

**IMPLEMENTAZIONE DEL REGOLAMENTO UE 2016/631 “CODICE DI
RETE RELATIVO AI REQUISITI PER LA CONNESSIONE DEI
GENERATORI ALLA RETE”-**

CONSULTAZIONE SULLE SOGLIE DI POTENZA E PARAMETRI TECNICI

1. Premessa

Il Regolamento UE 2016/631 recante il Codice di Rete relativo ai requisiti per la connessione dei generatori (nel seguito Regolamento RfG), entrato in vigore il 17 maggio 2016, definisce a livello europeo i requisiti di connessione alla rete elettrica applicabili ai nuovi gruppi di generazione con potenza massima di almeno 800 W che rientrano nell'ambito definito dall'articolo 3 del Regolamento RfG. Il Regolamento prevede anche che, per tali impianti di generazione, alcuni requisiti siano implementati a livello nazionale.

Il Regolamento RfG, inoltre, distingue i gruppi di generazione in quattro macro-categorie A, B, C e D, per ognuna delle quali vengono definiti i requisiti tecnici di connessione crescenti. I principali requisiti per ciascuna categoria di impianti sono:

- **Impianti di tipo A:** requisiti legati alla stabilità della frequenza in rete quali, ad esempio, la permanenza della connessione alla rete entro determinati range di frequenza senza significative variazioni della potenza immessa in rete e la risposta in sovra-frequenza ai fini della stabilità della rete. Inoltre, per i gruppi di tipo A, è richiesta la riconnessione automatica alla rete senza limiti in termini di potenza immessa;
- **Impianti di tipo B:** oltre ai requisiti previsti per il tipo A, agli impianti di tipo B viene richiesto di scambiare dati/informazioni con il Transmission System Operator o il gestore di rete competente con le modalità e tempistiche definite dal Transmission System Operator o dal Gestore di rete al fine di garantire la visibilità degli impianti di generazione e del rispettivo stato di funzionamento. Gli impianti di tipo B devono, inoltre, garantire la riconnessione alla rete dell'impianto a determinate condizioni in termini di potenza immessa, l'insensibilità alle variazioni di tensione e un parziale contributo alla regolazione della tensione;
- **Impianti di tipo C:** oltre ai requisiti previsti per gli impianti di potenza inferiore (A e B), gli impianti di tipo C devono garantire i requisiti legati alla stabilità della frequenza (ripristino della frequenza, piena risposta frequenza/potenza, etc.), alla gestione del sistema elettrico (registrazione dei transitori, protezioni, etc.), regolazione della tensione e stabilità della tensione a livello locale;
- **Impianti di tipo D:** oltre ai requisiti previsti per gli impianti di potenza inferiore (A, B e C), gli impianti di tipo D devono essere in grado di fornire tutti i requisiti di regolazione e stabilità della tensione.

I criteri di appartenenza a ciascuna categoria di impianti sono definiti all'articolo 5 del Regolamento stesso in funzione dell'area sincrona di appartenenza dello Stato Membro, del livello di tensione di connessione e della taglia del gruppo di generazione che si vuole connettere. Tale articolo, inoltre, richiede a ciascuno Stato Membro di definire a livello nazionale le **soglie di potenza** per la classificazione delle diverse tipologie di impianti (A, B, C e D) entro i limiti massimi di potenza fissati per area sincrona nel Regolamento stesso.

A tal fine, è previsto che ciascun Gestore della rete di trasmissione, coordinandosi con i TSO ed i DSO adiacenti, definisca la proposta delle soglie di potenza, sottoponga la proposta alla consultazione dei soggetti interessati e successivamente la trasmetta al Regolatore tenendo conto degli esiti della consultazione stessa. A tal riguardo l'attività di coordinamento è stata posta in essere a livello nazionale nell'ambito del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e a livello europeo

principalmente nell'ambito dei gruppi di lavoro ENTSO-E sui codici di connessione e con una riunione di coordinamento con i TSO confinanti.

Con il presente documento, pertanto, nell'ambito dell'attività di implementazione del Regolamento RfG, viene consultata la proposta in materia di:

- soglie relative alla potenza massima¹ per la classificazione delle diverse tipologie di impianti di generazione nelle quattro macro-categorie A, B, C e D previste dal Regolamento RfG (paragrafo 2);
- parametri per i requisiti tecnici di connessione delle diverse tipologie di impianti di generazione che in base al Codice RfG vanno definiti a livello nazionale (paragrafo 3). Le conseguenti modifiche alle regole tecniche di connessione saranno oggetto di una successiva consultazione.

2. **Soglie di potenza per la classificazione delle diverse tipologie di impianti di generazione**

La proposta in materia di soglie di potenza è stata definita tenendo conto quindi dei limiti massimi fissati dal Regolamento RfG e indicati nella tabella 1 dell'articolo 5 del Regolamento stesso e che, per l'area sincrona Continental Europe di cui fa parte l'Italia, sono riportati di seguito.

	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Potenza	$0,8 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 50 \text{ MW}$	$50 \text{ MW} \leq P < 75 \text{ MW}$	$\geq 75 \text{ MW}$
	&	&	&	o
Livello di Tensione	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$\geq 110 \text{ kV}$

Tabella 1: Limiti per la definizione a livello nazionale della soglia relativa alla potenza massima a partire dalla quale un impianto è di tipo B, C, D. Gli impianti da connettere ad un livello di tensione pari o superiore a 110 kV sono classificati come tipo D indipendentemente dalla taglia.

Tale proposta è stata definita anche sulla base delle *Implementation guidance* elaborate dall'Entso-e² che suggeriscono l'utilizzo dei seguenti criteri per la definizione delle soglie a livello nazionale:

¹ In base al Regolamento RfG la potenza massima è la potenza attiva massima erogata in modo continuativo da un gruppo di generazione, escludendo l'eventuale assorbimento necessario a facilitare il funzionamento del gruppo e non immesso in rete, come specificato nel contratto di connessione o concordato tra il gestore di sistema pertinente e il titolare dell'impianto di generazione

² <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cnc/Pages/default.aspx>
ed in particolare il documento "Selecting national MW boundaries"

1. mantenere i requisiti che già esistono nella normativa nazionale vigente e che hanno dimostrato la loro necessità e efficienza sia in condizioni normali di funzionamento che in condizioni d'emergenza;
2. tenere conto del mix energetico nazionale attuale e della sua evoluzione futura, con particolare riferimento all'integrazione presente e futura delle fonti rinnovabili;
3. tenere conto delle caratteristiche del sistema elettrico nazionale e della sua evoluzione;
4. garantire la sicurezza dell'approvvigionamento considerando le peculiarità del sistema elettrico nazionale e la sua dipendenza dalle interconnessioni con l'estero.

A tale proposito, è importante ricordare che i requisiti per la connessione attualmente definiti nelle norme CEI e nel Codice di rete di Terna hanno dimostrato la loro efficacia rispetto alle caratteristiche tecniche del sistema elettrico nazionale, assicurando un adeguato livello di affidabilità dello stesso, anche in un contesto che ha sperimentato una crescita particolarmente significativa delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita. L'efficacia di tali requisiti si ritiene possa essere confermata anche con riferimento alle evoluzioni nel tempo del sistema elettrico nazionale. In particolare, si evidenzia che:

- il sistema elettrico italiano ha subito dal 2009 una significativa crescita delle unità di generazione alimentate a fonti rinnovabili, soprattutto sulle reti di distribuzione (circa +23 GW, di eolico e fotovoltaico), che ha imposto un'attenta valutazione e una prima revisione dei requisiti di connessione definiti nel Codice di rete (*Allegati A.17 Prescrizioni tecniche per la connessione delle centrali eoliche; A.68 Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT degli impianti di produzione fotovoltaica e A.70 Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*) e nelle norme CEI (*CEI 0-21 per gli impianti connessi alla bassa tensione e CEI 0-16 per quelli connessi alla media tensione*). Le principali modifiche hanno riguardato i criteri tecnici di connessione della generazione distribuita, con particolare riferimento a quanto segue:
 - *Estensione dei campi di funzionamento in tensione e frequenza*
 - *Regolazione della potenza attiva in sovralfrequenza*
 - *Criteri di riconnessione automatica*
 - *Insensibilità a transitori di tensione*
 - *Compatibilità dei sistemi di protezione con le esigenze di sistema*
- si è resa necessaria l'applicazione delle modifiche ai requisiti di cui sopra anche agli impianti esistenti prima dell'entrata in vigore delle modifiche stesse, attraverso un processo di retrofitting che ha interessato una significativa numerosità di impianti;
- la ripartizione della consistenza degli impianti fotovoltaici ed eolici per livello di tensione, mostra che un numero consistente di impianti fotovoltaici sono connessi in media e bassa tensione, mentre la maggior parte della capacità eolica installata è coperta da relativamente pochi impianti eolici con potenza maggiore di 10 MVA connessi alla rete di alta tensione. Tale trend si ritiene possa essere confermato per il futuro;
- gli scenari previsionali ad oggi disponibili e anche utilizzati per la predisposizione del Piano di sviluppo di Terna, come riportati nelle figure sottostanti, evidenziano trend di sviluppo delle fonti rinnovabili (in particolare eolico e fotovoltaico) ancora crescenti. Questo conferma la necessità di mantenere, per quanto possibile, gli attuali requisiti di connessione. Le figure riportano gli scenari di breve-medio termine nonché quelli previsionali di lungo termine condivisi in ambito ENTSO-E, cd vision 1 e vision 3.

