



Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004

INTRODUZIONE

[La presente introduzione non costituisce parte integrante del Codice di rete]

La presente introduzione ha lo scopo di delineare in sintesi:

- (a) natura e finalità del Codice di rete e suo ambito di applicazione;*
- (b) contesto normativo europeo e nazionale di riferimento;*
- (c) descrizione della rete e delle attività del Gestore.*

a) *Natura e finalità del Codice di rete e suo ambito di applicazione*

Il presente documento denominato Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete o Codice) disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

In particolare il Codice di rete descrive regole, trasparenti e non discriminatorie, per:

- (i) l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica;*
- (ii) lo sviluppo della rete e la sua gestione e manutenzione;*
- (iii) l'erogazione del servizio di dispacciamento;*
- (iv) la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione delle misure;*
- (v) la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi;*

(vi) *la sicurezza del sistema elettrico nazionale.*

Tale documento è stato predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 4 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (DPCM) che disciplina i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Il Codice, redatto in conformità alle direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di cui alla delibera n. 250/04, è stato positivamente verificato, ai sensi e per gli effetti di cui al D.P.C.M., dall'Autorità con propria delibera n. 79/05 e dal Ministero delle Attività produttive. Ai sensi dell'art. 1, comma 2, della delibera dell'Autorità n. 226/05, il Codice è entrato in vigore dal 1° novembre 2005.

Le successive modifiche al Codice sono state positivamente verificate dall'Autorità con propria delibera n. 49/06 e successive determinazioni emanate ai sensi della delibera n. 39/06 nonché dal Ministero delle Attività produttive.

b) *Il contesto normativo europeo e nazionale di riferimento*

Il processo di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia elettrica è stato avviato con la Direttiva 96/92/CE, successivamente abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE in vigore dal 1° luglio 2004.

La normativa europea ha trovato applicazione in ambito nazionale con il decreto legislativo 19 marzo 1999, n. 79 ("d. lgs. n. 79/99"), successivamente modificato con legge 27 ottobre 2003 n. 290, che detta disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica.

In particolare tale legge demanda ad un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM 11 maggio 2004) la definizione di criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e per la gestione del soggetto così integrato, nel rispetto degli interessi pubblici legati alla sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale e dell'autonomia imprenditoriale dei soggetti ad oggi proprietari.

Il presente Codice è stato redatto in conformità alla normativa e alla regolamentazione del settore elettrico vigente al momento della sua adozione, nonché in conformità alla "Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale" attribuita con decreto del Ministro delle Attività produttive in data 20 aprile 2005 e pubblicata nella G.U.R.I. del 29 aprile 2005 n. 98.

c) Descrizione della rete e delle attività del Gestore

La rete di trasmissione nazionale è costituita da un complesso di linee lungo le quali transita l'energia elettrica che collegano i centri di produzione con i centri di consumo ed un insieme di stazioni necessarie per la trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad un livello inferiore nonché dai sistemi di teleconduzione e controllo.

La rete italiana è caratterizzata da tre livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150-132-120 kV.

Il sistema a 380 kV, interconnesso con il sistema elettrico europeo, costituisce la principale rete di trasporto che convoglia l'energia elettrica prodotta dalla maggior parte degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di trasformazione ai livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 220 kV è alimentato da una percentuale non trascurabile di centrali e assolve in parte a funzioni di distribuzione in alta tensione.

Il sistema a 150-132-120 kV assolve il compito di distribuzione in alta tensione, alimentando le cabine primarie AT/MT o direttamente le utenze di grande potenza.

L'ambito della rete di trasmissione nazionale, definito con decreto ministeriale 25 giugno 1999, è stato successivamente ampliato con decreto MAP 23 dicembre 2002.

Quest'ultimo decreto stabilisce che, oltre agli elementi di rete oggetto di interventi di sviluppo da inserire nel Piano di sviluppo (vedi [Capitolo 2](#)) in virtù del D.M. del 1999, siano inseriti nel Piano di sviluppo anche gli elementi di rete non facenti parte della RTN ma funzionali alla stessa (ad esempio elementi di rete di distribuzione, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, ecc.) che il Gestore intende acquisire.

Il Gestore nello svolgimento delle proprie attività, come disciplinate dalla Concessione, eroga agli utenti i servizi qui di seguito in breve descritti.

Servizio di trasmissione. *È il servizio di trasporto e trasformazione sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica dalle centrali di produzione e dalle linee di interconnessione con l'estero alle reti locali di distribuzione. Il servizio comprende le attività di connessione, sviluppo, esercizio e manutenzione della rete.*

Servizio di dispacciamento. *È il servizio finalizzato al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, con i necessari margini di riserva. Il servizio consiste nell'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.*

Servizio di misura. È l'attività finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica nei punti di immissione, di prelievo e nei punti di interconnessione e alla contabilizzazione dei flussi energetici dei diversi utenti.

Servizio di aggregazione delle misure. È l'attività di aggregazione delle misure comunicate al Gestore dalle imprese di Distribuzione nonché delle misure rilevate direttamente dal Gestore.

In aggiunta ai servizi di cui sopra il Gestore provvede alla raccolta dei dati statistici rilevanti di produzione e consumo del settore elettrico nazionale, elabora tali dati e li rende disponibili mediante la pubblicazione di apposita documentazione.

Sul sito internet del Gestore www.terna.it è pubblicata la documentazione di riferimento nelle materie disciplinate dal presente Codice, sia di carattere informativo sia di carattere tecnico, ivi inclusa una descrizione dettagliata ed aggiornata della RTN.

GLOSSARIO DEI TERMINI

[Il presente documento non costituisce parte integrante del Codice di rete]

<u>Acquirente Unico</u>	Il soggetto di cui all'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99.
<u>Acquisto a termine (Vendita a termine)</u>	Quantità di energia acquistata (venduta) al di fuori del sistema delle offerte, con dettaglio al periodo rilevante. Gli acquisti (vendite) a termine hanno segno convenzionale positivo (negativo).
<u>Acquisto netto a termine (Vendita netta a termine)</u>	L'acquisto netto è la somma algebrica positiva degli acquisti e delle vendite a termine registrate dall'operatore sul conto energia in prelievo ovvero in vendita ovvero di stoccaggio. La vendita netta è la somma algebrica negativa delle vendite e degli acquisti registrati dall'operatore sul conto energia in vendita ovvero di stoccaggio.
<u>Alleggeritori automatici del carico (EAC)</u>	Relè sensibili alle grandezze elettriche frequenza e tensione che comandano il distacco di predefiniti blocchi di carico quando la frequenza e/o la tensione, a seguito di disservizi, raggiungono i valori non compatibili con l'esercizio del sistema elettrico.
<u>Alta tensione (AT)</u>	Tensione nominale di valore superiore a 35 kV e inferiore o uguale a 220 kV.
<u>Altissima tensione (AAT)</u>	Tensione nominale di valore superiore a 220 kV.
<u>Altre reti elettriche</u>	Reti elettriche diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi. Tali reti includono i Sistemi di distribuzione Chiusi (SDC).
<u>Altri Servizi (AS)</u>	Prodotto utilizzato ai fini delle azioni di ridispacciamento e di bilanciamento su MBR, ad esclusione della riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, nell'ambito dell'Integrated Scheduling Process.
<u>Altri sistemi esistenti (ASE)</u>	Sistemi, non rientranti nelle altre configurazioni definite nell'ambito dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario.
<u>Altro sistema di Auto-produzione (ASAP)</u>	Sistema in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante.

