


CRITERI DI TARATURA DEI RELÈ DI FREQUENZA DEL SISTEMA ELETTRICO E PIANO DI ALLEGGERIMENTO

Storia delle revisioni

Rev. 00	14/07/2004	Prima edizione
Rev 01	Novembre 2018	Seconda edizione - Revisione per implementazione del Regolamento (UE) 2017/2196 - <i>Network Code on Emergency and Restoration</i>

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 2 di 15

INDICE

1.	OGGETTO.....	3
2.	CAMPO DI APPLICAZIONE	3
3.	ACRONIMI.....	3
4.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	4
5.	PECULIARITÀ DEI TRANSITORI DI FREQUENZA	4
5.1	Inerzia del sistema.....	5
5.2	Regolazione della frequenza	6
5.3	Regolazione della tensione	7
5.4	Perdita della generazione durante i transitori di frequenza	7
5.4.1	<i>Generazione connessa sulle reti di Distribuzione</i>	<i>7</i>
5.4.2	<i>Generazione connessa a reti di tensione uguale o superiore a 110 kV.....</i>	<i>8</i>
5.4.3	<i>Impianti di produzione e consumo alimentati da rete rilevante</i>	<i>9</i>
6	PIANO DI ALLEGGERIMENTO	9
6.1	Piano di Alleggerimento in frequenza - Automatic under-frequency control scheme	9
6.1.1	<i>Utenze diffuse e carichi industriali.....</i>	<i>10</i>
6.1.1.1	Lo schema per la disconnessione automatica del carico basato su soglia in frequenza pura	11
6.1.1.2	Lo schema per la disconnessione automatica del carico basato sul gradiente di frequenza.....	12
6.1.2	<i>Impianti di pompaggio.....</i>	<i>13</i>
6.1.3	<i>Archiviazione dei dati relativi ai relè EAC ed al carico alleggerito.....</i>	<i>13</i>
6.2	Piano di alleggerimento in tensione - Automatic scheme against voltage collapse.....	13
7	ADOZIONE DI TARATURE IN FREQUENZA PARTICOLARI.....	14
7.1	Utilizzo delle isole di carico per la riaccensione del sistema elettrico	14
8	ISPEZIONI.....	15

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 3 di 15

1. OGGETTO

In condizioni normali di esercizio l'equilibrio tra produzione e fabbisogno è mantenuto dai sistemi di regolazione della velocità delle unità di produzione. Gli stessi agiscono con efficacia fino a quando le capacità di reazione dei motori primi ad essi associati sono sufficienti a mantenere la variazione di frequenza entro dei valori prossimi a quello nominale.

Al contrario, ove ciò non fosse possibile per una carenza o esaurimento delle risorse di produzione, devono subentrare delle strategie automatiche per il contenimento del transitorio in sotto-frequenza che, in parallelo alle regolazioni delle unità di produzione, devono agire riducendo rapidamente il fabbisogno.

Il presente documento descrive, in conformità con quanto riportato in [1], le strategie, le soluzioni tecniche e gli apparati necessari per attuare un Piano di Alleggerimento del carico nell'evenienza di uno stato di esercizio in emergenza caratterizzato da una riduzione improvvisa della produzione o da separazioni non controllate del sistema elettrico.

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni contenute nel presente documento si applicano ai seguenti soggetti:

- a) i Titolari di porzioni di RTN;
- b) i Distributori;
- c) i Fornitori di servizi di difesa (Defence Service Providers), di cui al Capitolo 10, par. 10.2, del Codice di rete;
- d) gli Utenti rilevanti (Significant Grid Users) di cui al Capitolo 10, par. 10.2, del Codice di rete.

3. ACRONIMI

EAC: Equilibratori Automatici di Carico

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 4 di 15

ILF: Integrale Locale di Frequenza
ROCOF: Rate Of Change Of Frequency
AURET: Apparecchiatura Ausiliaria per Regolatori Elettrici di Turbine idrauliche


4. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] Allegato A.9 - Piano di Difesa del sistema elettrico.
- [2] Allegato A.11 - Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV.
- [3] Allegato A.17 - Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo.
- [4] Allegato A.68 - Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo.
- [5] Allegato A.15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza.
- [6] ENTSO-E - Dispersed Generation Impact on CE Region Security.
- [7] Allegato A.53 - Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico.