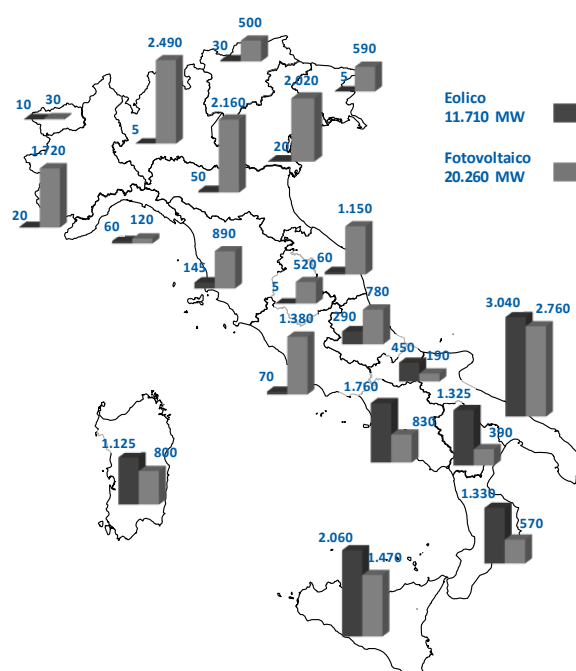


Figura 1: Potenza fotovoltaica ed eolica installata - previsione al breve-medio termine

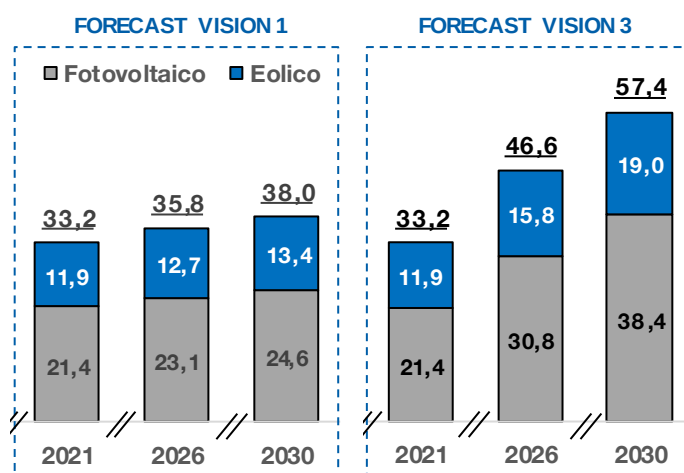


Figura 2: Previsione installato Eolico e Fotovoltaico Vision 1 (sinistra) Vision 3 (destra) (GW)

Alla luce di quanto sopra rappresentato, si propone di definire le soglie di potenza di cui all'articolo 5 del RfG in modo da garantire per le diverse tipologie di impianti, per quanto possibile, il rispetto dei requisiti di connessione previsti nel quadro normativo/regolatorio nazionale.

Per ottenere questo risultato si è tenuta in considerazione la struttura del RfG, che prevede requisiti aggiuntivi e/o tecnicamente più complessi nei passaggi dal tipo A al tipo D; tra i requisiti aggiuntivi che identificano il passaggio tra tipi A, B, C e D l'attenzione si è concentrata su quelli più rilevanti per la sicurezza del sistema. Identificati tali requisiti, questi sono stati confrontati con la normativa vigente al fine di identificare le soglie in potenza a partire dalle quali gli impianti di produzione devono rispettare tali requisiti in base all'attuale quadro normativo/regolatorio.

Gli esiti di tale confronto si concretizzano nella scelta delle soglie definita in tabella 2.

Di seguito si riportano i principali criteri utilizzati per la definizione delle soglie:

- Il passaggio dalla tipologia A alla tipologia B prevede che i generatori di tipo B siano immuni a certi disturbi di tensione definiti attraverso una curva di immunità LVRT³ (articolo 14, paragrafo 3); nella normativa italiana vigente, tale requisito viene introdotto per i generatori statici⁴ di taglia superiore a 11,08 kW
- Il passaggio dalla tipologia B alla tipologia C prevede la possibilità di regolare la potenza attiva del generatore a un valore definito dal gestore del sistema elettrico (articolo 15, paragrafo 2, lettera a del RfG). Inoltre il passaggio dalla tipologia B alla tipologia C prevede che i generatori di tipo C siano in grado di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza⁵ (articolo 15, paragrafo 2, lettera d del RfG); nella normativa italiana vigente, i requisiti di cui sopra sono introdotti per i generatori di taglia uguale o superiore a 10MVA (Codice di Rete);
- Il passaggio dalla tipologia C alla tipologia D prevede requisiti aggiuntivi finalizzati a garantire la stabilità del sistema (ad es. maggiori prescrizioni sulla regolazione di tensione, predisposizioni per la stabilità angolare) che tipicamente sono garantiti dagli impianti connessi alla rete di trasmissione (potenza ≥ 10 MW). Il Regolamento RfG prevede, inoltre, che gli impianti connessi ad una tensione non inferiore a 110 kV appartengano alla tipologia D indipendentemente dalla potenza dell'impianto.

Alla luce degli aspetti sopra evidenziati:

- per il passaggio dalla categoria A alla categoria B, si propone di fissare la soglia a 11,08 kW che rappresenta il valore indicato dalla normativa CEI 0-21 ai fini del rispetto del requisito di immunità ai disturbi di tensione (curva LVRT), requisito essenziale per garantire la sicurezza del sistema elettrico;
- per il passaggio dalla categoria B a C, si propone di fissare la soglia a 6 MW al fine di garantire una omogeneità nei requisiti applicabili ai generatori di taglia compresa tra 6 MW e 10 MW, indipendentemente dal livello di tensione di connessione (MT/AT). Occorre considerare, infatti, che:
 - in base alla regolazione nazionale, il servizio di connessione può essere erogato in AT per gli impianti di produzione con potenza maggiore di 6 MW. Oltre questo valore e fino a 10 MW, è possibile connettere i gruppi di generazione anche eventualmente in media tensione sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete;
 - l'attribuzione della tipologia C comporta il rispetto di requisiti minimi in termini di capacità di fornire servizi rilevanti ai fini del dispacciamento e della sicurezza del sistema (controllabilità da remoto della potenza attiva, regolazione primaria) che quindi sono così resi disponibili da generatori connessi sia alla rete di media tensione che di alta tensione. In altre parole due generatori, a parità di potenza attiva compresa tra i 6 e i 10 MW, garantiranno controllabilità della potenza attiva da remoto e capacità di effettuare la regolazione primaria a prescindere dal livello di tensione di connessione.

³ Low Voltage Ride Through

⁴ Questa tipologia di generatori rappresenta la maggioranza degli impianti di generazione collegati sulle reti BT italiane.

⁵ La partecipazione alla regolazione primaria attiene all'esercizio/gestione del sistema, che quindi non è da confondere con il requisito di connessione che prevede, per il generatore, di essere in grado di svolgere il servizio. Questo non implica che debba obbligatoriamente essere messo a disposizione durante l'esercizio.

- Per il passaggio dalla categoria C a D, si propone di fissare il valore a 10 MW al fine di garantire il mantenimento dei requisiti di connessione attualmente vigenti per gli impianti di tali dimensioni.

