

PIANO DI DIFESA DEL SISTEMA ELETTRICO

Storia delle revisioni		
Rev. 00	Maggio 2000	Prima Edizione
Rev. 01	Ottobre 2004	Seconda Edizione
Rev. 02	Marzo 2020	Terza Edizione – Revisione per implementazione del Regolamento (UE) 2017/2196 – <i>Network Code on Emergency and Restoration</i>
Rev. 03	Luglio 2023	Quarta Edizione – Procedura set point2

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 2 di 22

INDICE

1.	OGGETTO	4
2.	CAMPO DI APPLICAZIONE	4
3.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	4
4.	ACRONIMI	6
5.	GENERALITÀ	6
6.	CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI DIFESA.....	8
7.	PROCEDURE DEL PIANO DI DIFESA DEL SISTEMA	10
8.	SISTEMI DI DIFESA	10
8.1	Il sistema SCDM	10
8.2	Controllo delle Sezioni Critiche	13
8.3	Telescati gruppi di generazione, Riduzione produzione/Stimolazione produzione (gruppi idroelettrici e termoelettrici)	14
8.4	Banco Manovra Interrompibili - BMI	15
8.5	Banco Manovra Emergenza - BME	15
8.6	Riduzione della Generazione Distribuita	15
8.7	Riduzione della Generazione da fonte eolica e fotovoltaica afferente alla RTN	15
8.8	Formazione di isole di carico (islanding)	16
8.8.1	<i>Formazione di isole di carico di estensione limitata</i>	16
8.8.2	<i>Formazione di grandi isole di carico</i>	16
8.9	Piano di alleggerimento in frequenza (Automatic under-frequency control scheme) ed in tensione (Automatic scheme against voltage collapse)	17
8.10	Adozione di dispositivi antipendolanti	18
8.11	Fast Valving	18
8.12	Dispositivi stabilizzanti – Power System Stabilizer (PSS)	19
8.13	Compensatori sincroni	19
8.14	Elementi di compensazione trasversale	20
8.15	Tensione di riferimento dei variatori di rapporto sotto carico (setpoint 2)	20
8.16	Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico	21
8.17	Procedura di gestione dei flussi di potenza	21

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 3 di 22

8.18	Procedura di coordinamento per la gestione dei PST	21
8.19	Procedure di assistenza per lo scambio di potenza attiva.....	22
9	ISPEZIONI	22

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 4 di 22

1. OGGETTO

Il Piano di Difesa rappresenta l'insieme delle misure tecniche e organizzative da adottare per prevenire la propagazione o l'aggravarsi di un disturbo nel sistema di trasmissione al fine di evitare un disturbo su vasta area e lo stato di black-out.

Il Piano di difesa contiene tutte le azioni di controllo - automatiche e/o manuali - disposte da Terna e realizzate tramite sistemi e/o apparati singoli, idonee a mantenere o riportare il sistema elettrico in una condizione normale una volta che lo stesso stia per evolvere o sia già in una condizione di emergenza

2. CAMPO DI APPLICAZIONE

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

- i. i Titolari di porzioni di RTN;
- ii. i Distributori;
- iii. i Fornitori di servizi di difesa (Defence Service Providers), di cui al Capitolo10, par.10.2, del Codice di rete;
- iv. gli Utenti rilevanti (Significant Grid Users) di cui al Capitolo10, par. 10.2, del Codice di rete,

ove previsto nelle regole tecniche di connessione o ove richiesto da Terna per esigenze di sicurezza ai sensi del Codice di rete.

3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] Capitolo 10 - Salvaguardia della sicurezza.
- [2] Allegato A.15 - Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza.
- [3] Allegato A.14 - Partecipazione alla regolazione di tensione.
- [4] Allegato A.16 - Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione.
- [5] Allegato A.11 - Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV.

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 5 di 22

- [6] Allegato A.52 - Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione.
- [7] Allegato A.41 - Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione.
- [8] Allegato A.42 - Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104.
- [9] Allegato A.40 - Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili.
- [10] Allegato A.69 - Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna.
- [11] Allegato A.62 - Contratto tipo per l'erogazione del servizio di interrompibilità.
- [12] Allegato A.72 - Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI).
- [13] Allegato A.64 - Modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica.
- [14] Allegato A.68 - Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo.
- [15] Allegato A.12 - Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico.
- [16] Allegato A.17 - Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo.
- [17] Allegato A.10 - Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale.
- [18] Allegato A.53 - Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico.
- [19] Allegato A.20 - Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE).
- [20] ENTSO-E, Extraordinary procedures for frequency monitoring and countermeasures in case of large steady-state frequency deviations.
- [21] Allegato A.80 - Procedura per la modifica del set-point dei TR AT/MT installati nelle cabine primarie di distribuzione (SET POINT2)".

