore di 5 secondi.

1C.7.4.2.4 *Funzionalità SART*

Su richiesta del **Gestore**, devono essere implementate due ulteriori modalità di controllo, denominate RTS (Regolatore di Tensione di Sbarra) e RRT (Regolatore Regionale di Tensione), le cui specifiche funzionali sono riportate nell'Allegato A.16 "Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.7.4.2.5 *Sostegno alla tensione durante un corto circuito*

Qualora le caratteristiche tecniche della tecnologia lo permettano, una stazione di conversione HVDC deve fornire **corrente di guasto rapido** in caso di **guasti** trifasi simmetrici. Le logiche e le condizioni di attivazione della

fornitura di **corrente di guasto rapido** e la sua priorità rispetto ad altri controlli saranno specificate dal **Gestore** durante la fase di **richiesta di connessione** ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.7.5 *Requisiti delle connessioni HVDC in relazione alla gestione delle emergenze*

1C.7.5.1 *Rialimentazione del sistema (black-start)*

Qualora le caratteristiche della tecnologia lo permettano, un **sistema HVDC** deve offrire la funzionalità di **black-start**. Tale funzionalità consiste nella capacità di mettere in tensione la sbarra c.a. della sottostazione di una stazione di conversione HVDC a partire da un'altra stazione di conversione HVDC sotto tensione (sempre lato c.a.) dello stesso **sistema HVDC**.

L'intervallo di tempo tra l'arresto di una stazione di conversione HVDC e il suo riavvio sarà di norma non superiore a 15 minuti.

1C.7.5.2 *Teledistacco*

Ai fini della partecipazione al **Piano di Difesa** del sistema elettrico, il **Gestore** può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando vengano installati in una o più stazioni di conversione HVDC del Titolare di un **sistema HVDC**, e dedicati a funzioni particolari quali il telescatto e telecomando delle stazioni di conversione e del **sistema HVDC** e alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto), la cui installazione e manutenzione è a carico del Titolare della stazione di conversione HVDC o del **sistema HVDC**, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni descritti nell'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

Le caratteristiche tecniche funzionali e prestazionali degli apparati sono riportati nell'Allegato A.52 "Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione" e le modalità di

integrazione nel sistema di difesa del **Gestore** sono riportate nell'Allegato A.69 "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

1C.7.6 *Requisiti delle connessioni HVDC per la gestione del sistema*

1C.7.6.1 *Energizzazione e sincronizzazione delle stazioni di conversione HVDC*

L'energizzazione di una **stazione di conversione HVDC** o la sua sincronizzazione con la **rete** c.a. o la **connessione** di una **stazione di conversione HVDC** energizzata a un **sistema HVDC** devono essere fatte in modo tale da limitare i disturbi provocati nel **Punto di Connessione**.

Le specifiche di dettaglio saranno definite in fase di **richiesta di connessione** ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento d'Esercizio**.

1C.7.6.2 *Sistema di protezione*

Le prescrizioni del presente paragrafo vanno ad aggiungersi ai requisiti generali dei sistemi di **protezioni** validi per qualsiasi **Utente** della **RTN** già descritti al paragrafo 1C.4.

I sistemi di **protezione** di un **sistema HVDC** e delle sue stazioni di conversione hanno la precedenza rispetto ai controlli operativi, tenuto conto della sicurezza del **SEN** nonché della salute e della sicurezza del personale e dei cittadini.

Il sistema di **protezione** di un **sistema HVDC** deve essere organizzato secondo le seguenti categorie

- **protezione** contro **guasti** interni di cui al paragrafo 1C.7.6.1;
- **protezione della rete** di cui al paragrafo 1C.7.6.2.2;
- **protezioni** specifiche aggiuntive di cui al paragrafo 1C.7.6.2.3.

Qualsiasi modifica ai sistemi di **protezione** (schemi e/o impostazioni) deve essere preventivamente concordata con il **Gestore**. Le procedure per la modifica degli schemi di **protezione** sono specificate nel **Regolamento di**

Esercizio.

1C.7.6.2.1 Protezione contro guasti interni

Qualsiasi macchinario di un **sistema HVDC** deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a **guasti** non eliminati dalle **protezioni della RTN** o da queste non coperti.

Ogni componente, ogni sottosistema, ogni **stazione di conversione HVDC** e il **sistema HVDC** nella sua interezza devono essere protetti con dei sistemi di **protezione** coordinati fra loro, capaci di sostenere e contrastare ogni condizione di funzionamento anormale e qualsiasi evento di **guasto**, al fine di garantire la sicurezza del personale, il minimo danno ai componenti e la massima disponibilità del **sistema HVDC**. In particolare, la sicurezza dell'installazione dovrà essere assicurata anche in caso di avaria del **sistema di telecomunicazione**.

Lo sviluppo e la progettazione del sistema di **protezione** devono essere basati sulla completa duplicazione degli apparati. La ridondanza deve includere i circuiti di misura, almeno a partire dal lato trasdotto, i sistemi di acquisizione dei segnali, i circuiti di uscita, il **sistema di telecomunicazione**, le unità di elaborazione principali e tutto quanto associato alle apparecchiature di **protezione**.

La duplicazione dei sistemi di **protezione** deve essere effettuata possibilmente utilizzando apparati con un diverso principio di rilevazione e/o algoritmo di intervento.

Se possibile deve essere attivato anche un sistema di **protezione** secondario in ridondanza ai sistemi di **protezione** primari. Per il sistema secondario sono accettabili tempi di intervento più lunghi e minore selettività.