In conclusione, con riferimento all'articolo 5, paragrafo 2, del Regolamento RfG ed in accordo con i limiti riportati nella Tabella 1 del medesimo Regolamento e sopra riportati, per la connessione di gruppi di generazione alla rete elettrica italiana, Terna propone di definire le seguenti categorie di gruppi di generazione in relazione alla loro significatività:

- Generatori di tipo A: generatori con punto di connessione al di sotto di 110kV e con potenza massima pari o superiore a 0,8 kW e inferiore o pari a 11,08 kW;
- Generatori di tipo B: generatori con punto di connessione al di sotto di 110 kV e con potenza massima superiore a 11,08 kW e inferiore o pari a 6 MW;
- Generatori di tipo C: generatori con punto di connessione al di sotto di 110 kV e con potenza massima superiore a 6 MW e inferiore a 10 MW;
- Generatori di tipo D: generatori con punto di connessione al di sotto di 110 kV e con potenza massima pari o superiore a 10 MW oppure, indipendentemente dalla potenza, con punto di connessione a 110 kV o superiore.

La tabella che segue riassume quanto sopra esposto.

	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Potenza	$0,8 \text{ kW} \leq P \leq 11,08 \text{ kW}$	$11,08 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ MW}$	$6 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$	$\geq 10 \text{ MW}$
	&	&	&	o
Livello di Tensione	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$< 110 \text{ kV}$	$\geq 110 \text{ kV}$

Tabella 2: Categorie di gruppi di generazione in relazione alla loro significatività ai sensi del regolamento UE 2016/631

3. Requisiti tecnici delle diverse tipologie di impianti di generazione

Per quanto riguarda l'implementazione dei requisiti tecnici di connessione, si propone, in linea con l'approccio seguito per la definizione delle soglie, una parametrizzazione dei requisiti tecnici del regolamento RfG che garantisca alle diverse tipologie di impianti, per quanto possibile, il mantenimento dei requisiti attualmente previsti nel quadro normativo/regolatorio nazionale.

La tabella che segue riassume la proposta di parametrizzazione. Al riguardo, si segnala quanto segue:

- La tabella contiene una sintesi dei requisiti introdotti dal regolamento RfG e di una loro possibile parametrizzazione in relazione sia alla scelta delle soglie sia alla normativa italiana in vigore; questa visione sintetica dei requisiti e della loro parametrizzazione non prescinde dalla conoscenza di dettaglio del regolamento e della normativa italiana. Per una più ampia descrizione del requisito si rinvia pertanto ai riferimenti riportati in tabella.
- La proposta di parametrizzazione si intende applicabile ai gruppi di generazione che rientrano nell'ambito definito dall'articolo 3 del Regolamento RfG.

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA FREQUENZA	INTERVALLI DI FREQUENZA		13.1.a.i	TSO	Tempo di funzionamento negli intervalli di frequenza: Europa continentale 47.5 - 48.5 Hz and 48.5 - 49 Hz	SINCRONI 47,5 - 49 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 47,5 - 49 Hz: illimitato	SINCRONI 47,5 - 49 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 47,5 - 49 Hz: illimitato	SINCRONI 47,5 - 49 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 47,5 - 49 Hz: illimitato	TUTTI 47,5 - 49 Hz: illimitato	CEI 0-16 §8.8.5.1 CEI 0-21 §8.4.4 CdR §1B.5.3.1 CdR §1B.5.3.2 CdR §1B.5.4 CdR §1B.5bis.2.1 CdR §1B.5bis.2.2 A.17 §7.1 A.68 §6.1 A.70 §5
			13.1.a.ii	Accordo tra RSO e PGFO	Accordo su intervalli dei valori di frequenza più ampi, tempi di funzionamento minimi più lunghi o requisiti specifici per deviazioni della tensione e della frequenza combinate	SINCRONI 51,0 - 51,5 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 51,0 - 51,5 Hz: illimitato	SINCRONI 51,0 - 51,5 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 51,0 - 51,5 Hz: illimitato	SINCRONI 51,0 - 51,5 Hz: da normativa di prodotto PARCHI 51,0 - 51,5 Hz: illimitato	TUTTI 51,0 - 51,5 Hz: illimitato	CEI 0-16 §8.8.5.1 CEI 0-21 §8.4.4 CdR §1B.5.3.1 CdR §1B.5.3.2 CdR §1B.5bis.2.1
	CAPACITA' DI RESISTERE ALLA DERIVATA DI FREQUENZA (ROCOF)		13.1.b	TSO	Massimo ROCOF per il quale un gruppo di generazione è in grado di restare connesso	TUTTI 2,5 Hz/s (misurato su 5 cicli)	TUTTI 2,5 Hz/s (misurato su 5 cicli)	TUTTI 2,5 Hz/s (misurato su 5 cicli)	TUTTI 2,5 Hz/s (misurato su 5 cicli)	A.18 §6.6
				RSO	Soglia di intervento della protezione di interfaccia basata su ROCOF	TUTTI Protezione non prevista nella protezione di interfaccia. Se interna deve essere tarata in modo da non intervenire per la soglia di immunità RoCoF stabilita	TUTTI Protezione non prevista nella protezione di interfaccia. Se interna deve essere tarata in modo da non intervenire per la soglia di immunità RoCoF stabilita	TUTTI Protezione non prevista nella protezione di interfaccia. Se interna deve essere tarata in modo da non intervenire per la soglia di immunità RoCoF stabilita	TUTTI Protezione non prevista nella protezione di interfaccia. Se interna deve essere tarata in modo da non intervenire per la soglia di immunità RoCoF stabilita	
	LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE - OVERFREQUENCY (LFSM-O)		13.2.a	TSO	Scelta della soglia di frequenza e dello statismo	SINCRONI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 4-5% PARCHI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 2.6%	SINCRONI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 4-5% PARCHI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 2.6%	SINCRONI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 2.6%	SINCRONI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI <u>Soglia</u> 50.2 Hz <u>Statismo</u> 2.6%	CEI 0-16 §8.8.6.3 CEI 0-16 §I.3 CEI 0-21 §8.4.4 CEI 0-21 §8.5.3.2 CEI 0.21 §F.3 CdR §1B.5.6.1 CdR §1B.5bis.5.1
				TSO	Definizione di Pref	SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	A.17 §8.3 A.68 §7.3 A.70 §5 A.70 §7.1
			13.2.b	TSO	Uso della disconnessione e riconnessione automatica a diversi valori di sovrافrequenza (alternativa alla modalità precedente)	TUTTI Non consentito				A.17 §8.3
		X	13.2.f	TSO	Comportamento atteso dal gruppo dopo il raggiungimento del minimo livello di regolazione	SINCRONI Funzionamento senza isteresi PARCHI Funzionamento con isteresi reset dopo 300s entro 50±0.1 Hz	SINCRONI Funzionamento senza isteresi PARCHI Funzionamento con isteresi reset dopo 300s entro 50±0.1 Hz	SINCRONI Funzionamento senza isteresi PARCHI (solo su richiesta del pertinente gestore) Funzionamento con isteresi reset dopo 300s entro 50±0.1 Hz	TUTTI Funzionamento senza isteresi	CEI 0-16 8.8.6.3.1 CEI 0-16 8.8.6.3.2 CEI 0-16 §I.3 CEI 0-21 § F.3 CdR §1B.5bis.2.1 CdR §1B.5bis.2.2 A.17 §8.3 A.68 §7.3 A.70 §7.1.1