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 6 di 22

4. ACRONIMI

SCADA:	Supervisory Control and Data Acquisition
WAMS:	Wide Area Monitoring System
PSS:	Power System Stabilizers
SCDM:	Sistema Centralizzato di Difesa e Monitoraggio
UPDM:	Unità Periferica di Distacco e Monitoraggio
UPDC:	Unità Periferiche per il Distacco di Carico
DSA:	Dynamic Security Assessment
VSC:	Variatori di Rapporto Sottocarico
SGU:	Significant Grid User – Utenti Rilevanti della Rete
CSA:	Coordinated Security Analysis
PST:	Phase Shifter Transformer

5. GENERALITÀ

In [1] vengono descritti i possibili stati del sistema elettrico e le contromisure attuate dal Terna per ripristinare le normali condizioni di esercizio a fronte di contingenze Ordinarie, Eccezionali, Straordinarie e fenomeni critici per il sistema (ad esempio oscillazioni inter-area sottosmorzate, instabilità di frequenza e tensione, etc.) che possano degradare il funzionamento del sistema elettrico, con tempistiche variabili da qualche centinaio di millesimi di secondo ai minuti.

In funzione della tipologia di evento, sono attivati dei Sistemi di Difesa con tempi di risposta idonei a riportare il sistema elettrico in sicurezza.

Si deve osservare che il Piano di Difesa viene progettato basandosi su contingenze credibili, prevedibili, probabili e controllabili, con lo scopo di mantenere la stabilità del sistema a seguito del verificarsi di esse [1]; ne consegue che il Piano di Difesa non assicura deterministicamente il successo della propria azione.

Con riferimento alle tempistiche, come criterio generale, i fenomeni ad evoluzione rapida vengono controllati da sistemi automatici, mentre i fenomeni ad evoluzione più lenta

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 7 di 22

possono essere gestiti in maniera manuale o in base a procedure concordate con gli Utenti di Rete o Titolari di porzioni di RTN.

Il Piano di Difesa inoltre è strettamente correlato a tutte le azioni preventive che si attuano al fine di gestire il sistema in uno stato normale sicuro; di conseguenza il primo livello di Difesa si articola su un orizzonte temporale estremamente ampio che parte dai processi di Pianificazione e Sviluppo Rete sino alla Connessione degli Utenti di Rete, tenendo conto dell'impatto sui Sistemi di Difesa e definendo, quando necessari, gli opportuni interventi sul Sistema di Difesa. Analogamente, nei processi a monte del Tempo Reale e quindi nelle attività di Programmazione, viene opportunamente considerato il contributo dei Piani di Difesa nella valutazione dei vari scenari di esercizio in esame.

Nell'esercizio del SEN, inoltre, agiscono automaticamente, o su ordine di Terna, i sistemi di regolazione ed in particolare:

- La regolazione primaria della frequenza [2], eseguita localmente presso gli impianti dal sistema di regolazione della velocità dei gruppi di produzione o di regolazione della frequenza.
- La regolazione secondaria frequenza/potenza [2], gestita dal Regolatore Nazionale mediante un segnale di livello inviato a tutti gli impianti interessati.
- La regolazione della tensione [3] e [4], eseguita:
 - Localmente al livello di gruppo di produzione (sistema di eccitazione) o di elemento di rete regolante (Compensatori Sincroni, STATCOM, reattori di compensazione, HVDC di tipologia VSC, Banchi di Condensatori, sistemi interfacciati tramite inverter). Tale servizio deve essere fornito anche dai gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi sulle reti dei Distributori secondo quanto definito nelle norme CEI.
 - Al livello di Centrale (SART)
 - Al livello di Area Elettrica coerente (Regolatore Regionale di Tensione)
 - Al livello nazionale (Regolatore Nazionale di Tensione)
- La regolazione di potenza attiva eseguita dai collegamenti HVDC e tramite i Phase Shifter Transformer.
- Funzioni particolari quali Power System Stabilizer, regolazioni in sovra e sotto frequenza (LFSM-O, LFSM-U, ILF), sistemi di Fast Valving, AURET. Il servizio LFSM-

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 8 di 22

O e LFSM-U deve essere fornito anche dai gruppi di generazione di tipo A, B e C connessi sulle reti dei Distributori secondo quanto definito nelle norme CEI.

Alle regolazioni, in modo indipendente e prioritario si affiancano i sistemi di Protezione [5], dedicati a rilevare guasti o anormali condizioni di funzionamento del SEN; tali sistemi rimuovono i guasti dalla rete o comunque agiscono al fine di cessare le condizioni anormali mediante comando d'apertura di interruttori, interagendo direttamente con i Sistemi di Difesa e/o fornendo allarmi o segnalazioni.