Per tutti i sistemi duplicati o ridondati, deve essere fornito un sistema di sorveglianza e di diagnostica che permetta il passaggio, sia automatico che manuale, dal sistema attivo a quello in stand-by, che deve essere sempre pronto per attivarsi. Il passaggio da un sistema protettivo all'altro deve essere

possibile ed avvenire quando vengano rilevate condizioni anomale di funzionamento nel sistema attivo. La manovra deve poter avvenire in condizioni di sicurezza e senza disturbare il resto del sistema. Qualora uno dei due sistemi si trovi in condizioni di **guasto** o sia stato forzatamente disattivato, l'automatismo di sorveglianza non deve commutare dall'attuale sistema attivo su quello non funzionante.

Deve essere garantito con opportuni accorgimenti costruttivi che eventuali **guasti** ad un sistema di **protezione** non si propaghino all'altro sistema di **protezione**.

Ogni **stazione di conversione HVDC** deve avere un dispositivo di blocco, che può essere resettato di norma manualmente e localmente, e solo in casi eccezionali anche da remoto. Questo si deve attivare in caso di **guasto**, rilevato dalle **protezioni**, che richieda la fermata del sistema e una ispezione e verifica del o dei componenti.

Il blocco comandato dall'intervento della **protezione**, deve riguardare solo l'unità di conversione HVDC interessata e non deve normalmente essere propagato anche alle altre unità della stessa stazione di conversione. Il blocco dell'unità di conversione **HVDC** ne deve impedire le manovre, fino al ripristino manuale.

In funzione del tipo di intervento della **protezione**, l'azione può essere una fermata temporanea del singolo **polo del sistema HVDC**, seguita da un tentativo di ripartenza, oppure il passaggio agli stati di funzionamento RFO (*Ready For Operation* - stato di pronto), RFE (*Ready For Energization* - Pronto per l'energizzazione) e DIS (*Disconnected* - Disconnesso) con attivazione o meno del dispositivo di blocco.

Qualora una parte in ridondanza dell'impianto abbia un **guasto**, la sua **protezione** deve provvedere ad isolare il componente guasto e possibilmente senza **interruzione**, laddove possibile, continuare ad operare utilizzando il componente di backup. Il sistema di **protezione** deve essere concepito con tecnologia a microprocessori e deve essere provvisto di un

sistema di autodiagnostica in linea. Detto sistema deve essere in grado di evitare tutte le manovre non corrette in caso di problemi interni al sistema di **protezione** e dovrà attivare un allarme specifico per il problema riscontrato.

Tutte le incongruenze tra le informazioni del sistema primario e quello secondario devono essere segnalate al sistema di supervisione mediante allarmi specifici per ciascun problema riscontrato.

Il sistema di **protezione** del **sistema HVDC** deve garantire:

- la massima selettività, almeno con il sistema di **protezione** primaria;
- che ciascun **guasto** venga eliminato entro il massimo tempo di rimozione del **guasto** da almeno due **protezioni**.

1C.7.6.2.2 *Sistema di protezioni lato rete alternata*

Un **sistema HVDC** e le sue stazioni e unità di conversioni **HVDC** devono essere dotati di un sistema di **protezioni** in grado di separarli dalla **RTN** in caso di **guasti** nella **RTN** non eliminati correttamente oppure per la salvaguardia della stabilità del **SEN**. Gli schemi e le tarature devono essere coordinati con quelli delle **protezioni** nella **RTN** e sono quindi stabilite dal **Gestore** sulla base dei criteri riportati negli Allegati A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” e A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all’Appendice A del presente Capitolo. In relazione alle esigenze del sistema elettrico cui è connesso il **sistema HVDC**, le tarature potranno anche differire da quelle indicate nell’Allegato A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all’Appendice A del presente Capitolo.

Durante la fase di **richiesta di connessione** di un **sistema HVDC**, il **Gestore** verificherà la corrispondenza del sistema di **protezione** proposto ai requisiti generali riportati nell’Allegato A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all’Appendice A del presente Capitolo e concorderà con il Titolare del **sistema HVDC** gli schemi di dettaglio e le tarature.

1C.7.6.2.3 *Altre protezioni specifiche*

Nelle stazioni di conversione HVDC, è inoltre richiesto che siano previste:

- **protezioni** contro oscillazioni di potenza non controllabili dal **sistema HVDC**;
- **protezioni** di perdita **rete**: deve essere progettata una **protezione** che verifichi l'effettiva presenza della **RTN**; la **protezione** deve basarsi su misure di potenza, tensione e corrente e se necessario sullo stato della stazione. La **protezione** deve impedire l'entrata in funzione del **sistema HVDC** se non sussistono le condizioni e scollegarlo nel caso di apertura dell'ultima linea che collega l'impianto alla **RTN**. La **protezione** può essere collocata nel box del montante di conversione nella stazione di **rete** o all'interno del sistema di **protezione** che deve quindi acquisire tutti i segnali necessari. Sarà cura del costruttore/titolare specificare il tipo e le caratteristiche dell'interfaccia verso la stazione per lo scambio dei segnali;
- **protezione** da distorsione armonica. Qualora il **sistema HVDC** inietti una quantità eccessiva di armoniche in **rete**, verrà generato un allarme;
- **protezione** dalle dissimmetrie della tensione di **rete**: le stazioni di conversione HVDC devono essere disconnesse al superamento dei limiti di dissimmetria riportati al paragrafo 1C.7.6.6. La taratura della **protezione** deve essere concordata con il **Gestore** per evitare, al fine di salvaguardare le esigenze di disponibilità della **RTN**, di escludere anticipatamente una stazione di conversione HVDC in regime transitorio.