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA FREQUENZA	RIDUZIONE DI POTENZA ATTIVA AMMISSIBILE RISPETTO ALLA PRODUZIONE MASSIMA IN CONDIZIONI DI SOTTOFREQUENZA		13.4.	TSO	Soglia di frequenza e pendenza della riduzione di potenza	TUTTI <u>Soglia</u> 49.5 Hz (TG), 49.0 Hz (altri) <u>Pendenza</u> 3.0 %/Hz (TG), 2.0 %/Hz (altri)	TUTTI <u>Soglia</u> 49.5 Hz (TG), 49.0 Hz (altri) <u>Pendenza</u> 3.0 %/Hz (TG), 2.0 %/Hz (altri)	TUTTI <u>Soglia</u> 49.5 Hz (TG), 49.0 Hz (altri) <u>Pendenza</u> 3.0 %/Hz (TG), 2.0 %/Hz (altri)	TUTTI <u>Soglia</u> 49.5 Hz (TG), 49.0 Hz (altri) <u>Pendenza</u> 3.0 %/Hz (TG), 2.0 %/Hz (altri)	CEI 0-21 §8.4.4 CdR §1B.5bis.2.1 CdR §1B.5bis.2.2
			13.5.	TSO	Definizione delle condizioni ambientali applicabili nella definizione della riduzione di potenza attiva ammissibile	TUTTI Condizioni ISO standard (TG); tutte le condizioni (altri)	TUTTI Condizioni ISO standard (TG); tutte le condizioni (altri)	TUTTI Condizioni ISO standard (TG); tutte le condizioni (altri)	TUTTI Condizioni ISO standard (TG); tutte le condizioni (altri)	CEI 0-21 §F.3
	INTERFACCIA LOGICA PER L'INTERRUZIONE DELLA POTENZA ATTIVA	X	13.6.	RSO	Requisiti per i dispositivi necessari a permettere l'interruzione da remoto della potenza attiva	TUTTI Non definito	TUTTI 11,08 kW Utilizzato per taglia ≥ 100 kW Requisiti definiti per: - Modem GSM/GPRS - Relazione con la PI			CEI 0-21 §8.6.2 CEI 0-21 §D1 CEI 0-16 §8.8.6.5 CEI 0-16 §M.1 CEI 0-16 §M.7.1
	CONNESSIONE AUTOMATICA ALLA RETE		13.7.	TSO	Condizioni per la connessione automatica alla rete, inclusi: - intervalli di frequenza e corrispondenti tempi di permanenza - massimo gradiente ammissibile per l'aumento della potenza attiva	TUTTI (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	TUTTI (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pax/minuto	TUTTI (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto		CEI 0-16 §8.8.4 CEI 0-16 §8.8.7.2 CEI 0-21 §8.4.1.1 CEI 0-21 §8.4.1.2 CEI 0-21 §8.4.1.3 CdR §1B.5bis.7.1.2 CdR §1B.5bis.7.2.2 A.70 §7.1.2
	INTERFACCIA LOGICA PER IL CONTROLLO DELLA POTENZA ATTIVA	X	14.2.b	RSO	Requisiti per i dispositivi necessari a permettere il controllo da remoto della potenza attiva		TUTTI - gradini max: 10% Pn - tempo raggiungimento setpoint: 1 min - tolleranza: ± 2.5% Pn			CEI 0-16 §8.8.6.3.4 CEI 0-16 §T CEI 0-21 §8.5.3.3 CEI 0-21 §F.4 A.17 §8.1.1
	STABILITA' DI FREQUENZA		15.2.a	RSO TSO	Tempo richiesto per raggiungere il riferimento di potenza e tolleranza ammessa			TUTTI valore a regime: ± 1% Pn; valore transitorio: ±5% Pn valido durante la variazione del setpoint e fino alla fine della variazione stessa, fino ad un massimo di 20s dopo la fine rampa	TUTTI valore a regime: ± 1% Pn; valore transitorio: ±5% Pn valido durante la variazione del setpoint e fino alla fine della variazione stessa, fino ad un massimo di 20s dopo la fine rampa	

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA FREQUENZA	LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE - UNDERFREQUENCY (LFSM-U)		15.2.c	TSO	Scelta della soglia di frequenza e dello statismo			SINCRONI Soglia 49.8 Hz <u>Statismo</u> 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI Soglia 49.8 Hz <u>Statismo</u> Dipendente dal margine presente. P disponibile erogata completamente a 49.5 Hz	SINCRONI Soglia 49.8 Hz <u>Statismo</u> 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI Soglia 49.8 Hz <u>Statismo</u> Dipendente dal margine presente. P disponibile erogata completamente a 49.5 Hz	CEI 0-16 §7 CEI 0-16 §8.6.3.3 CEI 0-16 §K CdR §1B.5.6.1.1 CdR §1B.5bis.5.1 CdR §1B.5bis.5.2 A.17 §8.3 A.68 §7.3 A.70 §7.1.1
				TSO	Definizione di Pref			SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	SINCRONI Pref = Pn PARCHI Pref = Pattuale	
	FREQUENCY SENSITIVE MODE (FSM)		15.2.d.i	TSO	Rapporto potenza attiva su potenza massima			SINCRONI 10% (Idro), 8% (Termo) PARCHI 10%	SINCRONI 10% (Idro), 8% (Termo) PARCHI 10%	CEI 0-16 §7 CEI 0-16 §8.6.3.3 CEI 0-16 §K CdR §1B.5.6.1.1 CdR §1B.5.7.2 CdR §1B.5.7.3 CdR §1B.5.7.4 CdR §1B.5bis.5.1 CdR §1B.5bis.5.2 CdR §4.4.2.2 CdR §4.4.2.3 A.15 §5 A.15 §6.1 A.15 §6.4 A.15 §6.5 A.15 §6.6 A.15 §7
					Insensibilità della risposta in frequenza			TUTTI <10 mHz	TUTTI <10 mHz	
					Banda morta della risposta in frequenza			SINCRONI ±10 mHz (Idro e Vapore), ±20 mHz (altri Termo) PARCHI ±10 mHz	SINCRONI ±10 mHz (Idro e Vapore), ±20 mHz (altri Termo) PARCHI ±10 mHz	
					Statismo			SINCRONI 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI 4%	SINCRONI 4% (Idro), 5% (Termo) PARCHI 4%	
			15.2.d.iii	TSO	Tempo massimo per la piena risposta			SINCRONI 30 s PARCHI 2 s (Fotovoltaici), 10 s (Eolici)	SINCRONI 30 s PARCHI 2 s (Fotovoltaici), 10 s (Eolici)	CdR §1B.5.6.1.1 A.15 §6.4 A.15 §6.5
			15.2.d.iv	TSO	Massimo ritardo iniziale per generatori con inerzia (t1)			SINCRONI Più velocemente possibile, al più 2 s	SINCRONI Più velocemente possibile, al più 2 s	
		X		TSO	Massimo ritardo iniziale per generatori senza inerzia (t1)			PARCHI Più velocemente possibile, al più 500 ms	PARCHI Più velocemente possibile, al più 500 ms	
			15.2.d.v	TSO	Minimo tempo di mantenimento della piena potenza di risposta			TUTTI 30 minuti	TUTTI 30 minuti	

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA FREQUENZA	CONTROLLO PER IL RIPRISTINO DELLA FREQUENZA		15.2.e	TSO	Specifiche per il controllo di ripristino della frequenza			TUTTI Requisiti (per UP abilitate): - Almeno un gruppo conforme a requisiti LFSM-O, LFSM-U e FSM - Capacità di ricevere segnale livello (0-100%) - Essere dotati di dispositivo per ripartire segnale di livello (se più generatori) - Rendere disponibile telesegnale stato secondaria - Aver dichiarato in RUP banda di almeno ±15% (Idro) o il maggiore tra ±10MW e ±6% (Termo) - Gradiente di variazione pari almeno a quello del segnale di teleregolazione - Mantenere con continuità l'erogazione per almeno 2 ore	TUTTI Requisiti (per UP abilitate): - Almeno un gruppo conforme a requisiti LFSM-O, LFSM-U e FSM - Capacità di ricevere segnale livello (0-100%) - Essere dotati di dispositivo per ripartire segnale di livello (se più generatori) - Rendere disponibile telesegnale stato secondaria - Aver dichiarato in RUP banda di almeno ±15% (Idro) o il maggiore tra ±10MW e ±6% (Termo) - Gradiente di variazione pari almeno a quello del segnale di teleregolazione - Mantenere con continuità l'erogazione per almeno 2 ore	CdR §1B.5.7.5 CdR §1B.5.10 CdR §4.4.3.1 CdR §4.4.3.2 A.12 §5.2.1 A.12 §5.2.2 A.12 §5.2.3 A.15 §8.1 A.15 §8.2
	MONITORAGGIO IN TEMPO REALE FSM		15.2.g	RSO o TSO	Lista dei dati da inviare in real-time			TUTTI Lista da specificare per singolo progetto ma comprendente almeno: -Potenza attiva generata -Frequenza dal regolatore di velocità -Frequenza di rete -Riferimento di potenza	TUTTI Lista da specificare per singolo progetto ma comprendente almeno: -Potenza attiva generata -Frequenza dal regolatore di velocità -Frequenza di rete -Riferimento di potenza	CEI 0-16 §14 CEI 0-16 §T CdR §1A.5.5bis CdR §1B.4.5 CdR §4.4.2.5 CdR §A6 A.15 §15 A.32 §2.1.3.8 A.70 §6 A.73 §1 A.73 §6
	LIMITI DI RAMPA DI POTENZA ATTIVA		15.6.e	RSO TSO	Definizione dei limiti minimo e massimo di rampa di potenza attiva a salire e a scendere, tenendo in considerazione le caratteristiche specifiche del motore primo			TUTTI Da specificare per singolo progetto	TUTTI Da specificare per singolo progetto	CEI 0-16 §8.8.4 CdR §1B.5bis.7.2.2 A.17 §8.5 A.68 §7.4 A.70 §7.1.2
	CAPACITA' DI FORNIRE INERZIA SINTETICA PER PARCHI	X	21.2		Definizione dei principi operativi del sistema di controllo per fornire inerzia sintetica e dei relativi parametri			PARCHI Attualmente allo studio	PARCHI Attualmente allo studio	