Il Piano di Difesa del sistema, pertanto, oltre che agire attraverso i Sistemi di Protezione e Regolazione e procedure, utilizza i Sistemi di Difesa.

6. CLASSIFICAZIONE DEI SISTEMI DI DIFESA

In un assetto in cui il SEN è interconnesso, ossia in condizioni di rete connessa alla rete dell'Europea Continentale o in assetti programmati di funzionamento in isola elettrica (ad esempio le isole Sicilia e Sardegna i cui collegamenti siano fuori servizio), i Sistemi di Difesa operano, generalmente, in modo tale da prevenire lo stato di emergenza od allerta.

Quando la rete evolve in uno stato di separazione, ossia quando, a seguito di transitori severi che implicano uno scatto in cascata di elementi di rete e linee, si formano una o più isole elettriche costituite da vaste porzioni del SEN o del sistema elettrico Europeo Continentale, i Sistemi di Difesa operano con azioni atte a contenere il degrado dello stato del sistema (stati di allerta od emergenza).

Esistono, infine, gli Schemi Speciali di Difesa che Terna può adottare separando preventivamente porzioni del SEN dal resto del sistema elettrico (Islanding controllato) qualora ravvisi una evoluzione verso un probabile stato di black-out, al fine di favorire una rapida ripresa del servizio.

Nella Tabella 1 vengono riportati i sistemi, i dispositivi, le istruzioni e le misure che costituiscono il Piano di Difesa ed i relativi schemi di controllo previsti dal Regolamento (UE) 2017/2196. Nel paragrafo 7 sono descritte le caratteristiche e le modalità di utilizzo.

Denominazione	Rete I/S	Tipologia di intervento M/A/P	Tempistiche di intervento R/L	Contingenze e fenomeni critici per il sistema
Controllo Sezioni Critiche	I	A	R	Separazione, instabilità tensione/frequenza
Telescatii Gruppi Generazione	I	A	R	Sovraccarichi, instabilità tensione/frequenza
Riduzione produzione/Stimolazione produzione (idroelettrici e termoelettrici)	I/S	A/M	L	Sovraccarichi, controllo frequenza
Banco Manovra Interrompibili - BMI	I/S	A/M	R/L	Separazione, instabilità tensione/frequenza
Banco Manovra Emergenza - BME	I/S	A/M	R/L	Separazione, instabilità tensione/frequenza
Riduzione della Generazione Distribuita	I/S	A/M/P	L	Sovraccarichi, instabilità tensione/frequenza
Riduzione generazione da fonte eolica e fotovoltaica	I/S	A/M/P	R/L	Sovraccarichi, instabilità tensione/frequenza
Formazione di isole di carico (Islanding)	I	A	R	Separazione, instabilità tensione/frequenza
Piano di alleggerimento in frequenza (Automatic under-frequency control scheme)	S	A	R	Collasso frequenza
Piano di alleggerimento in tensione (Automatic scheme against voltage collapse)	I/S	A	R	Collasso tensione
Dispositivi antipendolanti	I/S	A	R	Separazione, instabilità tensione/frequenza
Fast Valving	I/S	A	R	Separazione, instabilità frequenza
Dispositivi stabilizzanti – Power System Stabilizer (PSS)	I/S	A	R	Instabilità tensione/frequenza Oscillazioni inter-area sottosmorzate
Compensatori Sincroni	I/S	A	R	Instabilità tensione/frequenza
Elementi di compensazione trasversale	I/S	M	L	Instabilità tensione
Tensione di riferimento dei variatori di rapporto sotto carico (setpoint 2)	I/S	M/P	L	Sovraccarichi, instabilità di tensione, problematiche di adeguatezza
Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)	I	M/P	L	Sovraccarichi, instabilità tensione/frequenza
I=integra; S=Separata; M=Manuale; A=Automatico; P=Programmato; R=Rapide; L=Lente.				

Tabella 1

 Terna		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 10 di 22

7. PROCEDURE DEL PIANO DI DIFESA DEL SISTEMA

Di seguito sono riportate le procedure del Piano di Difesa del Sistema Elettrico:

- Procedura di gestione della deviazione della frequenza e della tensione:
 - Riduzione della Generazione Distribuita
 - Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)
 - Procedura ENTSO-E di coordinamento per la gestione delle deviazioni di frequenza [20]
 - Tensione di riferimento dei variatori di rapporto sotto carico (setpoint 2)
- Procedura di gestione dei flussi di potenza:
 - Riduzione della Generazione Distribuita
 - Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)
 - Tensione di riferimento dei variatori di rapporto sotto carico (setpoint 2)
 - Procedure di coordinamento per la gestione in sicurezza della rete interconnessa
 - Procedura di coordinamento per la gestione dei PST
- Procedura d'assistenza per potenza attiva:
 - Procedure di assistenza per lo scambio di potenza attiva
- Procedura di disconnessione manuale della domanda:
 - Banco Manovra Interrompibili BMI
 - Banco Manovra Emergenza BME
 - Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)