<p><u>Altro sistema semplice di produzione e consumo (ASSPC)</u></p>	<p>Insieme delle seguenti sottocategorie di Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC):</p> <ul style="list-style-type: none"> • i sistemi efficienti di utenza (SEU); • i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici; • gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP); • gli altri sistemi esistenti (ASE).
<p><u>Apparecchiatura di misura (AdM)</u></p>	<p>L'insieme delle apparecchiature necessarie per garantire l'effettuazione delle misure e l'acquisizione dei dati di misura di potenza ed energia elettrica. Comprende il misuratore e, ove necessari, i riduttori di tensione (TV) e i riduttori di corrente (TA), i dispositivi di elaborazione, registrazione e telecomunicazione delle misure di energia elettrica, nonché il cablaggio, il software e tutti gli altri equipaggiamenti necessari per garantire la trasmissione delle misure di energia elettrica</p>
<p><u>Apparecchiatura di misura principale</u></p>	<p>L'apparecchiatura di misura i cui dati sono prioritariamente impiegati ai fini delle successive elaborazioni.</p>
<p><u>Apparecchiatura di misura di riscontro</u></p>	<p>Un'apparecchiatura di misura, installata di norma in un punto diverso rispetto all'apparecchiatura di misura principale, utilizzata a fini di convalida e di stima dei dati di misura mancanti.</p>
<p><u>Area di controllo</u></p>	<p>Parte coerente del sistema interconnesso "Europa Continentale" dell'ENTSO-E (ex UCTE) (generalmente coincidente con il territorio di una nazione, un'area geografica, i cui confini sono fisicamente demarcati dai misuratori di potenza ed energia scambiata con la restante parte della rete interconnessa) in cui opera un singolo Operatore di sistema e in cui i carichi fisici e la generazione controllabile è connessa all'interno della medesima Area di controllo.</p>
<p><u>Area sincrona</u></p>	<p>Area ricoperta da sistemi interconnessi in cui le aree di controllo sono interconnesse in maniera sincrona. All'interno di un'area sincrona la frequenza di sistema è pari ad un unico valore.</p>
<p><u>Asta idroelettrica</u></p>	<p>Un insieme di gruppi di generazione idroelettrici, identificato dal Gestore, idraulicamente in cascata nel quale la produzione di energia elettrica di ciascun gruppo di generazione influenza la produzione di energia elettrica degli altri gruppi a valle dello stesso.</p>
<p><u>Attività di dispacciamento</u></p>	<p>L'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.</p>
<p><u>Attività di trasmissione</u></p>	<p>Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete. Dell'attività di trasmissione fanno parte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la gestione unificata della RTN e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999; • la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;

	<ul style="list-style-type: none"> • l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.
<u>Attività di sviluppo o sviluppo</u>	Gli interventi sulla rete elettrica che comportano un adeguamento o un potenziamento della capacità di trasporto, trasformazione, connessione e interconnessione, ovvero un incremento della flessibilità operativa della rete o una dismissione di elementi della rete.
<u>Autoproduttore</u>	La persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo n.79 del 16.3.99.
<u>Autorità o anche ARERA (già AEEGSI)</u>	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481.
<u>Banda di riserva primaria o secondaria</u>	La variazione pari al doppio della corrispondente semibanda di riserva.
<u>Bassa tensione (BT)</u>	Tensione nominale di valore inferiore o uguale ad 1 kV.
<u>Bilanciamento</u>	Servizio svolto dal Gestore in tempo reale diretto a impartire ordini di dispacciamento, al fine di mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, risolvere le congestioni, e mantenere gli opportuni margini di riserva secondaria di potenza.
<u>Blackout</u>	Totale assenza di tensione in impianti o porzioni di rete elettrica più o meno estese a seguito di disservizi per più di 3 minuti o alternativamente perdita del 50 % del carico presente nell'area di controllo di Terna.
<u>Black start up / Black-start</u>	Avviamento autonomo di una centrale in assenza di tensione sulla rete.
<u>BME</u>	Acronimo di Banco Manovra Emergenza. Sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze.
<u>BMI</u>	Acronimo di Banco Manovra Utenze Interrompibili.
<u>Buco di tensione</u>	Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione per un utente direttamente connesso alla RTN ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 millisecondi e inferiore o uguale a 1 minuto; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.
<u>Cabina Primaria (C.P.)</u>	Stazione elettrica con apparecchiature, organi di manovra e trasformazione AT/MT.

<u>Capacità di trasporto</u>	Il flusso di potenza attiva che può essere trasportato tra due porzioni di rete compatibilmente con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.
<u>Capacità totale trasmissibile (TTC – Total Transfer Capacity)</u>	Valore massimo degli scambi programmati tra due aree di controllo adiacenti compatibilmente con gli standard di sicurezza utilizzati in ciascuna area di controllo note le condizioni della rete e la distribuzione della generazione e dei carichi.
<u>Capacità netta trasmissibile (NTC - Net Transfer Capacity)</u>	Capacità di trasporto definita come: $NTC = TTC - TRM$ Valore massimo complessivo di scambi programmati tra due aree di controllo adiacenti compatibilmente con gli standard di sicurezza utilizzati in tutte le aree di controllo dell'area sincrona e considerando l'incertezza relativa alle future condizioni tecniche della rete di trasmissione.
<u>Capacità disponibile (ATC – Available Transfer Capacity)</u>	Capacità di trasporto resa disponibile, congiuntamente con il gestore di rete estera confinante, per ulteriori scambi commerciali oltre la capacità già impegnata a qualunque titolo. Tale capacità è definita per ogni paese interconnesso e per ciascuna procedura e modalità di allocazione.
<u>Carichi essenziali di un impianto di generazione (carichi essenziali)</u>	Carichi elettrici direttamente associati al processo di produzione di energia elettrica del produttore ed indispensabili alla continuità della generazione di energia elettrica.
<u>Carichi privilegiati di un impianto di generazione (carichi privilegiati)</u>	Carichi elettrici presenti nell'impianto produttore considerati indispensabili all'attività di produzione industriale.
<u>Carichi propri di un impianto di produzione (carichi propri)</u>	Tutti i carichi elettrici del produttore.
<u>Carichi zavorra</u>	Nell'ambito dei piani di riaccensione del sistema elettrico, sono quei carichi di utenza (distribuzione diffusa) che vengono connessi alle direttrici di riaccensione durante le prime fasi della ripresa del servizio. Essi consentono ai gruppi termoelettrici di erogare potenza subito dopo il parallelo, prendere carico e raggiungere una condizione di funzionamento in cui è permessa la regolazione della velocità.
<u>Carico</u>	Il valore, in un dato momento, della potenza elettrica (attiva o apparente) fornita o assorbita in un punto qualsiasi del sistema, determinato o con una misura istantanea o in base alla potenza integrata durante un determinato intervallo di tempo.
<u>Carico interrompibile</u>	Carico che può essere interrotto dal Gestore con le modalità definite dal medesimo Gestore.
<u>Ceiling</u>	Valore massimo percentuale della tensione fornita dal sistema di eccitazione (in condizioni di alimentazione nominali) riferito alla tensione di eccitazione in condizioni di funzionamento nominali.

<u>Centrale</u>	Un impianto comprendente uno o più gruppi di generazione, anche se separati, di proprietà e/o controllato dallo stesso produttore e/o autoproduttore.
<u>Centrale ibrida</u>	Centrale che produce energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.
<u>Cliente finale</u>	La persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.
<u>Cliente grossista</u>	La persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica a scopo di rivendita all'interno o all'esterno del sistema in cui è stabilita.
<u>Codice di rintracciabilità</u>	Codice comunicato al richiedente in occasione della richiesta di connessione, che consente di rintracciare univocamente la pratica di connessione durante l'iter di connessione, anche attraverso più codici correlati.
<u>Cogenerazione</u>	La produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità con la delibera n. 42/02 e successive modifiche ed integrazioni.
<u>Comitato di consultazione o Comitato</u>	L'organo definito al Capitolo 13, sezione 13.1, del presente Codice di rete.
<u>Compensazione delle perdite</u>	Tecnica di calcolo numerico che consente di calcolare le perdite di energia elettrica tra due punti di un circuito, tenendo conto degli elementi interposti in funzione delle tensioni e delle correnti che li percorrono.
<u>Concessione</u>	Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale rilasciata con decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005 pubblicato nella G.U.R.I. 29 aprile 2005, n. 98, come successivamente modificata con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010 pubblicato nella G.U.R.I. n.4 del 7 gennaio 2011.
<u>Condizione o stato di emergenza</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.2 del Codice di rete.
<u>Condizione o stato di ripristino</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.4 del Codice di rete.
<u>Condizione o stato di interruzione</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.3 del Codice di rete.
<u>Condizione o stato normale o normale sicuro</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4. del Codice di rete.