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA TENSIONE	FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY		14.3.a	TSO	Profilo tensione-tempo		SINCRONI Uret: 0,05 tclear: 0,15 s Uclear: 0,7 trec1: 0,15 s Urec1: 0,7 trec2: 0,15 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s PARCHI Uret: 0,05 tclear: 0,2 s Uclear: 0,15 trec1: 0,2 s Urec1: 0,15 trec2: 0,2 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s	SINCRONI Uret: 0,05 tclear: 0,15 s Uclear: 0,7 trec1: 0,15 s Urec1: 0,7 trec2: 0,15 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s PARCHI Uret: 0,05 tclear: 0,2 s Uclear: 0,15 trec1: 0,2 s Urec1: 0,15 trec2: 0,2 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s		CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-16 §7.5.12.2 CEI 0-16 §Z CEI 0-21 §8.5.1 CEI 0-21 §8.2.1 CLC/TS 50549-1 §4.5.3 (TS futura) CLC/TS 50549-1 §4.5.4 (TS futura) CLC/TS 50549-2 §4.5.3 (TS futura) CLC/TS 50549-2 §4.5.4 (TS futura) A.14 §8.1 A.17 §8.2 A.17 §7.3 A.68 §7.5 A.70 §7.2.1
				TSO	Condizioni pre-guasto e post-guasto		TUTTI Validità in ogni punto di connessione della rete	TUTTI Validità in ogni punto di connessione della rete		CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-16 §N.8 CEI 0-21 §8.5.1 CEI 0-21 §B.1.5 A.68 §7.5 A.70 §7.2.1
			14.3.b	TSO	Profilo tensione-tempo per guasti asimmetrici		TUTTI Logica 1 su 3	TUTTI Logica 1 su 3		CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-16 §N.8 CEI 0-21 §8.5.1 CEI 0-21 §B.1.5 A.68 §7.5 A.70 §7.2.1
			16.3.a. i	TSO	Profilo tensione-tempo (per gruppi di tipo D)				SINCRONI se presente la protezione di minima tensione del generatore <u>$U < 110\text{kV}$</u> Uret: 0,05 tclear: 0,15 s Uclear: 0,7 trec1: 0,15 s Urec1: 0,7 trec2: 0,15 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s <u>$U \geq 110\text{kV}$</u> Uret: 0 tclear: 0 s Uclear: 0 trec1: 0 s Urec1: 0 trec2: * s Urec2: 0,8 trec3: * s PARCHI <u>$U < 110\text{kV}$</u> Uret: 0,05 tclear: 0,2 s Uclear: 0,15 trec1: 0,2 s Urec1: 0,15 trec2: 0,2 s Urec2: 0,85 trec3: 1,5 s <u>$U \geq 110\text{kV}$</u> Uret: 0 tclear: 0,2 s Uclear: 0 trec1: 0,2 s Urec1: 0 trec2: 0,2 s Urec2: 0,85 trec3: * s * tempo dipendente dal livello di tensione cui il generatore è connesso: - 2.0 s per 132-150 kV - 2.8 s per 220 kV - 4.0 s per 380 kV	A.14 §8.1 A.17 §7.3 A.17 §8.2 A.68 §7.5
				TSO	Condizioni pre-guasto e post-guasto (per gruppi di tipo D)				TUTTI Valori tipici della RTN	
				TSO	Profilo tensione-tempo per guasti asimmetrici (per gruppi di tipo D)				TUTTI Logica 1 su 3	A.68 §7.5

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA TENSIONE	DISCONNESSIONE AUTOMATICA PER VALORE DI TENSIONE		15.3.	RSO TSO	Criterio di tensione e parametri tecnici al punto di connessione per la disconnessione automatica			Relè di minima e massima tensione per connessioni MT SINCRONI <u>min tensione (soglia II)</u> 0.7 pu (dopo 0,15 s); <u>min tensione (soglia I)</u> 0.85 pu (dopo 1,5 s); <u>max tensione (soglia I)</u> 1.1 pu (dopo 603 s); <u>max tensione (soglia II)</u> 1.2 pu (dopo 0,6 s). PARCHI <u>min tensione (soglia II)</u> 0.15 pu (dopo 0,2 s); <u>min tensione (soglia I)</u> 0.85 pu (dopo 1,5 s); <u>max tensione (soglia I)</u> 1.1 pu (dopo 603 s); <u>max tensione (soglia II)</u> 1.2 pu (dopo 0,6 s).		CEI 0-16 §8.8.3.1 CEI 0-16 §8.8.8.2 CEI 0-16 §8.8.8.5
		X	16.2.c	RSO TSO	Definizione della soglia di disconnessione automatica e dei parametri				SINCRONI Nessuna protezione in tensione al punto di consegna. Al generatore: <u>Massima tensione</u> - 1,2 pu ritardo 1 s Se presenti: <u>Minima tensione (< 200MVA)</u> - 0.8 pu rit. variabile* <u>Massima tensione omopolare</u> - 0.10-0.15 pu rit. variabile* (1° soglia) - 0.7 pu ritardo 0.1s (2° soglia) PARCHI <u>Massima tensione</u> - 1.15 pu ritardo 1.0s <u>Minima tensione</u> - 0.8 pu rit. variabile* <u>Massima tensione omopolare</u> 0.10 pu rit. variabile* (1° soglia) - 0.7 pu ritardo 0.1s (2° soglia) * ritardo variabile: - 2.0s per 132-150 kV - 2.8s per 220 kV - 4.0s per 380 kV	CdR §1B.4.5.3 A.17 §7.1 A.17 §7.3.1 A.17 §13.1 A.68 §6.1 A.68 §6.2.1

	Requisito	Non obbliga- torio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA TENSIONE	INTERVALLI DI TENSIONE		16.2.a. i 16.2.b	TSO	Tempo di funzionamento negli intervalli di tensione: Europa continentale con Vn tra 110 e 300 kV: 1.118 - 1.15 pu Europa continentale con Vn tra 300 e 400 kV: 1.05 - 1.10 pu				TUTTI <u>110 kV - 300 kV</u> 0,85 - 0,9 illimitato 0,9 - 1,118 illimitato 1,118 -1,15 illimitato <u>300kV-400 kV</u> 0,85 - 0,9 illimitato 0,9 - 1,05 illimitato 1,05 -1,10 illimitato	CdR §1B.5.3.1 CdR §1B.5.4 A.17 §7.1 A.68 §6.1
		X	16.2.a. ii	TSO	Definizione di tempi più brevi in caso di sovratensione e sottofrequenza simultanee o sottotensione e sovralfrequenza simultanee				TUTTI Nessuna	
	CAPABILITY REATTIVA PER GENERATORI SINCRONI	X	17.2.a	DSO	Capacità di fornire o assorbire potenza reattiva		SINCRONI <u>Gruppi connessi in BT</u> Capability triangolare con cosφ regolabile fino a 0,95 (sia in assorbimento che in erogazione) <u>Gruppi connessi in MT</u> Capability come da figura di riferimento CEI 0-16, con cosφ ≥ 0.98 regolabile in assorbimento e cosφ ≥ 0.9 (0.8 se >400kW) regolabile in erogazione, a Pn			CEI 0-16 §7.7.1.1 CEI 0-16 §8.8.5.3 CEI 0-16 §8.8.6 CEI 0-16 §I CEI 0-21 §8.4.4.2 CEI 0-21 §8.5.2 CEI 0-21 §E CdR §1B.5.3 CdR §1B.5.8.1 CdR §1B.5bis.6 CdR §1B.5bis.7.3 A.14 §8.1 A.14 §8.2
	CONTRIBUTO REATTIVO SUPPLEMENTARE PER GENERATORI SINCRONI	X	18.2.a	RSO	Richiesta di potenza reattiva addizionale per compensare il consumo di potenza reattiva della linea o cavo di alta tensione quando il punto di connessione non è sul lato AT del trasformatore elevatore			SINCRONI Da considerarsi esaustivo	SINCRONI Da considerarsi esaustivo	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8.5.3 CEI 0-16 §8.8.5.4 CdR §1B.5.3.3 CdR §1B.5bis.6.2 A.14 §8.1
	CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA AL MASSIMO CARICO PER GENERATORI SINCRONI		18.2.b. i	RSO TSO	Definizione del profilo U-Q/Pmax al massimo carico			Funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra cosφ = 0,98 in assorbimento di reattivo e cosφ = 0,80 in erogazione di reattivo	Curve basate sui fattori di potenza limite SINCRONI <u>rotore a poli salienti con P ≤ 200MVA</u> sovraecc.: 0,85, sottoecc.: 0,95 <u>rotore a poli salienti con P > 200MVA</u> sovraecc.: 0,90, sottoecc.: 0,95 <u>rotore liscio con P ≤ 70MVA</u> sovraecc.: 0,85, sottoecc.: 0,95 <u>rotore liscio con P > 70MVA</u> sovraecc.: 0,90, sottoecc.: 0,95	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8.5.1 CEI 0-16 §8.8.5.3 CdR. §1B.5.3.3 CdR. §1B.5bis.6.2
			18.2.b. iv		Tempo di raggiungimento del valore di riferimento			SINCRONI Requisito considerato esaustivo	SINCRONI Requisito considerato esaustivo	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8.5.3 CdR §1B.5.3.3 CdR §1B.5bis.6.2