5. PECULIARITÀ DEI TRANSITORI DI FREQUENZA

Nel caso in cui il sistema elettrico nazionale, o una parte di esso in condizioni di separazione di rete, sperimenti uno stato di emergenza caratterizzato da un deficit di potenza prodotta rispetto al fabbisogno, si ha come effetto immediato una diminuzione della frequenza.

Le cause scatenanti possono essere varie: una separazione del SEN dall'estero dovuta ad uno scatto in cascata delle linee di interconnessione o eventi localizzati all'estero o in Italia quali, ad esempio, separazioni complesse all'estero o su varie sezioni italiane, perdita di una o più centrali o scatti di HVDC.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 5 di 15

5.1 Inerzia del sistema

Come noto, la velocità di variazione della frequenza in un sistema elettrico è inversamente proporzionale al valore dell'inerzia delle masse rotanti; tali masse sono perlopiù costituite dai carichi e dalle macchine sincrone. Vale quindi la nota relazione

$$\Delta f = \frac{\Delta p_m - \Delta p_e}{s \cdot 2 \cdot H}$$

Dove $\Delta p_m - \Delta p_e$ è lo squilibrio dovuto o ad una variazione delle potenze meccaniche (Δp_m in per unit) imposte dai regolatori dei gruppi di generazione o ad una variazione della potenza elettrica (Δp_e in per unit) assorbita dai carichi della rete; la costante H (espressa in secondi) è l'inerzia della rete, comprensiva del contributo di tutte le masse rotanti (generatori, carichi rotanti), mentre il termine s rappresenta, nella notazione di Laplace, l'azione integrale dell'inerzia.

L'espressione, sebbene semplificata, è rappresentativa di un sistema monosbarra. Essa viene utilizzata per eseguire le valutazioni, di carattere generalizzato, sulla risposta dinamica dei sistemi elettrici ed è quindi valida solo per valutare la risposta del sistema. Tale espressione è utilizzata, nei gruppi specialistici ENTSO-E, per determinare la risposta del sistema elettrico europeo continentale a seguito di grandi perturbazioni.

Nei primissimi istanti che seguono lo squilibrio tra generazioni e carichi, la variazione Δp_m operata dalle centrali è pressoché trascurabile, pertanto le macchine rotanti cedono parte della loro energia cinetica sotto forma di potenza elettrica in base alla seguente relazione.

$$\Delta p_e \cong -\frac{df}{dt} \cdot 2 \cdot H$$

Si nota quindi che le masse rotanti hanno un ruolo fondamentale.

Le reti dei Distributori sono caratterizzate ormai da una massiccia presenza di generazione distribuita, per lo più da fonte fotovoltaica; pertanto, la produzione da fonte rinnovabile interfacciata alle reti di distribuzione e trasmissione tramite inverter, si va a sostituire alla

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 6 di 15

generazione convenzionale causando una diminuzione della inerzia del sistema. A ciò si aggiunge, anche sulle reti di trasmissione, l'incremento di campi eolici e fotovoltaici anch'essi connessi tramite inverter. Infine, anche molti carichi diffusi ed industriali sono prevalentemente controllati tramite inverter.

Tutto ciò si traduce in una maggiore velocità e criticità dei transitori di frequenza, il cui indicatore usato tipicamente è la derivata nel tempo all'istante dell'evento, altrimenti detta ROCOF, espresso in Hz/s

$$\frac{df}{dt} = 50 \cdot \frac{\Delta p_m - \Delta p_e}{2 \cdot H}$$

Dalla formula riportata si vede infatti che la derivata iniziale durante i transitori di frequenza tende ad aumentare col diminuire dell'inerzia e quindi al crescere della quota parte di generazione basata su inverter che sostituisce i gruppi rotanti convenzionali.

5.2 Regolazione della frequenza

I gruppi interfacciati tramite inverter, per propria natura, massimizzano lo sfruttamento della fonte rinnovabile primaria; in altre parole, lavorano costantemente alla producibilità massima. Pertanto, le modalità di esercizio attuali sono tali da non consentire un contributo alla regolazione primaria. Si sottolinea che in [3] e [4] è previsto comunque che il sistema di controllo d'impianto possa gestire la regolazione primaria.