8. SISTEMI DI DIFESA

8.1 Il sistema SCDM

I Sistemi di Difesa riportati nella Tabella 2 sono gestiti da Terna tramite il Sistema Centralizzato di Difesa e Monitoraggio (SCDM), progettato e realizzato con l'obiettivo di

gestire mediante un sistema unico, centralizzato, più sottosistemi di Difesa ciascuno mirato ad uno specifico compito. SCDM consente di:

- Gestire in modo organico più logiche di difesa contemporaneamente
- Interagire in maniera coordinata con altri sistemi (SCADA, sistemi di regolazione, comando e controllo, WAMS, DSA, apparecchiature periferiche)
- Reagire in tempi estremamente rapidi su evento
- Mettere a disposizione una interfaccia uomo-macchina unica per gli operatori delle Sale Controllo

Denominazione
Controllo Sezioni Critiche
Telescatti Gruppi Generazione
Stimolazione (gruppi idroelettrici)
Run-Back/Run-Up (gruppi termoelettrici)
BMI
BME
Riduzione generazione distribuita
Riduzione generazione da fonte eolica

Tabella 2

Il sistema SCDM acquisisce le informazioni necessarie all'esecuzione delle logiche di difesa dai sistemi elencati nella Tabella 2, oltre che dalle apparecchiature periferiche dedicate esclusivamente ad esso; tali apparecchiature, oltre che inviare informazioni al centro, sono in grado di attuare comandi in base agli eventi di rete. Tali apparecchiature si distinguono in: UPDM [6] e UPDC ([7], [8]):

- le UPDM permettono il prelievo dal campo dei segnali e delle telemisure necessarie al corretto funzionamento delle logiche ed eseguono i comandi impartiti dalle logiche stesse. Le UPDM sono installate presso le stazioni elettriche del SEN e presso gli impianti di Produzione [11]
- le UPDC sono apparati più semplici e consentono il monitoraggio ed il distacco dell'utenza connessa. Le UPDC sono dislocate presso le utenze BMI, al fine di consentirne il distacco. In aggiunta, a difesa delle linee di interconnessione con la rete Continentale Europea, sono attive delle UPDM presso le reti elettriche di Francia, Svizzera, Slovenia, Austria e Malta.

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 12 di 22

L'architettura di comunicazione prevede l'utilizzo di particolari protocolli di comunicazione tra il centro e la periferia [9] e [10], che consentono l'esecuzione dei comandi simultanei di distacco dei carichi e/o delle generazioni, in tempi estremamente rapidi (minori di un secondo). Questa prestazione si è potuta realizzare definendo due fasi distinte: la fase di armamento dei teledistacchi (predisposizione all'azione del teledistacco) e la fase di esecuzione dei comandi di teledistacco.

La fase di armamento dei teledistacchi non richiede tempi rapidi in quanto è una fase di predisposizione. Per ogni ciclo di aggiornamento, che dura mediamente qualche secondo, le UPDM inviano al sistema centrale i segnali e le telemisure necessarie a stabilire gli interventi di teledistacco. Con tali informazioni, le logiche centrali stabiliscono le strategie di armamento dei teledistacchi (eventi scatenanti, entità e dislocazione).

Ad ogni ciclo di aggiornamento, il sistema centrale invia alle UPDM i segnali di armamento legati a ciascun possibile evento (scatto degli elementi sotto controllo).

L'evento viene rilevato da UPDM "sentinella" che sono collegate direttamente ai Sistemi di Protezione, rilevandone l'intervento.

Nel momento in cui avviene l'evento scatenante il teledistacco (scatto dell'elemento sotto controllo), non è più necessario passare attraverso il sistema centrale, ma la stessa UPDM sentinella provvederà ad inviare sulla rete di comunicazione un segnale di distacco a tutte le altre UPDM "in ascolto".

Questa scelta architettureale consente di minimizzare il traffico di rete e massimizzare le prestazioni di sistema, poiché ogni UPDM "interessata" ad un evento scatenante precedentemente comunicate dal sistema centrale, sarà "in ascolto" esclusivamente su di esso. Tutte le UPDM, pertanto, interpreteranno il segnale di scatto ricevuto in modo da intervenire solo se precedentemente armate dalla logica centrale, per tale evento.

Agli eventi monitorati in tempo reale di cui al precedente paragrafo 5, il Sistema SCDM sovrappone un ciclo di controllo di sottofondo, dove ogni UPDM "sentinella" invia un segnale di test che, ricevuto dalle UPDM di scatto, consente di misurare, al livello centrale, i tempi medi di ritardo sulla rete basandosi sui time stamp forniti dagli apparati, sincronizzati tramite GPS.