1C.7.6.3 *Sistema di controllo*

Un **sistema HVDC** deve essere dotato di un sistema di controllo in grado di gestire e controllare in modo coordinato tutte le unità di conversione **HVDC** del sistema.

Durante la fase di **richiesta di connessione**, la gerarchia e la struttura del sistema di controllo saranno concordate con il **Gestore** ed i relativi requisiti

saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio** del **sistema HVDC**.

Gli schemi e le impostazioni del sistema di controllo di un **sistema HVDC** sono concordati tra il **Titolare** del sistema e il **Gestore** sulla base dei principi riportati nei paragrafi sotto, nell'ambito della procedura di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente capitolo. Eventuali modifiche degli schemi e/o delle impostazioni successive alla fase di prima **connessione** devono sempre essere preventivamente concordate con il **Gestore**.

1C.7.6.3.1 *Criteri di automazione, controllo e regolazione*

Struttura gerarchica del sistema di controllo

Per ogni polo del sistema²⁷ HVDC e per ogni stazione di conversione HVDC, la struttura funzionale del sistema di controllo deve essere organizzata nel seguente modo²⁸.

- il "controllo del convertitore" che contiene la maggior parte delle funzioni di controllo rapide ed interne dei ponti di conversione delle unità di conversione **HVDC**, quali il controllo dell'angolo di accensione dei tiristori, gli anelli di controllo della corrente e della tensione del convertitore, le funzioni di limitazione degli angoli di conduzione, le logiche di start/stop etc. Le "logiche di Convertitore" realizzano le funzioni logiche di basso livello, per l'automazione e la gestione separata del convertitore;
- il "controllo di terminale" permette la gestione delle unità di conversione **HVDC** in assenza di telecomunicazioni fra le unità di conversione **HVDC** dello stesso polo, con comandi locali. La coordinazione delle funzioni non sarà automatica ma ottenuta manualmente e garantita dagli operatori. Le "logiche di terminale", realizzano le funzioni logiche di alto livello, per la automazione e la gestione delle unità di conversione **HVDC**, in assenza delle telecomunicazioni;
- il "controllo del collegamento", che attraverso il **sistema di**

²⁷ Per polo del sistema HVDC si intende la parte di un sistema HVDC costituita da due o più stazioni di conversione collegate tra loro attraverso cavi o linee di trasmissione in c.c. Nella sezione in c.c. la polarità della tensione è la medesima per tutte le parti di impianto comuni del polo.

²⁸ In accordo con la norma IEC 60633:1998 "Terminology for high-voltage direct current (HVDC) transmission".

telecomunicazione fra le stazioni di conversione HVDC di un polo, opera in modo simmetrico e coordinato con il rispettivo blocco nell'altro estremo del polo. In tal modo si ottiene una coordinazione completamente automatica dell'intero polo, attuando le funzioni di controllo più lente come il trasferimento a potenza costante della potenza o la **regolazione di frequenza** in una delle due **reti**. Le "logiche del collegamento", in presenza di telecomunicazioni con l'analogo blocco nell'altra stazione, realizzano le funzioni logiche di alto livello, per la automazione e la gestione del polo, realizzano l'interfacciamento per la teleconduzione.

Per ogni stazione di conversione HVDC, la struttura del sistema di controllo potrà inoltre prevedere le funzionalità di:

- “controllo di stazione” che permette la gestione della stazione di conversione HVDC in maniera coordinata coordinando le funzioni del controllo delle unità di conversione HVDC dei singoli poli in assenza di telecomunicazioni con le altre stazioni di conversione HVDC;
- “controllo di bipolo” realizza le funzioni logiche di alto livello per la automazione e la gestione in maniera coordinata di entrambi i poli, coordinando le funzioni di controllo di collegamento o di terminale in presenza di telecomunicazioni.

Ridondanza del sistema di controllo

Lo sviluppo e la progettazione del sistema di controllo delle stazioni di conversione HVDC devono essere basati sulla completa duplicazione degli apparati. La ridondanza deve includere i circuiti di misura, almeno a partire dal lato trasdotto, i sistemi di acquisizione dei segnali, i circuiti di uscita, il **sistema di telecomunicazione**, le unità di elaborazione principali e tutto quanto associato alle apparecchiature di comando, controllo e **protezione** delle stazioni di conversione. La duplicazione si deve estendere fino al livello di ponte di conversione, comprendendo anche il livello delle valvole ed il relativo sistema di raffreddamento. Le apparecchiature progettate con ridondanza saranno considerate come duplicate.

Per tutti i sistemi duplicati o ridondati, deve essere fornito un sistema di sorveglianza e di diagnostica che permetta il passaggio, sia automatico che manuale, dal sistema attivo a quello in attesa, che deve essere sempre pronto per attivarsi. Il passaggio da un sistema all'altro deve essere possibile ed avvenire quando vengano rilevate condizioni anomale di funzionamento nel sistema attivo. La manovra deve poter avvenire in condizioni di sicurezza e senza disturbare il resto del **sistema HVDC**. Qualora un sistema si trovi in condizioni di **guasto** o sia stato forzatamente disattivato, l'automatismo di sorveglianza non deve commutare dall'attuale sistema attivo.