Con riferimento alle Unità di Produzione convenzionali, il Piano di Alleggerimento deve poter operare contando sul supporto della generazione convenzionale; questo implica, per tali impianti, una serie di requisiti funzionali con implementazioni e tarature sui sistemi di regolazione in modo da garantire il massimo contributo nel rispetto della stabilità e continuità di funzionamento, come riportato in [5]:

- la funzione ILF concorre al ripristino della frequenza nominale adeguando la potenza prodotta dall'UP fino, se necessario, al valore di potenza massima o minima dichiarata nel RUP nei casi in cui la rete elettrica di connessione sia isolata a seguito

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 7 di 15

di una separazione di rete, e, pertanto, non sia possibile la regolazione secondaria centralizzata;

- il Regolatore della classe AURET è un automatismo ausiliario, adottato in alcune grandi centrali idroelettriche, che agisce in parallelo alle regolazioni principali di tensione e velocità. Esso effettua un'azione di tipo integrale.

5.3 Regolazione della tensione

I gruppi convenzionali hanno la possibilità di assorbire o erogare potenza reattiva sulla rete in base alla regolazione della tensione alle sbarre della Centrale. Questa capacità regolante si dimostra fondamentale durante l'intervento del piano di alleggerimento, poiché le azioni di distacco carico causano dei gradini di potenza reattiva che devono essere immediatamente bilanciati dalle macchine in parallelo sulla rete. La generazione connessa tramite inverter non esegue una regolazione automatica di tensione al punto di connessione permettendo soltanto una impostazione statica del fattore di potenza in locale; ciò significa che l'incremento di generatori di tale tipologia, di fatto, diminuisce i margini di regolazione di tensione e reattivo sul sistema. Le nuove installazioni di centrali eoliche e fotovoltaiche, secondo quanto riportato in [3] e [4], e le connessioni HVDC di tipo VSC sono predisposte per una regolazione in tensione e potenza reattiva.

5.4 Perdita della generazione durante i transitori di frequenza

Durante i transitori di frequenza (sia in sottofrequenza che sovralfrequenza) il sistema è sottoposto a severe perturbazioni di potenza attiva e reattiva; i gruppi di produzione debbono comunque assicurare un funzionamento stabile nell'intervallo di frequenza compreso tra 47.5 Hz e 51.5 Hz.

5.4.1 Generazione connessa sulle reti di Distribuzione

La gestione della generazione distribuita nell'ambito del Piano di alleggerimento presenta elementi di complessità riconducibili, principalmente, all'impossibilità, per Terna, di

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 8 di 15

osservare direttamente tale generazione. A ciò deve aggiungersi che l'attività di retrofit prevista dalla delibera dell'Autorità 84/2012 non è interamente completata e, in ogni caso, non è estesa alla regolazione in sovralfrequenza e alla sensibilità ai buchi di tensione. Inoltre, i montanti di distacco attuati mediante il Piano di Alleggerimento non sono selettivi rispetto alla generazione distribuita. In aggiunta, per contingenze che riguardano l'area sincrona dell'Europa Continentale, al comportamento della generazione distribuita afferente al SEN si deve aggiungere quello di analoga generazione connessa alle reti dei TSO esteri. Difatti, nell'intervallo di frequenza compreso tra 47.5 Hz e 51.5 Hz, come riportato nel rapporto ENTSOE [6] si verifica il distacco incontrollato di generazione in corrispondenza di svariati valori di frequenza. Tutto ciò inevitabilmente influenza il comportamento del SEN. Alcuni TSO europei hanno intrapreso un'azione di retrofit analoga a quella portata a termine in Italia, anche se al momento la generazione distribuita europea a rischio supera abbondantemente il valore limite di 3 GW ("incidente di riferimento" del Regolamento (UE) 2017/1485).

Pertanto, Terna adotta i seguenti provvedimenti nella verifica periodica del Piano di Alleggerimento:

- richiede al Distributore di associare al Piano di Alleggerimento montanti privi di generazione;
- identifica, in collaborazione con il Distributore, i principali scenari di carico/generazione associabili ai montanti misti;
- richiede al Distributore di proporre i montanti idonei all'inserimento nel Piano di Alleggerimento in modo da privilegiare una percentuale di distacco maggiore nelle prime soglie e la maggiore uniformità possibile delle percentuali di distacco su tutte le soglie al variare del contributo della generazione distribuita, nel rispetto dei vincoli indicati nel Regolamento (UE) 2017/2196. Ciò si rende necessario anche per raggiungere, in orario notturno, il minimo livello obiettivo di carico distaccabile.

5.4.2 *Generazione connessa a reti di tensione uguale o superiore a 110 kV*

Tutti i gruppi di generazione convenzionali, eolici e fotovoltaici connessi a reti di tensione uguale o superiore a 110 kV sono dotati di una protezione per minima frequenza, i cui valori

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 9 di 15

di taratura sono pari a 47.5 Hz, con ritardo di 4 secondi, e 46.5 Hz, con intervento istantaneo [2].