<u>Condizione o stato di allerta (allarme) o normale insicuro</u>	Situazione di funzionamento del sistema elettrico definita al paragrafo 10.4.2.1 del Codice di rete.
<u>Congestione</u>	Una situazione di funzionamento, anche potenziale, di una rete elettrica caratterizzata da deficienza del servizio di trasporto dell'energia elettrica a causa di vincoli di rete.
<u>Connessione</u>	Collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima.
<u>Connessione diretta alla RTN</u>	Connessione di tutti gli impianti per i quali sussiste in almeno un punto, una continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la RTN.
<u>Connessione indiretta alla RTN</u>	Connessione di tutti gli impianti, rilevanti ai fini dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento, per i quali sussiste in almeno un punto una continuità circuitale, con interposizione di impianti elettrici di terzi, con la RTN.
<u>Contatore (di energia attiva o reattiva)</u>	Apparecchiatura destinata a misurare l'energia (attiva o reattiva) mediante integrazione della potenza rispetto al tempo.
<u>Contatore statico</u>	Contatore di energia nel quale la corrente e la tensione, applicate ad un elemento elettronico di misura, producono impulsi di frequenza proporzionale all'energia.
<u>Conto energia o C.E.</u>	Conto energia intestato dal Gestore del mercato a ciascun operatore PCE ai fini della registrazione di acquisti e di vendite di energia elettrica a termine e dell'esecuzione degli acquisti netti e delle vendite nette che ne derivano. Si specifica che i conti energia possono essere in vendita, in prelievo, di stoccaggio e in bianco.
<u>Contratto bilaterale</u>	Un contratto di compravendita di energia tra Operatori di mercato stipulato al di fuori del sistema delle offerte.
<u>Contratto di servizio</u>	Contratto di servizio per la disciplina dei rapporti relativi alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione ed allo sviluppo delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima sulla base di un Contratto tipo predisposto dal Gestore ed approvato dall'Autorità.
<u>Contratto di dispacciamento</u>	Contratto che regola i rapporti tra il Gestore e il BRP in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento come disciplinato dalle delibere dell'Autorità e stipulato in conformità allo schema di contratto allegato quale parte integrante del presente Codice.
<u>Contratto per la connessione</u>	Contratto che regola i rapporti tra il Gestore e gli Utenti con riferimento alla connessione alla RTN stipulato in conformità allo schema di contratto tipo per la connessione allegato quale parte integrante del presente Codice.
<u>Contratto per l'erogazione dei</u>	Contratto che regola i rapporti tra il Gestore e il BSP in merito alla fornitura di risorse per il ridispacciamento, per l'erogazione dei servizi ancillari per il

<u>servizi ancillari nazionali globali</u>	bilanciamento e dei servizi ancillari non relativi alla frequenza, come disciplinato dalle delibere dell'Autorità e stipulato in conformità allo schema di contratto allegato quale parte integrante del presente Codice.
<u>Controllo degli scambi programmati</u>	Insieme delle azioni di controllo del Gestore, anche in cooperazione con altri gestori esteri di reti elettriche, per il controllo degli scambi di energia elettrica tra i sistemi elettrici interconnessi al sistema elettrico nazionale.
<u>Controllo in tempo reale</u>	Scambio di telemisure, telesegnali ed allarmi tra il Gestore e l'Utente in tempi di qualche minuto, finalizzato al controllo del sistema elettrico nazionale.
<u>Convenzione Tipo</u>	La convenzione ai sensi dell'art.3, comma 8 del Decreto Legislativo n.79/99 che disciplina i rapporti tra Gestore e gli altri Titolari della RTN.
<u>Coordinatore della frequenza</u>	TSO nominato e responsabile della gestione della frequenza del sistema all'interno di una regione sincronizzata o di un'area sincrona al fine di riportare la frequenza del sistema alla frequenza nominale, secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2196.
<u>Coordinatore della risincronizzazione</u>	TSO nominato e responsabile della risincronizzazione di due regioni sincronizzate, secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2196
<u>Corrente di guasto rapida</u>	Iniezione di corrente da un parco di generazione o da un sistema HVDC durante o dopo una deviazione della tensione causata da un guasto elettrico, allo scopo di individuare, mediante i sistemi di protezione della rete, un guasto al suo stadio iniziale, facilitando il supporto alla tensione in una successiva fase del guasto e il ripristino della tensione di rete dopo l'eliminazione del guasto.
<u>Corto circuito</u>	Contatto accidentale, diretto o con interposta una impedenza, tra i conduttori di linea oppure tra questi e la terra.
<u>Dati di misura preliminari</u>	Dati di misura, relativi alle apparecchiature di misura principali, così come acquisiti dal Sistema di Acquisizione Principale e non ancora sottoposti alle procedure di convalida e di eventuale stima.
<u>Dati di misura convalidati</u>	Dati di misura ottenuti dall'applicazione ai dati preliminari delle procedure di convalida e di eventuale stima.
<u>Delibera</u>	Comunicazione al soggetto interessato, da parte del Gestore, dell'esito dell'attività di valutazione della richiesta di indisponibilità.
<u>Diagramma di potenza (Curva di Capability)</u>	Limiti di funzionamento ammissibili di un generatore sincrono nel piano cartesiano Potenza reattiva/Potenza attiva, definiti sulla base delle temperature o delle sovratemperature e, eventualmente, della stabilità statica.
<u>Direttive dell'Autorità</u>	<i>“Le direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004” di cui all'allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 250/04.</i>

<u>Disalimentazione</u>	Interruzione breve o lunga.
<u>Disciplina del Mercato Elettrico</u>	La disciplina contenuta nel Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico approvato dal D.M. 19.12.03.
<u>Dispacciamento</u>	Vedi Attività di dispacciamento.
<u>Dispacciamento di merito economico</u>	L'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari, attuata secondo ordini di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete.
<u>Dispositivo di elaborazione</u>	Dispositivo in grado di effettuare semplici elaborazioni sulle misure di energia fornite da un complesso di misura, ad esempio al fine di compensare perdite introdotte da elementi di rete.
<u>Dispositivo di interfaccia di telecomunicazione</u>	Dispositivo in grado di interfacciare un'apparecchiatura di misura con una rete di telecomunicazioni, al fine di consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura da essa forniti.
<u>Disposizioni tecniche di funzionamento</u>	Le norme attuative e procedurali della Disciplina del Mercato Elettrico.
<u>Disservizio di rete</u>	Messa fuori servizio forzata di uno o più elementi della rete.
<u>Distorsione armonica totale (THD)</u>	Rapporto tra il valore efficace del residuo armonico ed il valore efficace della grandezza alternata.
<u>Distributore</u>	Il soggetto che esercita in concessione, ai sensi dell'art. 9 del d. lgs. n. 79/99, il servizio di distribuzione per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.
<u>Distribuzione</u>	Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.
<u>Energia per usi finali</u>	Energia elettrica consegnata agli utilizzatori e consumata per produrre: energia termica, illuminazione, lavoro meccanico, energia elettrochimica.
<u>Esercizio</u>	Utilizzazione metodica degli impianti di potenza ed accessori secondo procedure codificate in attuazione delle determinazioni della gestione della Rete. Dell'esercizio fanno parte: <ul style="list-style-type: none"> • la conduzione degli impianti per l'attuazione delle manovre ordinate dal Gestore e delle consegne autonome; • il pronto intervento a seguito di guasto o anomalia; • le manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti; • il monitoraggio dello stato degli impianti; • le ispezioni sugli impianti.