Deve essere garantito il principio che eventuali **guasti** di una apparecchiatura duplicata non si propaghino anche all'altra apparecchiatura gemella in ridondanza.

Ordine di priorità della protezione e del controllo

Il Titolare di un **sistema HVDC** organizza le proprie **protezioni** e i propri dispositivi di controllo in base al seguente ordine di priorità (decrescente), salvo diversamente specificato dal **Gestore**:

- la **protezione della rete** e del **sistema HVDC**;
- il controllo della **potenza attiva** per l'assistenza di emergenza;
- l'inerzia sintetica, ove applicabile;
- le eventuali azioni correttive automatiche di blocco delle rampe di carico e/o di attivazione/blocco del controllo di frequenza (modalità **LFSM-U**, **LFSM-O** e **FSM**);
- la modalità **LFSM**;
- la modalità **FSM** e il controllo della frequenza e
- limitazione della rampa di potenza.

Eventuali variazioni o integrazioni dell'ordine di priorità sopra riportato potranno essere fornite dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.7.6.3.2 *Requisiti funzionali del sistema di controllo*

Il sistema di controllo di un **sistema HVDC** deve implementare tutte le funzioni indispensabili di comando, controllo e **protezione** delle stazioni di conversione HVDC, le interfacce necessarie agli operatori per gestire tutte le modalità operative previste e le fondamentali configurazioni di controllo del collegamento. Inoltre, per le attività di messa in servizio del **sistema HVDC**, deve essere previsto una modalità di controllo della sola corrente che potrà anche essere utilizzata in caso di fuori servizio prolungato del sistema di telecomunicazioni utilizzato per il coordinamento delle unità e stazioni di conversione del **sistema HVDC**.

Il sistema di controllo delle stazioni di conversione HVDC deve comprendere diverse funzioni di controllo che possono essere genericamente suddivise in tre gruppi:

- Funzioni di controllo primarie: controllo di potenza o di corrente sincroni, controllo della frequenza di **rete** (con annessa logica di inversione rapida della direzione della potenza trasmessa), controllo della tensione sul collegamento, controllo del variatore sotto carico. Gli assetti di controllo sincrono devono essere provvisti di adeguate funzioni di riserva, per gestire le condizioni di **esercizio** nelle quali risulta temporaneamente indisponibile il sistema di telecomunicazioni.
- Funzioni di controllo secondarie: controllo della **potenza reattiva** assorbita dalla **rete** (logiche di riduzione dell'impatto delle manovre sui filtri AC), limitazione della corrente in caso di sovraccarico, limitazione della corrente dipendente dalla caratteristica corrente/tensione, ripristino rapido del sistema a fronte di **guasti** in **rete**, gestione dell'assetto di prova con linea aperta (utilizzato in modalità "Manuale" per verificare la tenuta dell'isolamento dei componenti del circuito DC).
- Funzioni di controllo aggiuntive: controllo della tensione di **rete**, smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche e smorzamento delle oscillazioni sub-sincrone, variazione rapida della potenza trasmessa in riduzione (run-back) ed in aumento (run-up).

Modalità di funzionamento

Il sistema di controllo delle stazioni di conversione HVDC e del **sistema HVDC** deve prevedere la possibilità di funzionare in almeno ciascuna delle seguenti modalità:

- Modalità di funzionamento "Automatico di Collegamento" (ALM), operabile da locale (sala controllo) o da remoto (centro di teleconduzione). Questa modalità di funzionamento normale e permanente richiede che il sistema di telecomunicazioni sia operativo per gestire automaticamente le transizioni tra i vari stati operativi (Collegamento pronto per l'energizzazione-RFE Collegamento pronto per il funzionamento-RFO, Collegamento in esercizio-POW) e di controllo (Controllo di potenza/frequenza, Controllo di corrente sincrono) del **sistema HVDC** o dei singoli poli che lo compongono. Le sequenze di comando, controllo e protezione devono essere coordinate e sincronizzate automaticamente tra le stazioni di conversione HVDC, a partire da comandi locali di sala controllo o remoti del centro di teleconduzione. A seconda dell'assetto di **esercizio** (bipolare o monopolare) questa modalità di funzionamento si distingue in:
 - "Automatico di Collegamento Bipolare";
 - "Automatico di Collegamento Monopolare".
- Modalità di funzionamento "Automatico di Terminale" (ATM), operabile solo da locale (sala controllo). Questa modalità di funzionamento eccezionale e temporanea deve poter essere selezionata manualmente da entrambi gli operatori che gestiranno telefonicamente il coordinamento delle transizioni tra i vari stati operativi (Terminale disconnesso, Terminale pronto per l'energizzazione, Terminale pronto per il funzionamento, Terminale in esercizio) e di controllo (Controllo di corrente asincrono) di entrambi i poli (in assetto bipolare) o di un solo polo (in assetto monopolare) della stessa stazione di conversione HVDC. Le sequenze di comando, controllo e **protezione** devono essere coordinate telefonicamente tra le diverse stazioni di conversione HVDC, a partire da comandi locali di sala controllo. A seconda dell'assetto di **esercizio** (bipolare o monopolare) questa modalità di funzionamento si

distingue in:

- "Automatico di Terminale Bipolare";
- " Automatico di Terminale Monopolare".
- Modalità di funzionamento "Manuale" (MAN), operabile solo da locale (sala controllo). Questa modalità di funzionamento eccezionale e temporanea deve poter essere selezionata manualmente da entrambi gli operatori che gestiranno telefonicamente, senza il supporto di alcuna sequenza automatica di manovra (con la sola eccezione degli interblocchi "hardware" che rimarranno sempre attivati), il coordinamento delle transizioni tra i vari stati operativi (Polo disconnesso, Polo pronto per l'energizzazione, Polo pronto per il funzionamento, Polo in esercizio) e di controllo (Controllo di corrente asincrono) dei poli separatamente (sia in assetto bipolare che in assetto monopolare) della stessa stazione di conversione HVDC. Le manovre di controllo devono essere coordinate telefonicamente tra le stazioni di conversione HVDC, a partire da comandi locali di sala controllo.