Per tali impianti non sono ammesse deroghe, tranne che per periodi limitati durante lavori di ristrutturazione e in previsione di un rapido adeguamento alle precedenti prescrizioni, secondo quanto previsto al Capitolo 14 del Codice di rete.

Per i gruppi di generazione convenzionali, qualora particolari esigenze ambientali o tecniche degli impianti, o del ciclo industriale associato alla produzione elettrica, non permettessero il rispetto delle precedenti prescrizioni, è possibile richiedere a Terna una deroga temporanea associando una dettagliata documentazione tecnica a giustificazione, secondo quanto previsto al Capitolo 14 del Codice di rete. Terna valuterà le richieste e, successivamente, fornirà al richiedente un Piano di Taratura dedicato rispettando i vincoli impiantistici e, soprattutto, le esigenze del sistema elettrico.

5.4.3 Impianti di produzione e consumo alimentati da rete rilevante

Per gli impianti di produzione associati a stabilimenti industriali o meno, qualora il carico (una quota parte o la totalità) non richiedesse l'alimentazione in emergenza dalla rete rilevante (non sussistenza di problemi ambientali o di ciclo industriale), è possibile includere tale carico nel Piano di Alleggerimento.

6 PIANO DI ALLEGGERIMENTO

6.1 Piano di Alleggerimento in frequenza - Automatic under-frequency control scheme

Per arrestare la variazione della frequenza entro limiti in cui il sistema elettrico sia ancora controllabile, sono stati installati, nel sistema elettrico italiano, degli apparati equilibratori che, in modo graduale, con diverse soglie e secondo una strategia predefinita, possono distaccare una quantità di carico crescente sino a ristabilire l'equilibrio nel sistema elettrico.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 10 di 15

Si deve infine sottolineare che il ricorso al piano di alleggerimento rappresenta pur sempre una estrema ratio, il cui successo non è assicurato deterministicamente, per le motivazioni descritte di seguito.

L'obiettivo del Piano di Alleggerimento è quello di disalimentare, temporaneamente, un'entità di carico tale da arrestare la diminuzione della frequenza prima che le Unità di Produzione raggiungano regimi di funzionamento in sotto-frequenza non tollerabili. Inoltre, l'azione di distacco carichi ha l'obiettivo di minimizzare lo stress imposto ai gruppi di generazione convenzionali e riportare la frequenza intorno al suo valore nominale, evitando un ristagno a valori troppo bassi.

Terna aggiorna il Piano di Alleggerimento periodicamente, mediante studi realizzati in regime dinamico, basati sulle informazioni acquisite dai Distributori sui carichi e generazioni connesse alle reti di distribuzione.

Il distacco di carico viene eseguito dagli apparati EAC, che agiscono su:

- carichi diffusi alimentati dalle reti di distribuzione;
- carichi industriali;
- impianti idroelettrici, in funzionamento in pompaggio.

Le caratteristiche tecniche e funzionali di tali apparati sono descritte in [7].

I valori di taratura sono comunicati periodicamente da Terna alle Aziende distributrici le quali hanno l'obbligo di impostarli sui relè EAC installati nei propri impianti.

Si deve inoltre sottolineare che l'osservabilità completa del sistema elettrico che permette un'accurata valutazione della Generazione Distribuita divisa per fonte e del carico sulle reti MT/BT combinata a soluzioni di tipo smart grid che consentono di distaccare selettivamente i carichi, migliora l'efficacia e l'affidabilità del Piano di Alleggerimento.

6.1.1 *Utenze diffuse e carichi industriali*

In merito alla strategia di scelta dell'entità del distacco di carico il Piano di Alleggerimento segue l'obiettivo di evitare il raggiungimento di valori della frequenza eccessivamente bassi, cercando di arrestare il prima possibile il transitorio in sottofrequenza. Pertanto, la prima

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 11 di 15

soglia di intervento utilizza una percentuale maggiore di distacco di carico rispetto alle soglie successive in linea con quanto previsto nel Regolamento (UE) 2017/2196.

Definita l'ampiezza dei gradini, rimane da assegnare un valore massimo di distacco per il sistema. Il valore del massimo distacco risente sensibilmente sia dell'andamento del fabbisogno che della presenza di generazione distribuita connessa tramite inverter; deve inoltre essere un compromesso tra il carico diurno, caratterizzato da elevata generazione distribuita e quello notturno.