<u>ENTSO-E</u>	Acronimo di European Network of Transmission System Operators for Electricity.
<u>Fasce orarie</u>	Periodo di differenziazione oraria e stagionale, definito a fini tariffari dalle deliberazioni del CIP e dall’Autorità.
<u>Fault-Ride-Through (FRT)</u>	Capacità degli apparati elettrici di rimanere connessi alla rete e in esercizio durante un transitorio di variazione della tensione al punto di connessione determinato da un guasto estinto
<u>Flicker</u>	Impressione soggettiva della fluttuazione della luminanza di lampade a incandescenza o fluorescenti dovuta a fluttuazioni della tensione di alimentazione.
<u>Fluttuazione di tensione</u>	Serie di variazioni ripetitive del valore efficace della tensione.
<u>Fonti energetiche assimilate alle rinnovabili</u>	Risorse energetiche che pur non essendo di tipo rinnovabile vengono assimilate a queste qualora siano utilizzate in particolari impianti quali ad esempio: di cogenerazione, utilizzanti calore di recupero, fumi di scarico o altre forme di energia recuperabile in processi, impianti utilizzanti scarti di lavorazioni e fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati.
<u>Fornitore di servizi di difesa (Defence Service Provider)</u>	Utente della rete con obbligo di fornire un servizio che contribuisce alla realizzazione di una o più misure del piano di difesa del sistema.
<u>Frequency Sensitive Mode (FSM)</u>	Modalità di funzionamento del gruppo di generazione o del sistema HVDC in cui la produzione di potenza attiva cambia in risposta a una variazione della frequenza del sistema, in modo tale da favorire il ripristino della frequenza desiderata.
<u>Fornitore di servizi di riaccensione (Restoration Service Provider)</u>	Utente della rete con obbligo di contribuire alla riaccensione del sistema attraverso il servizio di black start up.
<u>GAUDI</u>	Il sistema di Gestione dell’Anagrafica Unica Degli Impianti di produzione di energia elettrica predisposto da Terna, in ottemperanza all’articolo 9, comma 9.3, lettera c), della deliberazione ARG/elt 205/08 e alla deliberazione ARG/elt 124/10.
<u>Generatore o gruppo di generazione</u>	Insieme delle unità di generazioni collegate con un solo punto di connessione alla rete, che includono servizi ausiliari ed i dispositivi di connessione. La classificazione dei sistemi di generazione connessi sulla rete si differenzia in base alle caratteristiche della sorgente primaria e alle parti di conversione per l’interfaccia alla rete. Un gruppo di generazione può essere: <ul style="list-style-type: none"> - gruppo di generazione sincrono vale a dire: insieme indivisibile di installazioni per la generazione di energia elettrica, tali che la velocità del generatore e la frequenza di rete siano in rapporto costante (sincrone);

	<p>- un parco di generazione vale a dire: unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione alla rete.</p>
<u>Gestione della rete</u>	Insieme della attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, nonché le decisioni degli interventi di manutenzione e sviluppo.
<u>Gestione unificata della RTN</u>	Gestione coordinata di tutte le porzioni della RTN.
<u>Gestore del mercato</u>	Il soggetto di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99.
<u>Gestore di rete</u>	Soggetto concessionario del servizio di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica.
<u>Gestore di rete con obbligo di connessione di terzi</u>	Soggetto che ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti gli utenti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all'uopo previste.
<u>Gestore o Gestore della rete</u>	Il soggetto cui è conferita la gestione della rete elettrica nazionale in esito al processo di unificazione della proprietà della gestione della medesima rete ai sensi dell'art. 1 del DCPM dell'11 maggio 2004 e ai sensi della Concessione.
<u>Gestore del Sistema Informativo Integrato (Gestore del SII)</u>	Il soggetto titolare e gestore del Sistema Informativo Integrato di cui all'Art. 1bis della legge n. 129/2010.
<u>Gestore di UP</u>	Il produttore o il gestore di un sistema di accumulo.
<u>Giorni critici</u>	I giorni dell'anno che risultano critici ai fini della copertura della domanda nazionale, comprensiva del necessario margine di riserva di potenza.
<u>Grado di dissimmetria della tensione</u>	Rapporto tra le ampiezze delle componenti di sequenza inversa e di sequenza diretta di un sistema di tensioni trifase.
<u>Guasto</u>	<p>Cedimento di un componente elettrico o una condizione di pericolo per persone o cose, che determina l'immediata messa fuori servizio di un elemento della rete.</p> <p>Il guasto può essere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • transitorio, quando viene eliminato dalle sequenze automatiche di apertura e richiusura dei dispositivi di interruzione; • permanente in tutti gli altri casi.

<u>Imbalance settlement period (ISP)</u>	Unità di tempo per la quale è calcolato lo sbilanciamento dei BRP pari a quindici minuti.
<u>Impianti di trasmissione</u>	Infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione dell'energia elettrica facenti parte della RTN, quali ad esempio le linee e le stazioni di smistamento e di trasformazione.
<u>Impianto di produzione</u>	<p>Insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica e - dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei servizi ausiliari di impianto e dei trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi. <p>Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni.</p> <p>Con riferimento ai sistemi di accumulo, si precisa che il sistema di accumulo può costituire un impianto di produzione a sé stante o rappresentare un gruppo integrato con altri gruppi in un impianto di produzione più ampio.</p>
<u>Impianto per la connessione</u>	Insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di utenza. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.
<u>Impianto di rete per la connessione</u>	Porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.
<u>Impianto direttamente connesso alla RTN</u>	Un impianto per il quale sussiste, in almeno un punto, una continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete di trasmissione nazionale.
<u>Impianto indirettamente connesso</u>	Un impianto per il quale non sussiste la condizione di connessione diretta.
<u>Impianto RTN per la connessione (impianto RTN)</u>	Un impianto facente parte della RTN, finalizzato alla connessione tra la RTN e le reti con obbligo di connessione di terzi, o le altre reti elettriche e che costituisce pertanto intervento di sviluppo della RTN.
<u>Impianto non RTN per la connessione (impianto non RTN)</u>	Un impianto a cura del titolare richiedente la connessione, finalizzato alla connessione tra la RTN e le reti con obbligo di connessione di terzi o le altre reti elettriche e che costituisce pertanto intervento di sviluppo della rete non RTN.
<u>Impianto (o sezione) di cogenerazione ad alto rendimento</u>	Ai soli fini dell'iter di connessione, l'impianto (o la sezione) che soddisfa la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento secondo i criteri di cui al decreto ministeriale 4 agosto 2011, eventualmente anche per una frazione d'anno, e per cui la grandezza ECHP, definita dal medesimo decreto, risulta superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia

	elettrica del medesimo impianto (o sezione) nell'anno solare o nella frazione d'anno per cui viene richiesta la qualifica ai sensi dell'articolo 5 del decreto ministeriale 5 settembre 2011.
<u>Impianto di utenza per la connessione (impianto di Utente)</u>	Porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.
<u>Impresa distributrice</u>	Vedi distributore.
<u>Impresa distributrice di riferimento (DDR)</u>	Impresa distributrice con almeno un punto di interconnessione in AT con altre reti.
<u>Impresa distributrice sottesa (DDS)</u>	Impresa distributrice senza punti di interconnessione in AT; tale impresa si considera sottesa alla DDR cui è connessa e che, nella zona, ha il maggior numero di punti di connessione in AT con altre reti.
<u>Incidente rilevante</u>	Disalimentazione con energia non servita superiore a 250 MWh.
<u>Indice di disalimentazione</u>	Rapporto tra l'energia non fornita in una determinata rete elettrica per cause accidentali e la potenza nella stessa rete nel periodo di tempo considerato.
<u>Indice di severità del flicker a breve termine (P_{st})</u>	Indice di severità di flicker calcolato nel periodo di 10 minuti. Esso rappresenta una misura della severità visuale del flicker in relazione alla soglia di irritabilità al disturbo.
<u>Indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt})</u>	Indice di severità del flicker valutato sul periodo di due ore, utilizzando la serie dei successivi valori di P _{st} riscontrati nel medesimo periodo, secondo il seguente algoritmo di calcolo: $P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3 / 12}$
<u>Indisponibilità</u>	Stato nel quale un elemento della rete o un'unità di produzione/consumo, non è pienamente utilizzabile, anche eventualmente a causa dello svolgimento di prove o collaudi, da parte del Gestore per l'attività di trasmissione e dispacciamento.
<u>Indisponibilità indifferibili</u>	Indisponibilità richieste a seguito della necessità di interventi non prevedibili e non procrastinabili oltre i 7 giorni.
<u>Integrated Scheduling Process</u>	Processo iterativo che utilizza almeno le offerte di acquisto del processo di programmazione integrato che contengono i dati commerciali e i dati tecnici complessi dei singoli impianti di generazione o impianti di consumo e include esplicitamente le caratteristiche di avviamento, la più recente analisi di adeguatezza dell'area di controllo e i limiti di sicurezza operativa come input per il processo. Tale processo fa parte del Mercato per il bilanciamento e ridispacciamento (MBR).