Funzionamento da master o da slave

Nella modalità "automatico di collegamento", la stazione di conversione HVDC MASTER sarà quella che avrà la più alta priorità ed il suo operatore controllerà completamente il **sistema HVDC** o i singoli poli che lo compongono; l'altra stazione di conversione HVDC sarà denominata SLAVE ed eseguirà automaticamente le manovre richieste dalla stazione MASTER.

La definizione di quale stazione sia MASTER e quale sia SLAVE dovrà essere effettuata prima che il collegamento sia sbloccato e che sia impartito l'ordine di messa in servizio; la funzione MASTER potrà comunque essere trasferita senza **interruzione** del servizio.

Entrambi le stazioni potranno essere scelte come stazione MASTER.

Tutti gli ordini in funzionamento "Automatico di Collegamento", per esempio gli ordini di potenza impostati, saranno sempre definiti nella stazione MASTER che trasmetterà le informazioni necessarie alla stazione SLAVE.

Stati di funzionamento

Il sistema di controllo delle stazioni di conversione HVDC deve prevedere almeno i seguenti diversi stati di funzionamento del **sistema HVDC** (se il sistema viene operato in modalità "Automatico di Collegamento") oppure delle unità di conversione **HVDC** (se il sistema viene operato in "Automatico di Terminale"), che sono caratterizzati da ben precisi criteri di riconoscimento:

- unità di conversione disconnessa (DIS): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano aperti, l'interruttore ed il sezionatore AC siano aperti, le valvole bloccate (si tratta di una condizione di impianto visivamente riconoscibile prima di procedere ad una manutenzione).
- unità di conversione pronta per l'energizzazione (RFE): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano aperti, le valvole siano bloccate (in questa condizione di impianto i trasformatori sono pronti per entrare in servizio).
- unità di conversione pronta per il funzionamento (RFO): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano chiusi, le valvole siano bloccate (in questa condizione di impianto i filtri sono pronti per entrare in servizio).
- unità di conversione in trasmissione di potenza (POW): questo stato di funzionamento comporta che i sezionatori DC siano chiusi, l'interruttore ed il sezionatore AC siano chiusi, le valvole siano sbloccate (in questa condizione di impianto viene trasmessa potenza tra i terminali).

Il singolo polo assume stati di funzionamento omonimi (Collegamento pronto per l'energizzazione, Collegamento pronto per il funzionamento, Collegamento in trasmissione di potenza) quando le unità di conversione hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti, con la sola eccezione dello stato disconnesso che è raggiungibile solo a livello di unità di conversione.

Il **sistema HVDC** assume stati di funzionamento omonimi quando i poli hanno raggiunto gli stati di funzionamento corrispondenti.

1C.7.6.4 Monitoraggio e scambio di informazioni

1C.7.6.4.1 Monitoraggio in tempo reale

Ai fini dell'**esercizio** in tempo reale della **RTN**, è richiesta l'installazione nelle stazioni di conversioni **HVDC** di una o più **RTU** per l'integrazione di un **sistema HVDC** e delle sue stazioni di conversione nei sistemi di controllo e conduzione del **Gestore**. Le modalità d'integrazione sono riportate al paragrafo 1C.4.

Le prescrizioni relative al numero e alla tipologia delle informazioni ed il tempo di aggiornamento richiesto per ogni singolo dato/misura sono definiti dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** del **sistema HVDC** e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.7.6.4.2 Sistema di monitoraggio dei guasti

Tutte le stazioni di conversione HVDC devono essere dotate un sistema di registrazione degli eventi (**RCE – Registrazione Cronologica degli Eventi**) e dei **guasti (TFR - Transient Fault Recorder & Analyzer)**:

- La funzione **RCE** raccoglie tutti i segnali di stato e loro variazioni dei vari sistemi, tutti i comandi e le azioni di **protezione** e li memorizza, sia in **condizioni normali** che in presenza di perturbazioni.
- Il **TFR** registra ed analizza le grandezze analogiche e digitali del sistema durante le perturbazioni.

Deve essere inoltre possibile acquisire ed analizzare la distorsione armonica (dalla seconda alla 50 armonica) e le componenti della corrente iniettata in **rete** e della tensione nel **punto di connessione**.

Inoltre, devono essere previsti un sufficiente numero di configurazioni, richiamabili facilmente, affinché sia possibile registrare i transitori previsti durante le fasi di prova e selezionare gli eventi interessati.

I sistemi **RCE** e **TFR** saranno utilizzabili e gestiti attraverso le postazioni operatore e da postazione remota.

Tutti gli eventi ed i transitori utilizzeranno lo stesso segnale di sincronismo (GPS) per etichettare eventi o registrazioni.