Un valore di carico distaccato elevato, difatti, può generare una perdita di controllo delle tensioni, che in breve porterebbe ad una serie di fenomeni di instabilità di tensione e di frequenza che si tradurrebbe in una perdita consistente di generazione convenzionale e distribuita.

In base a queste considerazioni, il valore prescelto di carico totale è pari al 45% \pm 7% riferito al fabbisogno nazionale di ciascun TSO europeo.

Il numero totale di soglie è legato alla gradualità di applicazione del Piano di Alleggerimento: un numero elevato in termini teorici consentirebbe una regolazione continua ma rischierebbe di rivelarsi poco efficiente, con ristagni della frequenza a valori bassi. Un numero troppo esiguo di soglie, di contro, imporrebbe sollecitazioni notevoli al sistema e rischierebbe di sovracompensare il deficit di potenza. Per il Piano di Alleggerimento italiano si è scelto un numero di soglie pari ad 8, come ragionevole compromesso tra le esigenze esposte sino ad ora.

I valori suddetti possono variare comunque in funzione delle esigenze ed evoluzione del SEN.

Nel seguito sono descritti i criteri di taratura in frequenza pura e basati sul gradiente di frequenza del Piano di Alleggerimento.

6.1.1.1 ***Lo schema per la disconnessione automatica del carico basato su soglia in frequenza pura***

Il Piano di Alleggerimento in frequenza pura consta di 8 soglie di intervento i cui valori di taratura sono in linea con quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2196 Art. 15 (4 e 5) e relativo Allegato e sono comunicati da Terna ai Distributori.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 12 di 15

I valori prescelti garantiscono di riservare alle regolazioni un intervallo di circa 1 Hz per cercare di recuperare la frequenza. L'azione del distacco carichi deve terminare prima del raggiungimento di 47.5 Hz, valore limite al di sotto del quale non è più possibile garantire un funzionamento continuativo dei gruppi di generazione. Viene fissata come ultima soglia ammissibile 48 Hz in base alle seguenti considerazioni:

- l'azione di distacco ulteriore di carico può pregiudicare il controllo delle tensioni del SEN,
- l'opportunità di mantenere un certo margine rispetto al valore di frequenza per cui si ha l'intervento delle protezioni di minima frequenza dei gruppi,
- la possibilità di introdurre eventuali azioni di islanding nel range di frequenze tra 47.5 Hz e 48 Hz.

6.1.1.2 *Lo schema per la disconnessione automatica del carico basato sul gradiente di frequenza*

In parallelo all'azione di distacco in frequenza pura, per le prime soglie di intervento, si associa una strategia di alleggerimento basata sul calcolo della derivata di frequenza, al fine di anticipare l'azione del distacco durante transitori particolarmente gravosi. Tale azione anticipatrice si rende necessaria a causa della struttura elettrica peninsulare dell'Italia, rispetto alla rete Continentale europea. In questo modo oltretutto si diminuisce la sollecitazione alle regolazioni dei gruppi convenzionali, aumentandone la probabilità di sopravvivenza durante il transitorio di frequenza.

L'intervallo di definizione della derivata di frequenza dipende sia dall'inerzia del sistema che dal valore del deficit di potenza ipotizzato in ogni scenario analizzato; si deve inoltre ricordare che l'inerzia dipende da vari fattori:

- Valore del fabbisogno;
- Rapporto tra generazione di tipo statico (basata su inverter) e generazione rotante;
- Tipologia dei gruppi rotanti.

Sulla base di queste considerazioni, l'intervallo prescelto di derivata è compreso tra -0.3 Hz/s e -1.2 Hz/s.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 13 di 15

L'uso della derivata inoltre deve essere condizionato ad una ulteriore soglia di frequenza pura, in modo da assicurare una risposta pronta e, nel contempo, evitare interventi intempestivi.

6.1.2 *Impianti di pompaggio*

Agli impianti di pompaggio, non essendo in grado di commutare la potenza in tempi rapidi, non è richiesta l'inversione della potenza. Tali impianti seguono le previsioni del Regolamento (UE) 2017/2196, art. 15, comma 3, lett. b), e sono pertanto dotati di relè EAC impostati per distaccarsi a valori di frequenza che consentano il loro distacco prioritario rispetto al carico diffuso. Il campo nel quale collocare le derivate di frequenza varia da -0.05 a -0.2 Hz/s (avendo posto a -0.3 Hz/s la soglia minima per l'alleggerimento del carico) e con frequenze di avviamento e soglie in frequenza pura tali da anticipare l'alleggerimento delle utenze diffuse.