<u>Interoperabilità delle reti elettriche</u>	Modalità operative per l'espletamento delle attività di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo di due o più reti interconnesse, al fine di garantire il funzionamento simultaneo e coordinato delle stesse.
<u>Interruzione</u>	Condizione nella quale la tensione trifase è inferiore all'1% della tensione nominale nei punti di prelievo o nei punti di immissione per un utente direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.
<u>Interruzione breve</u>	Interruzione di durata inferiore o uguale a 3 minuti e superiore a 1 secondo.
<u>Interruzione lunga</u>	Interruzione di durata superiore a 3 minuti.
<u>Interruzione transitoria</u>	Interruzione di durata inferiore o uguale a 1 secondo, riconosciuta per l'attivazione di interventi automatici di richiusura degli interruttori ed è registrata limitatamente agli Utenti direttamente connessi alla RTN.
<u>Interferenza</u>	Per interferenza fra una linea elettrica ed una linea di telecomunicazione si intende il manifestarsi, in occasione di un guasto sulla linea elettrica, di una tensione indotta di valore sensibile sulla linea di telecomunicazione, come definito nella norma CEI 103-6.
<u>Intervalli di fattibilità</u>	Per una UAS o UVAN, è l'Intervallo di potenza entro cui deve essere compreso il programma di riferimento per il bilanciamento.
<u>Lettura locale</u>	Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante accoppiamento diretto ad un Terminale Portatile di Lettura, senza interposizione di sistemi di telecomunicazione.
<u>Lettura visiva</u>	Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante intervento diretto di un operatore.
<u>Limite di funzionamento transitorio</u>	Limiti di frequenza, di corrente e di tensione a cui un componente del sistema elettrico può funzionare per definiti intervalli temporali e che non deve essere oltrepassato per evitare danni ai componenti del sistema o un possibile collasso del sistema.
<u>Limite di funzionamento permanente</u>	Limite di frequenza, di corrente e di tensione a cui un elemento del sistema elettrico può funzionare per un tempo indefinito.
<u>Limite operativo</u>	Limite di frequenza, di corrente e di tensione dei componenti del sistema elettrico, dovuto alle condizioni di funzionamento del sistema stesso (es. stabilità, campi elettromagnetici, ecc.).
<u>Limite di progetto</u>	Limite di frequenza, di corrente e di tensione dei componenti del sistema elettrico, ritenuto accettabile nella valutazione del rischio di guasto in fase progettuale e conforme alla normativa tecnica.
<u>Limite di stabilità statica</u> (di un sistema elettrico)	Massima potenza trasmissibile attraverso un nodo del sistema per la quale l'intero sistema, o la parte di esso cui si riferisce il limite di stabilità, è ancora staticamente stabile (Vedi Stabilità statica).

<p><u>Limite di stabilità transitoria</u> (di un sistema elettrico)</p>	<p>Massima potenza trasmissibile attraverso un nodo del sistema per la quale l'intero sistema, o la parte di esso cui si riferisce il limite di stabilità, è ancora stabile transitoriamente (vedi Stabilità transitoria).</p>
<p><u>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O)</u></p>	<p>Modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina una riduzione della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sopra di un determinato valore.</p>
<p><u>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U)</u></p>	<p>Modalità di funzionamento di un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che determina un aumento della produzione di potenza attiva in risposta a una variazione della frequenza del sistema al di sotto di un determinato valore.</p>
<p><u>Linea/area critica</u></p>	<p>Linea/area individuata da Terna sulla base della metodologia approvata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera ARG/elt 173/10.</p>
<p><u>Load rejection (LR) o Rifiuto del carico</u></p>	<p>Sequenza di azioni automatiche manovre, riguardanti i gruppi termoelettrici, attivata dall'apertura dell'interruttore di gruppo in seguito a guasti esterni all'unità. La logica di LR ha lo scopo di regolare la velocità del gruppo a valori prossimi a quella nominale e ridurre, o eliminare, l'adduzione di combustibile per adeguare la potenza prodotta a quella dei servizi ausiliari di centrale e di consentire così il rapido rientro in produzione dell'unità.</p>
<p><u>Manovra</u></p>	<p>Azione o insieme di azioni che determina una modificazione dello schema di rete.</p>
<p><u>Manutenzione</u></p>	<p>Operazioni e interventi finalizzati al mantenimento o al ripristino dell'efficienza e del buon funzionamento degli impianti elettrici, tenuto conto dell'eventuale decadimento delle prestazioni.</p>
<p><u>Margine operativo di trasmissione (TRM – Transmission Reliability Margin)</u></p>	<p>Margine di sicurezza a garanzia delle incertezze derivanti dal calcolo della capacità totale trasmissibile a causa di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • deviazioni non intenzionali del flusso fisico provocate dai sistemi di regolazione secondaria frequenza-potenza; • riserva di soccorso tra Operatori di sistema a garanzia di imprevisti sbilanci di carico in tempo reale; • imprecisioni, ad esempio nella raccolta dei dati e delle misure.
<p><u>Market time unit (MTU)</u></p>	<p>Unità di tempo cui si riferiscono le offerte del MPE</p>
<p><u>Media tensione (MT)</u></p>	<p>Tensione nominale di valore superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV.</p>
<p><u>Mercato elettrico a pronti (MPE) (già mercati dell'energia)</u></p>	<p>Sono il Mercato del giorno prima (MGP) ed il Mercato infragiornaliero (MI).</p>

<u>Mercato del giorno prima (MGP)</u>	La sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.
<u>Mercato di bilanciamento (MB)</u>	L'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sull'Integrated Scheduling Process per il ridispacciamento e il bilanciamento, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.
<u>Mercato infragiornaliero (MI)</u>	La sede di negoziazione di ulteriori offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per i periodi rilevanti del giorno di flusso oggetto di negoziazioni, articolato in: <ul style="list-style-type: none"> • aste (Mercato infragiornaliero in asta) • negoziazione continua (Mercato infragiornaliero in negoziazione continua)
<u>Mercato elettrico</u>	L'insieme del Mercato del giorno prima, del Mercato infragiornaliero e del Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.
<u>Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento</u>	Insieme dell'Integrated Scheduling Process e della Piattaforma aFRR.
<u>Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)</u>	L'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sull'Integrated Scheduling Process per ridispacciamento, condotte il giorno precedente o il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.
<u>Merchant lines</u>	Le linee elettriche di interconnessione con l'estero di cui all'articolo 1 <i>quinquies</i> , comma 6, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 714/2009.
<u>MAP</u>	Acronimo di Ministero delle Attività Produttive.
<u>Misuratore</u>	Dispositivo per la misura delle grandezze elettriche.
<u>Monitoraggio</u>	Insieme di azioni tramite le quali si individua l'attuale stato di funzionamento di un sistema elettrico.
<u>MASE</u>	Acronimo di Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Io Sviluppo Economico.
<u>Neutro francamente a terra</u>	Neutro di un impianto elettrico collegato a terra con un collegamento ad impedenza nulla o comunque trascurabile.
<u>Nodo (elettrico) di alimentazione (nodo)</u>	Sistema di sbarre all'interno di una stazione elettrica dove afferiscono almeno 3 stalli linea o trasformatore.