La funzione **RCE** dovrà memorizzare tutti gli eventi. Gli ultimi eventi e tutti gli stati di anomalia o allarme ancora presenti dovranno essere accessibili immediatamente. Dovrà essere possibile richiamare, attraverso opportuni filtri e algoritmi di ricerca, categorie particolari di eventi. Gli eventi andranno suddivisi per livello di gravità.

Il **TFR** dovrà poter essere attivato sia manualmente che automaticamente per violazioni di soglie impostabili da operatore. La durata della registrazione dovrà avere un minimo di 3 secondi e terminare qualora tutte le condizioni siano rientrate entro i valori previsti.

Le registrazioni dovranno prevedere sia la forma d'onda che i valori RMS calcolati dal sistema stesso. Tutte le registrazioni dei sottosistemi dovranno essere fra loro confrontabili e sovrapponibili.

La risoluzione, sia del segnale sia delle registrazioni, dovrà essere tale da permettere la ricostruzione dell'evento e potrà essere diversa in funzione del fenomeno in atto.

Le registrazioni dovranno essere memorizzate e facilmente richiamabili/visualizzabili e stampabili dagli operatori. Dovrà inoltre essere possibile aggiungere note e commenti.

Dovrà essere possibile esportare i dati verso altri sistemi per una analisi fuori linea dell'evento.

1C.7.6.5 *Modelli di simulazione*

Il Titolare di **un sistema HVDC** deve fornire un modello di simulazione del **sistema HVDC** che rispecchi il comportamento reale del sistema e consenta di simulare con un livello di dettaglio adeguato il comportamento in regime stazionario, dinamico elettromeccanico (RMS), elettromagnetico (EMT) e

armonico (onde valutarne l'immissione in **rete** delle armoniche a diverse frequenze).

Il modello di simulazione deve essere completo dei sotto-modelli e/o informazioni equivalenti relativi a:

- modelli delle unità di conversione **HVDC**;
- modelli dei componenti in c.a.;
- modelli di **rete** in c.c.;
- sistema di controllo della tensione, della frequenza e della potenza;
- caratteristiche di controllo speciali quali funzione di smorzamento delle oscillazioni di potenza e controllo dello smorzamento delle interazioni torsionali subsincrone (se del caso);
- controllo con più terminali, se del caso;
- modelli di **protezione del sistema HVDC**.

Ulteriori sotto-modelli possono essere richiesti in funzione delle caratteristiche del **sistema HVDC** e/o del suo schema di **connessione** alla **RTN**.

I modelli di simulazione possono essere forniti in formato libero ovvero fogli Excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati i parametri utilizzati, le funzioni di trasferimento e le equazioni utilizzate. Il **Gestore** può comunque richiedere i modelli dinamici completi in formati standard su software di simulazione di larga diffusione.

Oltre alle simulazioni effettuate nell'ambito del processo di conformità di cui al paragrafo 1C.7.9, i modelli forniti potranno essere utilizzati anche per l'esecuzione di studi di verifica quali, ad esempio:

- Transitori di sovratensioni;
- **Stabilità** alle piccole variazioni (**stabilità transitoria**);
- Interazioni torsionali sub-sincrone;
- Interazione tra i **sistemi HVDC** o altri impianti e apparecchiature che si trovano in stretta prossimità elettrica
- Perdita di una **stazione di conversione HVDC**.

1C.7.6.6 Qualità della potenza

In condizioni **normali di funzionamento** della **rete**, la connessione di un **sistema HVDC** non deve causare un degrado delle prestazioni della **RTN**, nel **punto di connessione**, oltre i livelli di disturbo di seguito definiti dal **Gestore**, comprensivi del contributo apportato dal nuovo impianto.

Per la valutazione dell'impatto sulla **rete**, il Titolare di un **sistema HVDC** fornisce, all'atto della **richiesta di connessione**, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di disturbi; sulla base di tali dati il **Gestore** valuta gli effetti sulla **rete** in condizioni di minima **potenza di corto circuito** sulla **rete** stessa.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al **sistema HVDC** e alle sue stazioni di conversione sono fissate dal **Gestore** tenendo conto dei valori di pianificazione adottati dal **Gestore**, della **potenza di corto circuito** nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**), dei dati caratteristici del **sistema HVDC**, 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 **richiesta di connessione**.

Nelle porzioni di **rete** caratterizzate da livelli di disturbi vicini ai limiti di pianificazione è consentita la connessione di nuovi impianti disturbanti, previa effettuazione degli interventi necessari a garantire il rispetto dei limiti di pianificazione.

In funzione delle condizioni della **RTN** nei **PdC**, il **Gestore** si riserva comunque in una fase successiva di richiedere al titolare del **sistema HVDC** l'installazione di ulteriori sistemi di compensazione al fine di garantire gli standard qualitativi della **RTN**.

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

L'iniezione di corrente di sequenza inversa da una **stazione di conversione HVDC** deve essere tale che il **grado di dissimmetria della tensione** nel **PdC**, in assenza di **interruzioni** di fase, rimanga inferiore all'1% per le **reti**

con **tensione nominale** inferiore od uguale a 150 kV ed inferiore allo 0.8% per le **reti** con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di **connessione** di una **stazione di conversione HVDC** in un **nodo** della **RTN** con una **potenza di corto circuito** inferiore a 500 volte la potenza massima della stazione di conversione HVDC, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel **PdC** deve essere inferiore a:

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

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale della stazione di conversione HVDC, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di **corto circuito** trifase al **nodo** di **connessione**, P_n la **potenza nominale** della stazione di conversione HVDC.