6.1.3 *Archiviazione dei dati relativi ai relè EAC ed al carico alleggerito*

Esiste l'obbligo da parte delle Aziende di distribuzione a comunicare periodicamente al Terna tutte le informazioni riguardanti gli apparati EAC installati nelle loro reti, compreso il loro stato di funzionamento ed i test periodici eseguiti.

Su richiesta di Terna è fatto obbligo a tutte le Aziende di distribuzione di impostare tempestivamente sugli apparati equilibratori installati nelle loro reti gli aggiornamenti alle tarature.

6.2 Piano di alleggerimento in tensione - Automatic scheme against voltage collapse

È previsto un distacco automatico del carico in funzione del controllo del valore della tensione in un nodo elettrico e della relativa derivata. Al fine di evitare un intervento intempestivo durante cortocircuiti in rete le tarature di l'intervento dei relè EAC controllati in tensione viene opportunamente ritardato.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 14 di 15

Il Piano di Alleggerimento in tensione viene definito al fine di ripristinare un equilibrio fra produzione e carico in un'area elettrica quando ci sono evoluzioni nel sistema di seguito descritte:

- Un forte ed improvviso aumento del fabbisogno, soprattutto di tipo reattivo, superiore alla capacità di regolazione delle unità di produzione presenti nell'area interessata.
- Elevati sovraccarichi di linee di interconnessione tra aree di rete che, in concomitanza ad eventi che causano lo scatto in cascata degli elettrodotti (*cascading*), provocano conseguenti abbassamenti di tensione a valle della sezione.


7 ADOZIONE DI TARATURE IN FREQUENZA PARTICOLARI

Non è ammesso l'uso di protezioni o tarature di protezioni che non siano in linea con quanto previsto in [2] e, per la generazione distribuita sulle reti dei Distributori, nelle norme CEI 0-12 e 0-16; esistono però alcuni casi in cui, per esigenze di sicurezza, debbono essere adottate e comunicate ai Produttori o ai Distributori valori più restrittivi. In particolare:

- per gli impianti di pompaggio o generazione, qualora si debbano evitare fenomeni di perdita di passo o perdita di controllo della frequenza
- per eseguire azioni di controllo tipo "stage disconnection" ossia distaccare gradualmente la produzione a blocchi predefiniti per emulare, discretamente, una curva continua di riduzione della potenza in funzione dell'aumento di frequenza

7.1 Utilizzo delle isole di carico per la riaccensione del sistema elettrico

Nel seguito si dà un cenno alla facoltà da parte di Terna di utilizzare le isole di carico per la riaccensione del sistema elettrico per tutti gli impianti di produzione in grado di funzionare in islanding a seguito di transitori di sovrافrequenza e sottofrequenza. In particolare, questa possibilità è sempre valutata da Terna durante il processo di concessione delle deroghe secondo i criteri descritti ai Paragrafi precedenti ed è considerato un attributo preferenziale per l'accettazione della richiesta da parte del Titolare dell'impianto.

		Codifica	
		Allegato A12	
		Rev. 01 Novembre 2018	Pagina: 15 di 15

Specificatamente, si richiede che gli impianti in funzionamento in isola dopo un transitorio di frequenza possano, su eventuale richiesta di Terna, lanciare tensione sulla rete rilevante ed alimentare una piccola quantità di carico delle reti di sub-trasmissione limitrofe e fino al raggiungimento di una stazione della rete di trasmissione nazionale in cui sia presente un livello di tensione 400 kV o 230 kV.

Quindi, gli impianti devono avere capacità di regolazione della velocità a seguito variazioni di carico a gradino, la cui ampiezza deve essere concordata con Terna.

In ogni caso, alla concessione della possibilità di formazione dell'isola di carico deve seguire la modifica delle impostazioni dei pannelli di interfaccia in modo che non sia mai inibito il lancio tensione senza tensione di ritorno dalla rete rilevante.

8 ISPEZIONI

In considerazione dell'importanza che tutti i relè di frequenza hanno per la sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico, con particolare riferimento a quelli che equipaggiano i moduli di interfaccia tra gli impianti di produzione e la rete rilevante, Terna si riserva la possibilità di effettuare in ogni momento delle verifiche delle tarature impostate, sia con il proprio personale, sia avvalendosi di consulenti esterni.