Le informazioni tipicamente prelevate sugli impianti per eseguire le logiche di controllo sono:

 Terna		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 13 di 22

- lo stato degli interruttori delle linee della sezione sotto controllo, riconosciuto attraverso lo stato degli interruttori di linea;
- lo stato dei congiuntori di sbarra al fine di rilevare l'assetto di esercizio nelle stazioni;
- la telemisura del transito di potenza attiva su ciascuna linea controllata;
- il segnale di comando apertura dell'interruttore di linea generato dal sistema di Protezione;
- la misura della frequenza di rete;
- lo stato di disponibilità e la potenza scambiata degli elementi di rete ai fini del controllo preventivo/correttivo attuato dalla logica.

Le logiche di intervento, l'entità e la dislocazione del carico e della generazione da distaccare sono valutate preventivamente attraverso studi di sistema su scenari di rete a consuntivo e previsionali, tenendo conto, per quanto possibile, di tutte le contingenze ed eventi credibili. Laddove possibile, le logiche vengono alimentate, in termini di taratura, da sistemi di calcolo real time.

8.2 Controllo delle Sezioni Critiche

Per Sezione Critica di un sistema elettrico si intende il confine, costituito da un insieme di linee, fra due aree della rete elettrica, di cui una è generalmente in deficit di potenza mentre l'altra è in esubero.

Scopo della logica di difesa gestita nel sistema SCDM è contrastare lo scatto in sequenza delle linee che determinerebbe la separazione delle aree e la formazione di isole elettriche incontrollate, con possibili ingenti squilibri tra generazione e carico.

Le Sezioni Critiche dipendono dalla struttura della rete e dalle sue evoluzioni; pertanto possono variare nel tempo o modificarsi, così come le logiche di controllo ad esse associate. Data la conformazione topologica del SEN, le Sezioni Critiche permanentemente monitorate sono:

- Estero, costituita dall'insieme delle linee di interconnessione più significative ai fini di una separazione, inclusi i collegamenti seriali localizzati presso i paesi confinanti
- Sardegna - Italia Continentale, costituita dai collegamenti in corrente continua SA.PE.I e SA.CO.I

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 14 di 22

- Sicilia - Italia Continentale costituita da tre collegamenti 400 kV

Ad esse si aggiungono altre sezioni controllate che, come già affermato, evolvono nel tempo ed in base agli assetti d'esercizio del SEN.

8.3 Telescati gruppi di generazione, Riduzione produzione/Stimolazione produzione (gruppi idroelettrici e termoelettrici)

Il controllo implementato nel sistema SCDM agisce in alcune aree di rete ove si rende necessaria una riduzione immediata della produzione per fronteggiare fenomeni di dinamica elettromeccanica veloce; in particolare, ci si riferisce a stabilità transitoria d'angolo, sovraccarichi rapidi, controllo della tensione e della velocità delle macchine. La costante di tempo di questi fenomeni è compresa tra le centinaia di millisecondi e le decine di secondi. Ci si avvale, a seconda della tipologia del fenomeno, del distacco diretto dei generatori (operato direttamente sugli interruttori lato MT o AT) o di una funzione, comandata da remoto, di riduzione lenta (per i gruppi termoelettrici) ma sufficiente a contrastare l'evoluzione del transitorio.

Sono previste, inoltre, azioni duali di modulazione a salire (Stimolazione produzione) della potenza prodotta dei generatori.

In aggiunta, sono possibili simili azioni di modulazione a salire per i gruppi idroelettrici (Funzione di Stimolazione), obbligatorie per quelli di taglia superiore a 10 MW.

Le logiche di telescatto possono prevedere anche azioni di comando istantaneo su elementi di rete (linee, reattori, etc.) che, in base agli studi di sistema, possano concorrere ad una mitigazione degli effetti della contingenza controllata.

Riguardo ai requisiti di connessione, si fa riferimento a quanto contenuto in [10].

Si sottolinea che il distacco dei generatori, ove possibile, è accompagnato da una sequenza di Load Rejection in modo da rendere il gruppo, appena le condizioni di rete lo consentano, immediatamente disponibile al parallelo.

Per quanto riguarda i Sistemi di Accumulo, le logiche di telescatto possono essere applicate tramite azioni di comando remoto che prevedono l'apertura dell'interruttore e l'impostazione di un set-point da attuare istantaneamente.

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 15 di 22

8.4 Banco Manovra Interrompibili - BMI

Il BMI [11] è il sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze nella titolarità di soggetti che hanno stipulato il Contratto per l'erogazione del servizio di interrompibilità ai sensi dell'Allegato A.62 al Codice di rete [11]. Il distacco di carico viene gestito dal sistema SCDM automaticamente o su intervento manuale dell'Operatore di Sala Controllo. Il BMI è asservito alle logiche di controllo delle Sezioni Critiche e di quelle di Telescatto.