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA TENSIONE	SISTEMA DI CONTROLLO DELLA TENSIONE PER GENERATORI SINCRONI		19.2.a	Accordo tra RSO e PGFO in coord. con il TSO	Definizione di: - Parametri e impostazioni dei componenti del sistema di controllo della tensione - Specifiche per l'AVR				SINCRONI Requisiti (limitati in caso di gruppi che non regolano la frequenza): - regolazione automatica tensione macchina con errore massimo ±0.5% - calibratore 0.8-1.1 Vn - celing ≥ 200% (160% per eccitatrici non statiche) - limitatori sovra/sotto eccitazione coerenti con capability <u>(in aggiunta se >50MW)</u> - compound 70-80% <u>(in aggiunta se >100MW)</u> - Mantenimento ceiling per almeno 2s (150-132 kV), 2,8 s (220 kV), 4 s (380 kV) - Sovraccarichi con corrente di campo fino al 150% per almeno 10 s; - Funzionare regolarmente con tensioni di almeno 20% Vn (per le eccitatrici statiche ad alimentazione diretta) - Segnali stabilizzanti (PSS)	A.14 §8.1 A.14 §8.2 CdR §1B.5.8
	STABILITA' DI TENSIONE PER GENERATORI SINCRONI		19.2.b.v	TSO	Soglia di potenza sopra la quale è richiesta l'adozione di PSS				SINCRONI 100 MW	A.14 §8.1 A.14 §8.2 CdR §1B.5.8
	CAPABILITY REATTIVA PER PARCHI	X	20.2.a	DSO	Capacità di fornire o assorbire potenza reattiva		PARCHI <u>Gruppi connessi in BT</u> (sia in assorbimento che in erogazione) Capability rettangolare Qmax = ±48.43%Pn <u>Gruppi eolici connessi in MT</u> (sia in assorbimento che in erogazione) Capability rettangolare Qmax = ±31.2%Pn <u>Gruppi fotovoltaici connessi in MT</u> (sia in assorbimento che in erogazione) Capability circolare (limitata a Qmax = ±43.6%Sn se Pn<400kW)		CEI 0-16 §7.7.1.1 CEI 0-16 §8.8.5.4 CEI 0-16 §8.8.5.4 CEI 0-21 §8.4.4.2 CdR §1B.5.3 CdR §1B.5bis.7.3 A.17 §8.4 A.68 §7.2	

	Requisito	Non obbliga torio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
PARAMETRI RELATIVI ALLA TENSIONE	INIEZIONE DI CORRENTE DI GUASTO RAPIDO PER PARCHI	X	20.2.b	RSO TSO	Definizione di: - come e quando identificare la l'inizio e la fine della variazione di tensione - caratteristiche della corrente di guasto rapido - tempi e accuratezza della corrente di guasto rapido, che può includere diversi stadi durante il guasto e prima della sua estinzione		PARCHI Non richiesto ma allo studio	PARCHI Non richiesto ma allo studio	PARCHI Non richiesto ma allo studio	CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-16 §L CEI 0-21 §8.5.1 CdR §1B.5bis.7.4 A.17 §8.2 A.70 §7.2.1
		X	20.2.c	RSO TSO	Specificazioni per la corrente di guasto rapido in caso di guasti dissimmetrici (monofase o bifase)		PARCHI Non richiesto ma allo studio	PARCHI Non richiesto ma allo studio	PARCHI Non richiesto ma allo studio	CEI 0-16 §8.8.6.4 CEI 0-16 §L
	CONTRIBUTO REATTIVO SUPPLEMENTARE PER PARCHI	X	21.3.a	RSO	Richiesta di potenza reattiva addizionale per un parco il cui punto di connessione non si trovi né ai morsetti di alta tensione del trasformatore elevatore né ai morsetti del convertitore, qualora non sia presente un trasformatore elevatore			PARCHI Da considerarsi esaustivo	PARCHI Da considerarsi esaustivo	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8.5.4 CdR §1B.5bis.6.2 A.17 §8.4 A.68 §7.2
	CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA AL MASSIMO CARICO PER PARCHI		21.3.b	RSO TSO	Definizione del profilo U-Q/Pmax al massimo carico			PARCHI <u>Fotovoltaico</u> sovraecc.: 30%Pnd, sottoecc.: 35%Pnd <u>Eolico</u> sovraecc.: 20%Pnd, sottoecc.: 35%Pnd Pnd=P nominale disponibile	PARCHI <u>Fotovoltaico</u> sovraecc.: 30%Pnd, sottoecc.: 35%Pnd <u>Eolico</u> sovraecc.: 20%Pnd, sottoecc.: 35%Pnd Pnd=P nominale disponibile	CEI 0-16 §8.8.5.3 CdR §1B.5bis.6.2 A.17 §8.4 A.68 §7.2
	CAPABILITY DI POTENZA REATTIVA AL DI SOTTO DEL MASSIMO CARICO PER PARCHI		21.3.c.i	RSO TSO	Definizione del profilo U-Q/Pmax al di sotto del massimo carico			PARCHI Almeno la capability fornita alla massima potenza	PARCHI Almeno la capability fornita alla massima potenza	CEI 0-16 §8.8.5.3 CdR §1B.5bis.6.2 A.17 §8.4 A.68 §7.2
			21.3.c.iv	RSO	Tempo di raggiungimento del valore di riferimento			PARCHI Requisito considerato esaustivo	PARCHI Requisito considerato esaustivo	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §I.1 CEI 0-16 §I.2 CEI 0-16 §I.3 CEI 0-16 §N.6.1.1 CdR §1B.5bis.6.2
	MODALITA' DI CONTROLLO DI POTENZA REATTIVA PER PARCHI		21.3.d.iv	RSO	In modalità controllo di tensione: - t1 = tempo entro cui raggiungere il 90% della variazione di potenza reattiva - t2 = tempo entro cui raggiungere il 100% della variazione di potenza reattiva			PARCHI t1 = 1 s t2 = 10s	PARCHI t1 = 1s t2 = 5s	CdR §1B.5bis.6.2
			21.3.d.vi	RSO	In modalità controllo del fattore di potenza: - fattore di potenza di riferimento - tempo per raggiungere il riferimento - tolleranza			PARCHI riferimento: curva cosφ=f(P) o fisso da concordare con RSO tempo: 10s tolleranza: ± 0.01	PARCHI Riferimento, tempo e tolleranza da specificare per singolo progetto. Se non altrimenti specificato, tale tipologia di regolazione non è prevista.	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8.6.2 CEI 0-16 §I.1 CEI 0-16 §I.2 CEI 0-16 §I.4 CdR §1B.5bis.6.2 A.17 §8.4
			21.3.d.vii	RSO TSO PGFO	Specifica della modalità di controllo della potenza reattiva e quale setpoint associato applicare, nonché l'ulteriore apparecchiatura necessaria per poter regolare a distanza il setpoint pertinente			PARCHI Specificato nel controlllore d'impianto	PARCHI Curva Q = f(V) ed eventuale invio di setpoint come concordato con il TSO	CEI 0-16 §7.7.6 CEI 0-16 §8.8..2 CEI 0-16 §I.1 CdR §1B.5bis.6.2 A.17 §8.4 A.68 §7.2
	PRIORITA' DEL CONTRIBUTO DI POTENZA ATTIVA O REATTIVA PER PARCHI		21.3.e	TSO	Specifica se, durante i guasti per i quali è richiesta la fault-ride-through capability, ad avere la priorità è il contributo della potenza attiva o il contributo della potenza reattiva			PARCHI Non necessario poiché al momento non è richiesta la fornitura di corrente di guasto rapido	PARCHI Non necessario poiché al momento non è richiesta la fornitura di corrente di guasto rapido	CEI 0-16 §8.8.6 CdR §1B.5bis.6.2