<u>Numero di MTU della sottofase</u>	Numero di MTU che intercorrono dalla prima MTU della sottofase in esame del MSD all'ultima MTU del giorno di riferimento.
<u>Offerta C.E.T.</u>	Per offerta C.E.T si intende l'offerta di acquisto ovvero di vendita da inviare a MGP corrispondente alla conversione della posizione commerciale di un conto energia. Si specifica che le offerte C.E.T. contribuiscono definizione della posizione commerciale dell'operatore che dovrà essere convertita in una nomina sulla PN a valle della chiusura delle sessioni di MPE.
<u>Offerte riservate</u>	Offerte valide sull'Integrated Scheduling Process, che rappresentano (totalmente o parzialmente) la riserva approvvigionata in esito a MSD.
<u>Offerte valide</u>	Offerte presentate sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, come verificate ed eventualmente modificate dal Gestore ai fini del soddisfacimento dei vincoli di offerta di cui alle Regole per il dispacciamento.
<u>Ordine di dispacciamento</u>	La comunicazione in tempo reale dal Gestore ad una unità abilitata alla fornitura delle risorse per il dispacciamento, concernente la disposizione a variare l'immissione o il prelievo dell'unità rispetto al proprio programma di riferimento per il bilanciamento.
<u>Oscilloperturbografo</u>	Apparato per la registrazione delle grandezze elettriche analogiche e digitali per l'analisi dei disservizi e del relativo comportamento delle protezioni.
<u>Periodo di avviamento</u>	Periodo di tempo in cui una unità di produzione termoelettrica di tipo diverso da Turbogas a ciclo aperto effettua la propria rampa di avviamento. Un periodo di avviamento si dice disposto dal Gestore se almeno in uno dei periodi orari ad esso appartenenti sono state accettate quantità in vendita o in acquisto.
<u>Periodo di spegnimento</u>	Periodo di tempo in cui una unità di produzione abilitata a dichiarare un tempo di derampa effettua la propria derampa di fermata.
<u>Periodo di transizione</u>	Periodo di tempo in cui una unità di produzione termoelettrica abilitata alla presentazione dell'offerta di Cambio Assetto effettua la transizione tra fasce di funzionamento contigue.
<u>PESSE</u>	Acronimo di Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico. Consiste in un piano di distacco del carico a rotazione adottato ai sensi della Delibera CIPE 6.11.1979.
<u>Piano annuale</u>	Piano che raccoglie tutte le indisponibilità deliberate nell'ambito della programmazione annuale.
<u>Piano annuale provvisorio</u>	Piano che raccoglie tutte le indisponibilità deliberate in via provvisoria nell'ambito della programmazione annuale.
<u>Piano aggiornato</u>	Piano che raccoglie tutte le indisponibilità deliberate fino alla fine dell'anno corrente, ovvero le indisponibilità deliberate: <ul style="list-style-type: none"> • nell'ambito della programmazione annuale • nell'ambito della programmazione "on demand"

	<ul style="list-style-type: none"> • nell'ambito della programmazione bisettimanale • di tipo indifferibile o guasto <p>Il piano aggiornato viene pubblicato sul sito internet del Gestore con cadenza settimanale.</p>
<u>Piano di Alleggerimento (PdA)</u>	Insieme delle misure tecniche ed organizzative atte a contenere gli effetti dei transitori di frequenza e di tensione per il tramite del distacco di utenza diffusa, carichi industriali e impianti di pompaggio.
<u>Piano di difesa (PdD)</u>	Insieme delle misure tecniche ed 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 blackout. Il Piano di difesa contiene tutte le azioni di controllo - automatiche e/o manuali - disposte dal Gestore e realizzate tramite sistemi e/o apparati singoli, necessarie a mantenere o riportare il sistema elettrico in condizione normale una volta che lo stesso stia per evolvere o sia già in una condizione di emergenza.
<u>Piano di rialimentazione e riaccensione (PdRR) o Piano di ripristino</u>	Insieme delle misure tecniche ed organizzative necessarie a ripristinare lo stato normale del sistema a partire da uno stato di emergenza o di blackout.
<u>Piano di risanamento</u>	Il Piano di cui all'art. 9 della Legge Quadro 22 febbraio 2001 n. 36 <i>sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici</i> .
<u>Piano di sviluppo (PdS)</u>	Lo strumento per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, predisposto annualmente dal Gestore sulla base: <ul style="list-style-type: none"> • dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione di domanda di energia elettrica da soddisfare; • della necessità di potenziamento della rete; • delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete.
<u>Piano di taratura</u>	Insieme delle prescrizioni necessarie al funzionamento coordinato delle protezioni e degli automatismi della Rete connessi al funzionamento della medesima.
<u>Piano operativo</u>	Parte del piano aggiornato che raccoglie le indisponibilità deliberate per le due settimane (N+1 ed N+2) successive. Il Piano operativo viene comunicato a ciascun Utente, Gestore di reti con obbligo di connessione di terzi, ed UdD per le indisponibilità di propria competenza.
<u>Piattaforma aFRR</u>	Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica di cui all'art. 21 del Regolamento (EU) 2017/2195 e sviluppata nell'ambito del Progetto PICASSO (<i>Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation</i>).
<u>Piattaforma di nomina</u>	Piattaforma tramite cui i BSP o i BRP indicano, per ciascuna UAS, UVN, UnAP, UVZ di immissione di tipologia diversa da quella di cui al punto a)

	della sezione 2.4.3 (Tipologie di UP) del TIDE nella propria titolarità, le quantità di energia che intendono immettere o prelevare dalla rete con riferimento alle negoziazioni concluse sul Mercato elettrico a pronti.
<u>Piattaforme di bilanciamento</u>	Insieme di Piattaforma aFRR e Piattaforma mFRR.
<u>Piccola rete isolata</u>	Rete con un consumo inferiore a 2.500 GWh nel 1996, di cui meno del 5 per cento è ottenuto dall'interconnessione con altre reti.
<u>Potenza apparente</u>	<p>In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza apparente è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente.</p> $S = \sqrt{3}VI$ <p>Alternativamente, essa può essere calcolata con la formula:</p> $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$
<u>Potenza attiva</u>	<p>In un sistema di grandezze periodiche, la potenza attiva è definita, matematicamente, come il valor medio calcolato nel periodo T della potenza istantanea:</p> $P = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} p(t) dt$ <p>In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza attiva è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente per il coseno dell'angolo di fase:</p> $P = \sqrt{3}VI \cos \varphi$
<u>Potenza di corto circuito (in un punto di connessione alla RTN)</u>	<p>È data dalla formula:</p> $P_{cc} = \sqrt{3}V_n I_{cc}$ <p>ove V_n è la tensione nominale di rete e I_{cc} è la corrente di corto circuito trifase nel punto di connessione.</p>
<u>Potenza di connessione/disponibile in immissione/prelievo</u>	Livello di potenza in immissione/prelievo indicato nel contratto di connessione.
<u>Potenza ai fini della connessione</u>	Potenza pari al maggiore valore tra zero e la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione, come definita dal TICA.
<u>Potenza in immissione richiesta</u>	Il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile, dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso.

<p><u>Potenza efficiente netta (Pe)</u></p>	<p>Potenza attiva massima che può essere immessa in rete (al netto dei servizi ausiliari) con continuità (ad es. per un gruppo termoelettrico) o per un determinato numero di ore (ad es. per impianti idroelettrici e sistemi di accumulo).</p> <p>Per le turbine a gas e le sezioni a ciclo combinato, la Potenza efficiente Peff è riferita alle condizioni ISO, ovvero:</p> <ul style="list-style-type: none"> - temperatura ambiente aria pari a 15 °C - pressione 1,013 bar - umidità relativa 60%. <p>Al pari delle turbine a gas, per i sistemi di accumulo interfacciati con la rete tramite generatori rotanti, la valutazione della Potenza efficiente è effettuata considerando le condizioni ISO.</p> <p>Per le turbine idroelettriche, la Potenza efficiente Peff è riferita alle condizioni di salto nominale.</p> <p>Per le unità da fonte eolica e solare, la Potenza efficiente Peff coincide con la Potenza nominale (Pn) al netto degli ausiliari.</p> <p>Per i sistemi di accumulo interfacciati con la rete tramite elettronica di potenza (c.d. inverter-based), la Potenza efficiente Peff coincide con la Potenza nominale (Pn) riportata alle condizioni standard secondo IEC 62933-2-1 al netto degli ausiliari, ovvero:</p> <ul style="list-style-type: none"> - temperatura ambiente aria pari a 25 °C - umidità relativa 95%.
<p><u>Potenza nominale</u></p>	<p>Potenza apparente massima a cui un generatore elettrico tradizionale o un trasformatore possono funzionare con continuità in condizioni specificate (kVA).</p> <p>Per generatori inverter-based, come potenza nominale può essere indicata la potenza attiva del gruppo di generazione o inverter a cosφ nominale (turbina, convertitore, ecc.) (kW).</p> <p>Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli fotovoltaici o dei moduli batteria.</p>
<p><u>Potenza reattiva</u></p>	<p>In un sistema trifase simmetrico e sinusoidale nelle tensioni e nelle correnti, la potenza reattiva è pari a $\sqrt{3}$ volte il prodotto dei valori efficaci della tensione di rete e della corrente per il seno dell'angolo di fase:</p> $Q = \sqrt{3}VI\sin\varphi$
<p><u>Prestatore di servizi di bilanciamento (BSP – Balancing Service Provider)</u></p>	<p>Soggetto che ha stipulato il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali con il Gestore della Rete ai sensi di quanto previsto nel Capitolo 4 del Codice di Rete.</p>
<p><u>Produttore</u></p>	<p>Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione.</p>