Il parametro E_{ui} è definito dal **Gestore** in base alle caratteristiche della **rete** nel punto di **connessione**:

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

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** inferiore a 110 kV;
- 225 MVA per **reti** con **tensione nominale** superiore od uguale a 110 kV ed inferiore a 220 kV;
- 350 MVA per **reti** con **tensione nominale** di 220 kV;
- 1000 MVA per **reti** con **tensione nominale** di 380 kV.

ii) Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche di una stazione di conversione HVDC devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** della corrente (THD_I), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale della stazione di conversione HVDC nel **PdC** non superi i valori indicati nelle Tabelle²⁹ di seguito riportate

²⁹ Le Tabelle sono stabilite sulla base della norma IEEE 519 [42] e sono applicabili alle armoniche di corrente le cui frequenze sono multipli interi della frequenza fondamentale (50 Hz).

Ordine armonico ⁽³⁰⁾						
I_{cc}/I_L ⁽³¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	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 ⁽³²⁾						

Tabella 13: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110kV.

Ordine armonico ⁽³⁰⁾ più sopra						
I_{cc}/I_L ⁽³¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	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 ⁽³²⁾						

Tabella 14: Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV.

iii) Distorsione armonica della tensione

Le emissioni di armoniche di una stazione di conversione HVDC devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** (THD_v) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel **punto di connessione**, considerato anche il contributo apportato dal nuovo sistema stesso, non superi i seguenti valori:

- THD_v ≤ 2,5% per le **reti a tensione nominale** inferiore a 220 kV;
- THD_v ≤ 1,5% per le **reti con tensione nominale** superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione di un **sistema HVC** si possono verificare le seguenti alternative:

- le emissioni del **sistema HVDC** in termini di distorsione della corrente

³⁰ Non è ammessa la presenza di una componente continua di corrente.

³¹ I_{cc} è la massima corrente di **corto circuito** nel **punto di connessione** del **sistema HVDC**.

³² I_L è la corrente nominale della stazione di conversione HVDC nel Punto di Connessione.

sono conformi ai limiti di cui sopra e sono tali che i limiti di distorsione della tensione non vengano superati; in tale caso, il **sistema HVDC** può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;

- le emissioni del **sistema HVDC** in termini di distorsione della corrente sono superiori ai limiti di cui sopra o sono tali che i limiti di distorsione della tensione siano superati; in questo caso, la **connessione** è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti di pianificazione.

iv) Flicker

Riguardo l'effetto flicker, i valori assunti in sede di pianificazione della **rete** dell'**indice di severità del flicker a breve termine (P_{st})** e dell'**indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt})** sono 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

v) Rapid Voltage Change

Inoltre, le variazioni veloci della tensione indotte dalle variazioni della **potenza** scambiata con la **rete** non devono superare le soglie riportate nella tabella sotto (IEC/TR 61000-3-7):

Number of changes n	$\Delta U/U_N$ %	
	MV	HV/EHV
$n \leq 4$ per day	5-6	3-5
$n \leq 2$ per hour and > 4 per day	4	3
$2 < n \leq 10$ per hour	3	2,5

1C.7.6.7 Power system stabilizers

Un **sistema HVDC** deve essere in grado di contribuire allo smorzamento delle oscillazioni di potenza nelle **reti** in corrente alternata alle quali è connesso. Le specifiche di dettaglio dei dispositivi PSS e i relativi parametri di taratura saranno concordati durante la fase di **connessione** e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.7.6.8 Robustezza del sistema HVDC

Un **sistema HVDC** deve essere in grado di trovare punti di funzionamento stabili con una variazione minima del flusso di **potenza attiva** e del livello di tensione, durante e dopo qualsiasi modifica pianificata o non pianificata nel **sistema HVDC** o nella **rete** in corrente alternata alla quale è connesso. Le informazioni di dettaglio verranno fornite dal **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** sulla base dei dati del **sistema HVDC** e del **Punto di**

Connessione.

Si riporta a titolo esemplificativo l'elenco delle condizioni minime in cui deve essere verificata la **stabilità** del **sistema HVDC**:

- apertura e chiusura di elementi di **rete** limitrofi al collegamento;
- energizzazione e scatto dei filtri;
- energizzazione dei trasformatori in prossimità della **stazione** o di un altro **polo** dello stesso collegamento;
- variazione in sovra e sottotensione dovuta ai **guasti**;
- perdita di porzioni di **rete**;
- **guasti** longitudinali in **rete**.

1C.7.7 *Requisiti aggiuntivi per le stazioni di conversione HVDC del terminale remoto*

La stazione di conversione del terminale remoto³³ di un **sistema HVDC** deve essere progettata in modo da garantire, al punto di interfaccia HVDC³⁴, gli intervalli di frequenza e tensione e i periodi di permanenza riportati rispettivamente nelle Tabella 15 e Tabella 16.

Qualora, previo accordo con il **Gestore**, venga utilizzata una frequenza nominale diversa da 50 Hz oppure una frequenza variabile di progetto oppure ancora una tensione di riferimento diversa da quelle riportate in tabella, il **Gestore** concorderà con il **Titolare** durante la fase di **richiesta di connessione** gli intervalli di frequenza e/o tensione e i tempi di permanenza applicabili ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

Qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, il **Titolare** della stazione di conversione del terminale remoto deve dichiarare eventuali limiti o tempi

³³ Per terminale remoto si intende la stazione di conversione di un **sistema HVDC** che è connessa su una **rete** incorrente alternata su cui insiste il parco di generazione connesso in corrente continua.