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
RIPRISTINO DEL SISTEMA	CAPACITA' DI RICONNESSIONE DOPO UNA DISCONNESSIONE ACCIDENTALE CAUSATA DA UN DISTURBO DI RETE		14.4.a	TSO	Condizioni per la riconnessione alla rete dopo una disconnessione accidentale causata da un disturbo di rete		TUTTI Stesse condizioni della prima connessione (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Intervallo tensione</u> 85-110% Un (per BT), 90-110% Un (per MT e AT fino a 110 kV) <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	TUTTI Stesse condizioni della prima connessione (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Intervallo tensione</u> 85-110% Un (per BT), 90-110% Un (per MT e AT fino a 110 kV) <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	TUTTI In tutto il range di funzionamento previo consenso del TSO <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	CEI 0-16 §7.5.12.5 CEI 0-16 §8.8.7.2 CEI 0-16 §M.6.2 CEI 0-21 §8.4.1.1 CEI 0-21 §8.4.1.2 CEI 0-21 §8.4.1.3 CdR §1B.4.5.8.2 CdR §1B.4.5.8.3 CdR §1B.4.5.8.4 CdR §1B.5.11.2.5 CdR §1B.5bis.7.1.1 CdR §1B.5bis.7.1.2 A.68 §6.2.1 A.70 §7.1.1 A.70 §7.1.2
			14.4.b	TSO	Condizioni per la riconnessione automatica		TUTTI Stesse condizioni della prima connessione (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Intervallo tensione</u> 85-110% Un (per BT), 90-110% Un (per MT e AT fino a 110 kV) <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	TUTTI Stesse condizioni della prima connessione (valori default) <u>Intervallo frequenza</u> 49.9-50.1 Hz <u>Intervallo tensione</u> 85-110% Un (per BT), 90-110% Un (per MT e AT fino a 110 kV) <u>Tempo di permanenza minimo</u> 30 s se non causato da protezioni 300s in tutti gli altri casi <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	TUTTI In tutto il range di funzionamento previo consenso del TSO <u>Massimo gradiente</u> ≤20 %Pmax/minuto	
	CAPACITA' DI BLACK START	X	15.5.a.ii	TSO	Specifiche tecniche per preventivo di fornitura del servizio di black start			TUTTI Non richiesto	TUTTI Requisito considerato esaustivo	CEI 0-16 §7.7.2.4 CEI 0-16 §7.7.4 CEI 0-16 §8.8.7 CdR §1B.5.3.4 CdR §1B.5bis.4 CdR §1B.5bis.7.1.2 CdR §4.4.9.2 CdR §4.4.10.2 A.19 §5
		X	15.5.a.ii i	RSO TSO	Intervallo di tempo entro il quale il gruppo di generazione può essere avviato dopo un arresto senza alcuna fornitura di energia elettrica esterna			TUTTI Non richiesto	TUTTI Da specificare per singolo progetto	
		X	15.5.a.iv	RSO	Limiti di tensione per la sincronizzazione quando l'articolo 16.2 non è applicabile			TUTTI Non richiesto	TUTTI Da specificare per singolo progetto	
	CAPACITA' DI FUNZIONAMENTO IN ISOLA	X	15.5.b.ii i	Accordo tra PGFO e RSO in coordinamento con TSO	Metodi e criteri per identificare il funzionamento in isola			TUTTI Non permesso salvo accordo con il DSO/TSO	TUTTI errore di frequenza > ±300 mHz	CEI 0-16 §5.2.2.2 CEI 0-16 §7.7.2.4 CEI 0-16 §7.7.4 CEI 0-16 §8.8.7 CdR §1B.5.6.1 CdR §1B.5.7.6 CdR §1B.5bis.7.5 CdR §1B.6.6 CdR §10.4.2 A.9 §6.5 A.15 §6.2 A.15 §8.3 A.19 §5

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
RIPRISTINO DEL SISTEMA	FUNZIONAMENTO DOPO RIFIUTO DI CARICO		15.5.c.ii i	RSO TSO	Minimo tempo di funzionamento entro cui il gruppo di generazione è in grado di funzionare dopo il rifiuto di carico			TUTTI Rifiuto di carico non richiesto	TUTTI (Termoelettrici >100 MW) 12 ore	CEI 0-16 §7.7.2.1 CEI 0-16 §8.8.3 CEI 0-16 §8.8.7.2 CdR §1B.5.3.4 CdR §1B.5bis.4 CdR §4.4.9.1 CdR §4.4.9.2 A.10 §5 A.12 §7 A.19 §5
	RIPRISTINO DELLA POTENZA ATTIVA PER GENERATORI SINCRONI		17.3.	TSO	Definizione dell'ampiezza e del tempo per il recupero della potenza attiva		SINCRONI Nel minor tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore	SINCRONI Nel minor tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore	SINCRONI Nel minor tempo possibile compatibilmente con la stabilità del generatore	CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-21 §8.5.1 A.70 §7.2.1
	RIPRISTINO DELLA POTENZA ATTIVA DOPO UN GUASTO PER PARCHI		20.3.a	TSO	Specifica di: - quando inizia il ripristino della potenza attiva post guasto, basato su criteri di tensione - massimo tempo permesso per il ripristino della potenza attiva - ampiezza e accuratezza del ripristino di potenza attiva		PARCHI <u>condizione post-guasto</u> $\Delta U = -15\% \div +10\% U_n$ <u>massimo tempo per il ripristino</u> tmax=2 s (eolici), tmax=400 ms (altri) <u>accuratezza</u> $\pm 10\% P_n$ (se $U = 85\% - 90\% U_n$ è ammissibile una riduzione della potenza attiva massima)	PARCHI <u>condizione post-guasto</u> $\Delta U = -15\% \div +10\% U_n$ <u>massimo tempo per il ripristino</u> tmax=2 s (eolici), tmax=400 ms (altri) <u>accuratezza</u> $\pm 10\% P_n$ (se $U = 85\% - 90\% U_n$ è ammissibile una riduzione della potenza attiva massima)	PARCHI <u>condizione post-guasto</u> $\Delta U = -15\% \div +10\% U_n$ <u>massimo tempo per il ripristino</u> tmax=2 s (eolici), tmax=400 ms (altri) <u>accuratezza</u> $\pm 10\% P_n$ (se $U = 85\% - 90\% U_n$ è ammissibile una riduzione della potenza attiva massima)	A.17 §8.2 A.68 §7.5 A.70 §7.2.1 CEI 0-16 §8.8.6.1 CEI 0-21 §8.5.1 CdR §1B.5bis.7.4
ALTRI ASPETTI	SCHEMI E IMPOSTAZIONI DI CONTROLLO		14.5.a	Accordo e coordinamento tra TSO, RSO e PGFO	Schemi e impostazioni dei dispositivi di controllo		TUTTI Specificati nella CEI -16 e CEI 0-21	TUTTI Specificati nella CEI -16	TUTTI - lo schema elettrico unifilare, la planimetria e le sezioni dell'impianto dell'utente della connessione; - gli schemi funzionali del sistema di comando e controllo, per ciascun componente di impianto. - Le descrizioni tecniche, i manuali e i dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.	CEI 0-16 §7.5.12 CEI 0-16 §7.7.2 CEI 0-16 §8.5.12 CEI 0-16 §8.8.7 CEI 0-16 §8.8.8 CEI 0-16 §13.2.2 CEI 0-21 §8.9 CEI 0-21 §G.2 CEI 0-21 §G.3.1 CdR §1B.4.13 CdR §12.A.2 A.14 §4.1