<u>Profilo quartorario normalizzato di rampa</u>	Lista di valori che definiscono la quota parte dell'energia relativa alla potenza minima da considerare durante le manovre di accensione dell'unità.
<u>Profilo quartorario normalizzato di rampa in funzionamento collegato</u>	Lista di valori che definiscono la quota parte dell'energia relativa alla potenza minima da considerare durante le manovre di accensione di una UP collegata, valida esclusivamente in condizioni di funzionamento collegato.
<u>Programma di riferimento per il bilanciamento</u>	Il programma definito dal Gestore delle Rete in esito a MSD e alle nomine definitive registrate sulla Piattaforma di nomina del Gestore del Mercato e che il Gestore della Rete utilizza come riferimento per le offerte per Altri Servizi, in vendita e in acquisto, per MB.
<u>Programma di riferimento per MSD</u>	Il programma che il Gestore della Rete utilizza come riferimento per le offerte per Altri Servizi, in vendita e in acquisto, per MSD.
<u>Programma MSD</u>	Il programma definito dal Gestore delle Rete in esito a MSD, definito come somma del Programma di riferimento per MSD e delle quantità accettate in MSD. Tale programma è definitivo per tutti gli ISP non oggetto di successive sottofasi MSD e provvisorio per i rimanenti ISP.
<u>Programma vincolante modificato</u>	Il programma corrispondente al Programma di riferimento per il bilanciamento come eventualmente modificato da ordini di dispacciamento inviati dal Gestore della Rete e riferito al centro-banda (L=50%) del regolatore frequenza/potenza.
<u>Programma vincolante modificato e corretto</u>	Il programma corrispondente al programma vincolante modificato su cui è apportata una correzione proporzionale alla semibanda di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica ed al segnale di livello inviato dal regolatore frequenza/potenza.
<u>Protezione</u>	Apparecchiatura atta a rilevare anormali condizioni di funzionamento di un componente elettrico e comandare l'eliminazione dell'anomalia o fornire allarmi o segnali.
<u>Protezione di riserva</u>	Dispositivo o sistema di protezione che interviene quando un guasto non viene eliminato nel tempo stabilito a causa di un non corretto intervento della Protezione Principale o della mancata apertura di un interruttore.
<u>Protezione della rete</u>	Insieme di sistemi automatici per l'isolamento di un guasto di rete.
<u>PSN</u>	Acronimo di Programma Statistico Nazionale.
<u>Punto di connessione o punto di consegna</u>	Il confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto di utenza, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.
<u>Punto di controllo fisico</u>	Per una unità di produzione abilitata, è la sala da cui si conduce direttamente (ad esempio la sala controllo di una unità termoelettrica) o per teleconduzione (ad esempio il posto di teleconduzione di unità turbogas o di unità idroelettriche) una unità abilitata.

<u>Punto di dispacciamento per unità di consumo (o punto di dispacciamento in prelievo)</u>	Corrisponde agli aggregati rilevanti ai fini del diritto a prelevare vale a dire: UAS di prelievo, UnAP di prelievo, UVN di prelievo o UVZ di prelievo a seconda della tipologia di UC e dell'abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali.
<u>Punto di dispacciamento per unità di produzione (o punto di dispacciamento in immissione)</u>	Corrisponde agli aggregati rilevanti ai fini del diritto a immettere vale a dire: UAS di immissione, UnAP di immissione, UVN di immissione o UVZ di immissione a seconda della tipologia di UP e dell'eventuale abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali
<u>Punto di dispacciamento di importazione (esportazione)</u>	Corrisponde alle UVI (UVE) o all'UIE (UEE) rispettivamente nei casi di punti di interconnessione non associati agli scambi programmati oppure punti di interconnessione associati agli scambi programmati.
<u>Punto di immissione</u>	Il punto fisico di una rete con obbligo di connessione di terzi in cui viene immessa l'energia elettrica.
<u>Punto di inserimento</u>	Il punto della rete nell'assetto pre-esistente la connessione, nel quale si inserisce l'impianto di rete per la connessione.
<u>Punto di interconnessione</u>	Il confine fisico, tra due reti elettriche, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.
<u>Punto di prelievo</u>	Il punto fisico di una rete con obbligo di connessione di terzi in cui viene prelevata l'energia elettrica da una utenza della rete medesima.
<u>Razionalizzazione</u>	Intervento sulla Rete, motivato da esigenze del Titolare, che comporta un cambiamento dello stato di consistenza funzionale o delle caratteristiche funzionali della porzione della Rete che, pur mantenendo inalterate le caratteristiche funzionali della Rete nel suo complesso, può comportare una diversa configurazione della medesima, migliorandone l'efficienza di esercizio, ad esempio comportando una riduzione dei costi di esercizio degli impianti.
<u>Regime degradato</u>	Stato di funzionamento del Sistema Elettrico Nazionale in una delle seguenti condizione di esercizio: <ul style="list-style-type: none"> • allarme; • emergenza; • interruzione; • ripristino.
<u>Registratore di misura</u>	Il dispositivo che effettua la memorizzazione, in un opportuno formato, dei dati forniti dai complessi di misura e dall'eventuale dispositivo di elaborazione.

<u>Regolamento di Esercizio</u>	Regolamento sottoscritto tra Gestore e Utente della connessione al fine di definire le rispettive responsabilità nell'ambito dell'esercizio, del controllo e della conduzione delle porzioni di impianto funzionali alla RTN.
<u>Regolatore automatico di tensione (AVR / RAT)</u>	Apparecchiatura automatica che controlla continuamente la tensione ai morsetti di un gruppo di generazione sincrono dell'energia elettrica, confrontando l'effettiva tensione ai morsetti con un valore di riferimento e controllando l'uscita del sistema di controllo dell'eccitazione
<u>Regolazione</u>	Operazione atta a modificare il valore attuale di una grandezza variabile, allo scopo di mantenerla ad un valore programmato.
<u>Regolazione primaria della frequenza</u>	Regolazione automatica per adattare la produzione di un generatore a seguito di una variazione di frequenza. Essa consiste nell'attivazione delle risorse fornite per la riserva di contenimento della frequenza con funzionamento del SEN in stato normale o stato di allerta, nonché per il supporto al contenimento della frequenza con funzionamento del SEN in stato di emergenza
<u>Regolazione primaria della tensione</u>	Capacità del regolatore automatico di tensione del generatore di modulare la produzione di energia reattiva con l'obiettivo di mantenere costante la tensione ai morsetti del generatore o nel nodo AAT della centrale.
<u>Regolazione secondaria della frequenza o Regolazione frequenza/potenza</u>	Funzione automatica centralizzata che consente ad una zona di regolazione, di attivare la propria generazione per rispettare gli scambi di potenza con le zone di regolazione confinanti ai valori programmati, contribuendo anche alla regolazione della frequenza dell'interconnessione. Essa consiste l'attivazione delle risorse fornite per la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica
<u>Regolazione secondaria della tensione</u>	Funzione automatica centralizzata che consente di regolare la produzione di potenza reattiva a livello regionale con tutti i mezzi a disposizione (ad es. produzione dei generatori, inserzione di condensatori o di reattori, controllo dei variatori sotto carico dei trasformatori, ecc.) per mantenere un valore programmato di tensione in un nodo di riferimento della rete regionale ad alta tensione (Nodo Pilota).
<u>Regolazione terziaria della frequenza</u>	Funzione centralizzata che consente, su richiesta del Gestore della rete tramite un ordine di dispacciamento, l'attivazione di risorse fornite per la riserva di sostituzione e per la riserva di ripristino della frequenza ad attivazione manuale
<u>Responsabile del bilanciamento (BRP – Balance Responsible Party)</u>	Soggetto che ha stipulato il contratto di dispacciamento con il Gestore della Rete ai sensi di quanto previsto nel Capitolo 4 del Codice di Rete ed è responsabile degli sbilanciamenti rispetto all'impegno a immettere o prelevare per effetto della partecipazione, anche mediante un operatore di mercato designato, al Mercato Elettrico a Pronti.
<u>Rete di distribuzione</u>	Reti elettriche gestite dalle imprese distributrici al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99.
<u>Rete di trasmissione nazionale (RTN)</u>	Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e successivamente modificata e ampliata.