8.5 Banco Manovra Emergenza - BME

Il Banco Manovra Emergenza agisce sulle reti di distribuzione e/o sulla rete di trasmissione e consente di operare distacchi di carico localizzato in aree minori e distacchi generalizzati su vaste aree, con opportune aggregazioni, mediante la creazione di isole di carico; il distacco di carico viene gestito dal sistema SCDM su intervento automatico o manuale da parte dell'Operatore di Sala Controllo. Il carico sotteso al BME può essere distaccato in condizioni di emergenza estrema sia per fenomeni locali di collasso delle tensioni che su vasta area, per sovraccarico diffuso per la ripresa della frequenza o nello stato di ripristino.

8.6 Riduzione della Generazione Distribuita

La riduzione della Generazione Distribuita viene attuata in accordo alla procedura "RIGEDI" descritta in [12]; tale riduzione, parte dei Piani di Difesa, viene applicata agli impianti eolici e/o fotovoltaici con potenza uguale o superiore a 100 kW connessi al livello MT sulle reti dei Distributori.

8.7 Riduzione della Generazione da fonte eolica e fotovoltaica afferente alla RTN

Ai fini del controllo delle congestioni è richiesta, in collaborazione con i Produttori, la possibilità di provvedere ad una riduzione lenta della potenza erogata richiesta da Terna tramite un flusso informativo dedicato con tempistiche e preavviso sufficienti ad arginare il fenomeno. In taluni casi oltre al flusso informativo viene concordato con il Produttore anche

 Terna		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 16 di 22

in modalità lenta un invio di comando di teleriduzione e/o teledistacco tramite sistema SCDM.

In occasione di transitori gravosi in sovrافrequenza, viene richiesto ai Produttori di installare e attivare un dispositivo di teledistacco che invece consenta di eseguire con rapidità l'intervento di distacco totale o parziale dell'impianto.

La riduzione pertanto viene attuata manualmente tramite flusso informativo dedicato o localmente in modo automatico dal dispositivo di teledistacco. I dettagli di tale sistema sono descritti in [13], [14], [15] e [16].

8.8 Formazione di isole di carico (islanding)

8.8.1 Formazione di isole di carico di estensione limitata

Durante i transitori in sottofrequenza, possono essere adottate delle strategie di Difesa che mirano a separare alcune porzioni di rete estremamente limitate perché possano sopravvivere ad uno stato di black-out generalizzato e possano contribuire alla ricostituzione della magliatura del sistema elettrico durante la fase di ripresa.

La costituzione di queste piccole isole formate da generazione e carichi viene valutata in base alle caratteristiche tecniche degli elementi di rete e alle esigenze di sicurezza del sistema. Possono essere realizzate isole di carico anche limitatamente ad utenze industriali che hanno necessità di mantenere in funzione gli impianti, ad esempio per inderogabili motivi di rischio ambientale. Si sottolinea che l'isola di carico, una volta formata e stabilizzata, deve comunque concorrere al Piano di Riaccensione [17], secondo modalità che vengono approfondite e concordate tramite studi in regime statico, elettromagnetico e dinamico per l'esecuzione dei quali il Titolare d'Impianto o il Produttore deve fornire a Terna tutta la documentazione tecnica e le informazioni necessarie al fine di una valutazione esaustiva.

8.8.2 Formazione di grandi isole di carico

In analogia a quanto descritto per le isole di carico di estensione limitata, è possibile realizzare una strategia di Difesa che separi un'area elettrica di notevole estensione (islanding controllato) cercando di mantenere un equilibrio carico-generazione tale da

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 17 di 22

stabilizzarne il funzionamento in regime isolato. Questo provvedimento, oltre che preservare dallo stato di black-out una parte del sistema, consente di velocizzare le operazioni di ripristino, disponendosi di un'ampia area pronta a rilanciare tensione sulla parte di SEN in stato di black out.

8.9 Piano di alleggerimento in frequenza (Automatic under-frequency control scheme) ed in tensione (Automatic scheme against voltage collapse)

Il *Piano di Alleggerimento in frequenza* (Automatic under-frequency control scheme) è un sistema automatico di distacco del carico che ha l'obiettivo di arrestare la discesa della frequenza prima che questa raggiunga valori ritenuti non accettabili per il corretto funzionamento degli impianti di generazione. In particolare, il valore di 47.5 Hz è considerato una soglia minima al di sotto della quale, dopo un ritardo di qualche secondo, i gruppi di generazione possono distaccarsi dal resto della rete.