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
ALTRI ASPETTI	SCHEMI E IMPOSTAZIONI DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE		14.5.b	Accordo e coordinamento tra RSO e PGFO	Schemi e impostazioni delle protezioni		TUTTI Specificati nella CEI -16 e CEI 0-21	TUTTI Specificati nella CEI -16	TUTTI - lo schema elettrico unifilare, la planimetria e le sezioni dell'impianto dell'utente della connessione; - gli schemi funzionali del sistema di comando e controllo, per ciascun componente di impianto. - Le descrizioni tecniche, i manuali e i dati di collaudo delle apparecchiature AT e AAT, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.	CEI 0-16 §7.5.12 CEI 0-16 §7.7.2 CEI 0-16 §8.5.12 CEI 0-16 §8.8.7 CEI 0-16 §8.8.8 CEI 0-16 §13.2.2 CEI 0-21 §8.9 CEI 0-21 §G.2 CEI 0-21 §G.3.1 CdR §1B.4.5.6.1 CdR §1B.4.5.7.1 CdR §1B.4.13 CdR §12.A.2 A.14 §4.1
	SCAMBIO DI INFORMAZIONI		14.5.d	RSO o TSO	Contenuto dello scambio di informazioni e lista precisa dei dati da scambiare		TUTTI Da specificare per singolo progetto	TUTTI Da specificare per singolo progetto	TUTTI TM e TS richieste per il funzionamento in tempo reale e per il ripristino del sistema	CEI 0-16 §7.5.14 CEI 0-16 §8.8.6.3.4 CEI 0-16 §8.10 CEI 0-16 §12.4 CEI 0-16 §14 CEI 0-16 §I.1 CEI 0-16 §T CEI 0-21 §8.5.3.3 CEI 0-21 §11.2 CEI 0-21 §12.2 CEI 0-21 §12.4 CEI 0-21 §D.1 CEI 0-21 §E.1 CEI 0-21 §F.4 CdR §5 CdR §1B.4.8 CdR §1B.5.9 CdR §1B.5.10 CdR §1B.5bis.1.1 CdR §1B.5bis.1.2 CdR §1B.6.5.1.1 A.6 §7.1 A.6 §7.5 A.43 A.70 §6
	MISURE MANUALI LOCALI DOVE I DISPOSITIVI AUTOMATICI REMOTI SONO FUORI SERVIZIO		15.2.b	RSO o TSO	Tempo e tolleranza richiesti per raggiungere il set-point nel caso in cui i dispositivi di controllo automatico remoto siano fuori servizio			TUTTI Nessun requisito	TUTTI Nessun requisito	A.17 §8.1.1 A.68 §7.1 CdR §1B.4.11.1 CdR §1B.5.7.1 CdR §1B.5.7.5 CdR §1B.5.12.1

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
ALTRI ASPETTI	PERDITA DI STABILITA' ANGOLARE O PERDITA DI CONTROLLO		15.6.a	Accordo tra PGFO e RSO in coord. con TSO	Criterio per determinare la perdita di stabilità angolare o la perdita di controllo			TUTTI Secondo la normativa di prodotto.	TUTTI Secondo la normativa di prodotto. Per gruppi > 100 MVA, protezione elettrica dedicata da specificare per singolo progetto.	CEI 0-16 §8.8.8.5 CdR §1B.5.11.1.1 CdR §1B.5.11.1.2 CdR §1B.5bis.9.2
	STRUMENTAZIONE	X	15.6.b.i	RSO	Definizione della qualità dei parametri da rispettare nella fornitura			TUTTI Allo studio	TUTTI Dettaglio specifiche in A.7	A.7 §5.4.2 A.7 §9.2 A.17 §9
			15.6.b.ii	Accordo tra PGFO e RSO in coord. con TSO	Impostazioni del dispositivo di registrazione guasti, inclusi il criterio di identificazione e il tempo di campionamento			TUTTI Allo studio	TUTTI Dettaglio specifiche in A.7	A.68 §6.3.2 CEI 0-16 §7.5.1.2 CEI 0-16 §7.7.5
			15.6.b.iii	RSO TSO	Definizione del trigger per l'identificazione delle oscillazioni poco smorzate			TUTTI Allo studio	TUTTI Dettaglio specifiche in A.7	CEI 0-16 §8.5.1 CEI 0-16 §8.10
			15.6.b.iv	RSO PGFO TSO	Protocollo per la registrazione dei dati			TUTTI Allo studio	TUTTI Dettaglio specifiche in A.7	CdR §1B.4.8.2 CdR §1B.5bis.1.2 CdR §1B.6.5.1.1
	MODELLI DI SIMULAZIONE	X	15.6.c	RSO TSO	Specifiche dei modelli di simulazione			TUTTI Allo studio	SINCRONI Formato: - free format per data sheet di macchinari e protezioni - formati standard commerciali (su richiesta) per i modelli di simulazione <u>adatti a simulare:</u> - Regime stazionario - Regime RMS (anche squilibrato) - Regime EMT PARCHI In aggiunta a quanto previsto per sincroni <u>Adatti a simulare:</u> - Regime armonico	A.17 A.68
	INSTALLAZIONE DI DISPOSITIVI PER L'ESERCIZIO DEL SISTEMA E LA SICUREZZA DEL SISTEMA	X	15.6.d	RSO o TSO PGFO	Definizione dei dispositivi richiesti per l'esercizio del sistema e la sicurezza del sistema			TUTTI - Teledistacco rapido per protezione - Dispositivi di controllo di parallelo - Controllore centrale d'impianto	TUTTI - UPDM - SART (>100MVA) - Ricezione ordini dispacciamento - RTU - Stimolazione produzione (Idro)	CEI 0-16 §7.7.1.2 CEI 0-16 §8.8.6.3.4 CEI 0-16 §8.8.6.5 CEI 0-16 §8.8.8.9 CEI 0-16 §M.1 CEI 0-16 §M.2 CEI 0-16 §O CdR §1B.4.8 CdR §1B.5.8.5 CdR §4.4.7.3 CdR §4.10.5.1 A.6 §2 A.6 §7.7 A.14 §4.2.2 A.15 §8.1 A.15 §8.3 A.15 §9 A.15 §10 A.17 §8.1.2 A.52 §1 A.52 §2 A.68 §7.6 A69 §4

	Requisito	Non obbligatorio	Art. RfG	Definito da	Parametri da definire	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Riferimenti principali
ALTRI ASPETTI	STATO DEL NEUTRO LATO RETE DEL TRASFORMATORE ELEVATORE		15.6.f	RSO	Specifica della tipologia di atterramento dello stato del neutro, lato connessione di rete, dei trasformatori elevatori			TUTTI Secondo specifiche del distributore, generalmente con neutro messo a terra tramite reattanza induttiva e resistenza o semplice resistenza.	TUTTI Secondo specifiche di Terna.	CEI 0-16 §5.1.1.2 CEI 0-16 §5.2.1.2 CEI 0-16 §7.5.13 CEI 0-16 §8.5.2 CdR §1B.4.7.1 CdR §1B.4.7.2 A.17 §6 A.68 §6
	SINCRONIZZAZIONE		16.4.	RSO PGFO	Impostazioni dei dispositivi di sincronismo				TUTTI - $\Delta U = 10 \div 30\% U_n$; - $\Delta \text{fase} = 30^\circ \div 45^\circ$ I valori più alti si applicano agli interruttori degli impianti a 380 kV ed a quelli degli impianti a 220 kV con funzione di trasmissione; - Scorrimento (per reti sincrone) = $0,02 \div 0,05\%$; - Tempo di verifica = 30 s;	A.11 §7.3
	STABILITA' ANGOLARE IN CONDIZIONI DI GUASTO		19.3.	TSO PGFO	Accordo sulle capacità tecniche del gruppo di generazione per favorire la stabilità di tensione in condizione di guasto				SINCRONI Requisiti sui sistemi di eccitazione per generatori >100 MW - Mantenimento ceiling per almeno 2s (150-132 kV), 2,8 s (220 kV), 4 s (380 kV) - Sovraccarichi con corrente di campo fino al 150% per almeno 10 s; - Funzionare regolarmente con tensioni di almeno 20% $i V_n$ (per le eccitatrici statiche ad alimentazione diretta)	CdR §1B.5.8 A.14 §8.1