³⁴ Per punto di interfaccia HVDC si intende il punto, definito dal **Gestore**, in cui apparecchiature HVDC sono connesse a una rete in c.a., nel quale è possibile prescrivere le specifiche tecniche che incidono sulle prestazioni delle apparecchiature.

di funzionamento più ampi, il cui utilizzo sarà concordato con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

Tabella 15: Intervalli di frequenza della stazione di conversione

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

Tabella 16: Intervalli di tensione della stazione di conversione

Tensione di riferimento 1 p.u. nel PdC	Intervallo di tensione [p.u.]	Tempo minimo di funzionamento
≤400 kV e >300kV	0.85 – 0.9	60 minuti
	0.9 – 1.05	Illimitato
	1.05 – 1.15	60 minuti
≥110kV e ≤ 300kV	0.85 – 0.9	60 minuti
	0.9 – 1.12	Illimitato
	1.12 – 1.15	60 minuti

I requisiti relativi alla capability di **potenza reattiva** della **stazione di conversione HVDC** del terminale remoto saranno concordati con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** ed i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

1C.7.8 **Requisiti aggiuntivi per i parchi di generazione connessi in corrente continua**

Un **parco di generazione** di tipo eolico connesso in corrente continua deve essere progettato sulla base dei requisiti dell'allegato A.17 di cui all'Appendice A del presente capitolo, applicabili nel punto di interfaccia della centrale eolica.

Le prescrizioni di dettaglio vengono definite dal **Gestore** durante la fase di richiesta di connessione e sulla base delle informazioni preliminari del progetto, in particolare quelle relative alla tensione e alla frequenza di riferimento nel punto di interfaccia della centrale eolica. Tutti i relativi requisiti saranno formalizzati nel **Regolamento di Esercizio**.

In ogni modo, si precisa fin da subito che i requisiti in merito alla regolazione di frequenza (modalità FSM, LFSM-O e LFSM-U dell'allegato A.17) sono da intendersi applicabili alla frequenza (e alla sua misura) nel **punto di connessione** del parco alla **RTN**.

1C.7.9 **Conformità degli impianti**

Per i parchi di generazione connessi in c.c., si applicano le stesse disposizioni previste per i parchi di generazione connessi in c.a. e riportate al paragrafo 1C.5.7.

Per i **sistemi HVDC**, il **Titolare** deve assicurare che il suo sistema sia conforme ai requisiti del presente capitolo per tutta la durata di vita

dell'impianto.

Il **Gestore** valuta la conformità del **sistema HVDC** ai requisiti del presente capitolo per tutta la durata di vita dell'impianto e tiene informati il **Titolare del sistema HVDC** sull'esito delle valutazioni che sono effettuate sulla base di:

- Informazioni, documenti e dati forniti al **Gestore** dal **Titolare del sistema HVDC** durante la fase di **connessione** di cui al capitolo 1A oppure successivamente;
- Verifiche e/o prove ispettive effettuate dal **Gestore** per accertare la veridicità delle dichiarazioni rilasciate dal **Titolare del sistema HVDC**; le modalità di esecuzione delle verifiche e/o prove ispettive saranno concordate tra il **Gestore** e il **Titolare del sistema HVDC**, sulla base di procedure standard laddove esistenti; le prove di conformità riguardano in particolare
 - la verifica dei requisiti relativi alla **stabilità** della frequenza di cui al paragrafo 1C.7.3;
 - la verifica dei requisiti relativi alla **stabilità** della tensione di cui al paragrafo 1C.7.4;
 - la verifica dei requisiti relativi alla gestione delle emergenze di cui al paragrafo 1C.7.5;
- **Monitoraggio** in tempo reale e durante i **guasti** utilizzando lo scambio di informazioni di cui al paragrafo 1C.7.6.4;
- Simulazioni delle prestazioni dei **sistemi HVDC** effettuate dai titolari su richiesta del **Gestore** (oppure direttamente dal **Gestore**) sulla base dei modelli di simulazione di cui al paragrafo 1C.7.6.5;

Il **Gestore** può comunque richiedere al **Titolare del sistema HVDC** di svolgere una serie supplementare o alternativa di simulazioni nei casi in cui le informazioni fornite in relazione alle simulazioni di cui sopra non siano sufficienti a dimostrare la conformità alle Regole Tecniche di cui alla sezione 1C del presente Capitolo.

1C.8 SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE

I principi generali per la gestione dei punti di separazione funzionale dell'**attività di trasmissione** dalle altre attività elettriche sono definiti al paragrafo 1B.9.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

A completamento di quanto previsto nel presente capitolo, si riporta nel seguito, l'elenco dei documenti di riferimento che costituiscono allegati al presente Codice di Rete:

- A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV";
- 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.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico";
- A.10 "Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale";
- A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV";
- A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico";
- A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna";
- A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione";
- A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza";
- A.16 "Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione";
- A.17 "Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo";
- A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore";
- A.19 "Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico";
- A.23 "Procedura per la selezione delle risorse per il mercato di bilanciamento";
- A.34 "Sistema Comandi: formato messaggi";

- A.52 “Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione”;
- A.53 “Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”;
- A.65 “Dati tecnici strutturali”;
- A.68 “Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo”;
- A.69 “Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna”;
- A.72 “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)”;
- A.73 “Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza”.