L'attuazione del piano di alleggerimento necessita, per il suo funzionamento di apparati installati principalmente nelle cabine primarie delle reti di distribuzione, e nelle stazioni della rete di trasmissione. Gli apparati hanno l'obiettivo di distaccare il carico gradualmente al diminuire della frequenza, in modo da cercare di creare le condizioni per il raggiungimento di un nuovo equilibrio tra produzione e fabbisogno. Per tale motivo tali apparati sono anche denominati Equilibratori Automatici del Carico (EAC), le cui caratteristiche funzionali sono riportate in [18].

La strategia di alleggerimento è impostata per il distacco di quantità di carico correlati alla variazione della frequenza e alla sua derivata temporale.

Le percentuali di distacco di carico rispetto al carico complessivo ed i valori di taratura degli apparati equilibratori soddisfano una strategia che tiene conto anche del comportamento dinamico delle unità di produzione, sia per motivi di sicurezza dell'esercizio, che di salvaguardia delle attività produttive industriali. Una descrizione dettagliata di tale strategia è riportata in [15].

Il distacco automatico del carico può essere guidato, oltre che dalla frequenza e dalla sua derivata, anche dalla tensione e dalla sua derivata (*Piano di alleggerimento in tensione*

 Terna		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 18 di 22

(Automatic scheme against voltage collapse)). Il criterio di condizionamento all'evoluzione delle tensioni può essere opportuno prevalentemente nelle seguenti due situazioni:

- un imprevisto incremento del fabbisogno, prevalentemente di tipo reattivo, superiore alla capacità di regolazione delle unità di produzione presenti nell'area interessata;
- forti sovraccarichi di linee di interconnessione tra aree di rete, quando scattano elettrodotti in cascata, e che causano conseguenti abbassamenti di tensione a valle della sezione.

Da un punto di vista funzionale, il controllo della tensione è integrato nel dispositivo EAC, come descritto in [18].

8.10 Adozione di dispositivi antipendolanti

Questi dispositivi, inseriti nelle protezioni distanziometriche delle linee a 400 kV, consentono di bloccare lo scatto in presenza degli elevati valori di sovraccarico transitorio che possono presentarsi nel caso di oscillazioni tra i generatori sincroni, definite pendolazioni stabili.

Al contrario, possono comandare lo scatto della protezione quando, insieme al sovraccarico, riconoscono la perdita di passo tra zone di rete interconnesse dalle linee che sono equipaggiate con tali dispositivi.

La funzione antipendolante può essere attivata su tutte le protezioni, mentre la funzione di scatto per perdita di passo è attivata soltanto per le linee che interconnettono aree per le quali è ritenuta possibile la separazione per contrastare fenomeni di pendolazioni instabili.

8.11 Fast Valving

La logica di Fast Valving è atta a smorzare oscillazioni di una porzione di rete a seguito di cortocircuiti o perdite di carico riducendo rapidamente la potenza meccanica dei generatori sincroni.

Tale logica deve essere presente ed attiva su tutti i generatori di potenza uguale o superiore a 50 MW su richiesta di Terna.

Il Titolare dell'Impianto ha il dovere di comunicare a Terna logiche e parametri implementati. Terna si riserva la possibilità di concordare con i Titolari eventuali modifiche.

 Terna		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 19 di 22

8.12 Dispositivi stabilizzanti – Power System Stabilizer (PSS)

I dispositivi stabilizzanti sono integrati o interfacciati con i sistemi di eccitazione degli impianti di Produzione; operano le seguenti azioni:

- Stabilizzazione del generatore rispetto alla rete (oscillazioni locali)
- Smorzamento delle oscillazioni tra i generatori della stessa centrale (oscillazioni locali tra macchine)
- Stabilizzazione di ampie aree di rete nei confronti del resto del SEN e del sistema Europeo Continentale (Oscillazioni inter-area)

I dispositivi stabilizzanti devono essere presenti ed attivi su tutti i generatori di potenza uguale o superiore a 50 MW su richiesta di Terna ed essere di tipologia dual band, ossia elaborare in ingresso sia la potenza attiva che la frequenza misurata ai morsetti di macchina. Lo schema di riferimento adottato deve essere¹ uno dei seguenti:

- PSS2B
- PSS2C

È ammesso il PSS4B se disponibile ulteriormente a PSS2B o PSS2C come alternativa.

I valori di taratura dei PSS vengono disposti, comunicati da Terna al Titolare dell'Impianto che ne dispone prontamente l'impostazione; tali valori possono cambiare o essere aggiornati in base alle esigenze di stabilità del SEN. A tal fine, in accordo a quanto previsto nel Capitolo 9 del presente allegato, Terna si riserva la possibilità di concordare con i Titolari campagne di prova dedicate alla verifica e corretta impostazione della parametrizzazione dei dispositivi stabilizzanti.

8.13 Compensatori sincroni

Tali dispositivi, installati sui livelli di tensione 400 kV e 230 kV del SEN, consentono di:

- Effettuare il controllo di potenza reattiva/tensione di una determinata area di rete

¹ IEEE Std 421 Ed 2016

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 20 di 22

- Aumentare la potenza di cortocircuito dei nodi adiacenti essendo di ausilio per il corretto funzionamento dei collegamenti HVDC e del sistema di Protezione.
- Aumentare l'inerzia della rete.

8.14 Elementi di compensazione trasversale

In alcune condizioni di carico basso, tipicamente di notte o nei giorni festivi, si possono verificare, sulle reti ad alta e altissima tensione, valori di tensione eccessivamente elevati che potrebbero compromettere l'isolamento delle apparecchiature. Contestualmente, i generatori sincroni sono chiamati a lavorare ai limiti della sottoeccitazione con una conseguente riduzione della stabilità di trasmissione dell'intera rete elettrica.

In tal caso è possibile operare alcune smagliature della rete a 400 kV al fine di togliere un parziale effetto capacitivo svolto dalle linee che in queste condizioni di esercizio sono scariche. Tuttavia, l'apertura dei collegamenti, sebbene permetta di riportare i valori di tensione entro i limiti operativi, riduce la magliatura della rete e, di conseguenza, la sicurezza dell'esercizio.

Terna utilizza, quindi, reattanze di compensazione trasversale che, nelle condizioni suddette, hanno il compito di assorbire un certo quantitativo di potenza reattiva, con il duplice beneficio di ridurre i valori di tensione entro i limiti operativi e di consentire ai generatori sincroni di lavorare in un punto di maggiore stabilità.

In aggiunta, con la collaborazione dei Distributori, Terna ha la possibilità di agire sui condensatori presenti sulla rete di distribuzione.

8.15 Tensione di riferimento dei variatori di rapporto sotto carico (setpoint 2)

Al verificarsi di uno stato di allerta o di emergenza², Terna può richiedere ai Distributori di riferimento³ la modifica dei riferimenti di tensione variatori/commutatori sotto carico VSC/CSC installati sui trasformatori AT/MT collocati nelle Cabine Primarie di tali distributori

² Si rinvia per la definizione al Capitolo 10 (par. 10.4.2.1) del Codice di rete.

³ Le imprese di distribuzione che esercitano in concessione, ai sensi dell'art. 9 del d. lgs. n. 79/99, il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e che hanno almeno un punto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 21 di 22

ai fini della regolazione della tensione sulla rete AT o della riduzione del carico assorbito dai TR AT/MT.

La Procedura per la modifica del set-point dei TR AT/MT installati nelle Cabine Primarie di distribuzione è descritta in [21].

8.16 Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico

In casi eccezionali, può accadere che un'area di rete elettrica o l'intero SEN sia in condizioni di deficit tra carico e produzione. In tali casi, al fine di mantenere il sistema controllabile è predisposto un piano di ripartizione ciclica delle interruzioni del carico definito Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico (PESSE).

Le caratteristiche del PESSE, i soggetti coinvolti e le modalità di applicazione sono descritti in [19].

8.17 Procedura di gestione dei flussi di potenza

L'obiettivo delle procedure di coordinamento per la gestione in sicurezza della rete interconnessa è:

- Risolvere violazioni di sicurezza che potrebbero potenzialmente innescare eventi in cascata sulla rete interconnessa
- Gestire riduzioni di programma di importazione ed esportazione dalla frontiera Nord Italia
- Gestire indisponibilità del Sistema di difesa Italia

8.18 Procedura di coordinamento per la gestione dei PST

L'obiettivo delle procedure è fornire dei criteri di gestione coordinata dei PST con i TSO confinanti al fine di controllare i flussi fisici sulla frontiera Nord garantendo la sicurezza del sistema elettrico interconnesso.

		Codifica	
		Allegato A.9	
		Rev. 03 Luglio 2023	Pagina: 22 di 22

8.19 Procedure di assistenza per lo scambio di potenza attiva

L'obiettivo delle procedure è descrivere le regole per lo scambio di potenza attiva con i TSO confinanti al fine di fornire assistenza per l'approvvigionamento di riserva.

Il servizio può essere scambiato in base alle condizioni di adeguatezza e sicurezza del Sistema elettrico interconnesso dei TSO coinvolti.

9 ISPEZIONI

In considerazione dell'importanza che i sistemi di difesa hanno per il funzionamento del sistema elettrico nazionale, Terna si riserva la possibilità di effettuare in ogni momento, previo preavviso, delle verifiche sulla loro funzionalità sia con il proprio personale, sia avvalendosi di consulenti esterni.