<u>Rete (elettrica)</u>	Insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari.
<u>Rete interna d'utenza</u>	Le reti elettriche di cui all'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n.99 inserite nell'elenco di cui alla tabella A della deliberazione ARG/elt 52/10 e sue successive modifiche ed integrazioni.
<u>Rete rilevante</u>	Insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.
<u>Reti con obbligo di connessione di terzi</u>	Reti elettriche gestite da un gestore che ha l'obbligo di connettere tutti i soggetti che ne fanno richiesta senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche all'uopo previste.
<u>Riaccensione</u>	Insieme di attività coordinate dal Gestore con l'obiettivo di riconoscimento della condizione di black out e di ripresa della generazione.
<u>Richiesta di connessione</u>	Una richiesta di nuova connessione o una richiesta di adeguamento di una connessione esistente, conseguente alla realizzazione di nuovi impianti o alla modifica di elementi inerenti impianti esistenti. Essa si può configurare come: 1. richiesta di nuova connessione: richiesta avente ad oggetto la realizzazione di un nuovo punto di connessione alla rete elettrica; 2. richiesta di modifica o adeguamento di una connessione esistente: adeguamento di una connessione esistente finalizzata a modificare la potenza già disponibile in immissione o in prelievo o altri parametri elettrici inerenti il punto di connessione.
<u>Ridondanza n-1</u>	Caratteristica della catena di protezione principale che discende dalla presenza di opportune duplicazioni degli elementi della catena stessa, di modo che, ipotizzando malfunzionante un solo qualsivoglia elemento della catena, questa assicuri ancora l'eliminazione del guasto con degrado di selettività e rapidità prestabilito.
<u>Rifiuto di carico</u>	Vedi Load rejection.
<u>Riserva per il contenimento della frequenza (FCR)</u>	Riserva per il contenimento della frequenza di cui alla Parte 4 - Titolo 5 del Regolamento (EU) 2017/1485, identificata a livello nazionale con la banda di regolazione primaria di frequenza in risposta a deviazioni non superiori in valore assoluto a 200 mHz, corrispondenti al funzionamento del sistema in stato normale o di allerta. Si distingue dalla banda di regolazione primaria di frequenza in risposta a deviazioni superiori in valore assoluto a 200 mHz, corrispondenti al funzionamento del sistema in stato di emergenza.
<u>Regolazione Secondaria (RS)</u>	Prodotto utilizzato ai fini delle azioni di bilanciamento per il tramite della sola riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, nell'ambito dell'Integrated Scheduling Process.
<u>Riserva di sostituzione (RR)</u>	Riserva di sostituzione di cui alla Parte 4 -I Titolo 7 del Regolamento (EU) 2017/1485.

<u>Riserva ultra-rapida di frequenza</u>	Riserva di potenza attiva finalizzata al contenimento delle deviazioni di frequenza del sistema, caratterizzata da dinamiche di risposta inferiori a quelle previste per la riserva per il contenimento alla frequenza.
<u>Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR)</u>	Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica di cui alla Parte 4 - Titolo 6 del Regolamento (EU) 2017/1485.
<u>Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR)</u>	Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale di cui alla Parte 4 - Titolo 6 del Regolamento (EU) 2017/1485.
<u>Schema di rete</u>	Assetto circuitale della rete rappresentabile graficamente come schema unifilare ad un livello di dettaglio sufficiente per evidenziare gli elementi della Rete nonché i componenti costituenti i medesimi.
<u>SDAC</u>	Single Day Ahead Coupling è il processo attraverso cui le offerte presentate sono abbinate e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel Mercato del Giorno Prima.
<u>Semibanda minima per regolazione primaria di frequenza</u>	Margine minimo in potenza, sia in aumento che in diminuzione, non utilizzabile sui mercati dell'energia e per nessun servizio ancillare per il bilanciamento diverso dalla regolazione primaria di frequenza.
<u>Semibanda di riserva per regolazione secondaria di frequenza</u>	La massima variazione di potenza rispetto al programma vincolante modificato di una UAS, UVAN che può essere richiesta, sia in aumento che in diminuzione, per il servizio di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica.
<u>Servizio di connessione</u>	Servizio erogato al fine di garantire l'accesso alle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale in adempimento all'obbligo previsto all'articolo 3, comma 1 del decreto legislativo 79/99.
<u>Servizio di modulazione istantanea a salire (già servizio di interrompibilità del carico)</u>	Il servizio consistente nell'interruzione del prelievo dalla rete da parte delle UC o delle UP in fase di assorbimento qualificate al servizio (comando di distacco del carico) oppure nell'aumento dell'immissione in rete delle UP qualificate al servizio (comando di massima erogazione).
<u>Servizi ancillari nazionali globali</u>	Servizi ancillari nazionali per necessari ai fini del funzionamento efficiente del sistema elettrico e per garantire la sua sicurezza. Tra tali servizi sono inclusi: i servizi ancillari nazionali per il bilanciamento (FCR, FRR, RR, riserva ultrarapida di potenza) e il ridispacciamento, i servizi ancillari non relativi alla frequenza e il servizio di modulazione straordinaria.

<u>Settimana</u>	Arco temporale compreso tra le 00:00 del lunedì e le ore 24:00 della domenica successiva.
<u>Sezione</u>	<p>Sistema coordinato di conversione di una fonte energetica primaria in energia elettrica, autosufficiente ed in grado di produrre energia elettrica in modo autonomo dalle altre sezioni che costituiscono l'impianto. La suddivisione di un impianto in una o più sezioni è definita in Gaudi, sulla base di regole dipendenti dalla tipologia di impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • impianti termoelettrici e geotermoelettrici: per sezione si intende un sistema coordinato di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari. La sezione coincide con un singolo gruppo di generazione per tutti i sottotipi di tecnologia, tranne che per i sottotipi di tecnologia "Ciclo Combinato" e "Ripotenziato", per i quali ciascuna sezione è composta da due o più gruppi di generazione tra loro interdipendenti. • impianti idroelettrici: ciascuna sezione coincide con un gruppo di generazione, cioè con la singola coppia turbina-alternatore di generazione dell'energia elettrica. • impianti eolici: ciascuna sezione coincide con l'insieme degli aerogeneratori con le medesime caratteristiche in termini di: <ul style="list-style-type: none"> a. altezza media degli aerogeneratori; b. diametro dei rotori; c. potenza attiva del singolo aerogeneratore; d. costruttore collegati alla rete in un unico punto di connessione e dotati di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta dalla sezione. • impianti fotovoltaici: ciascuna sezione coincide con l'insieme dei pannelli fotovoltaici della stessa tecnologia e caratterizzazione architettonica, collegati ad uno o più inverter, dotati di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta dalla sezione. • sistemi di accumulo: ciascuna sezione coincide con l'insieme di dispositivi, apparecchiature, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica e previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).
<u>Sicurezza deterministica ("Sicurezza N-1")</u>	Sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale ed improvviso di un qualsiasi componente del sistema elettrico (linea, trasformatore, gruppo generatore) non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

<u>Sicurezza N</u>	Un sistema elettrico è in questo stato sicuro quando tutti i suoi N componenti stanno funzionando correttamente, ma generalmente ciò non è più vero nel caso di un disservizio.
<u>Sicurezza N-1 correttiva</u>	Un sistema elettrico si trova in questo stato quando è possibile, a seguito di un guasto di un qualunque suo componente, intraprendere delle azioni, generalmente automatiche, su variabili di controllo tali da riportare il sistema stesso in un normale stato di funzionamento prima che il funzionamento degeneri in una instabilità con un disservizio generalizzato.
<u>Sicurezza N-1 preventiva</u>	Un sistema in questa condizione continua a funzionare in maniera sicura anche a seguito di una perturbazione. Non sono quindi intraprese azioni di controllo a disturbo avvenuto, a meno che non si desideri riportare il sistema in uno stato preventivamente sicuro.
<u>SIDC</u>	Single Intraday Coupling è il processo attraverso cui le offerte presentate sono abbinate e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel Mercato Infrazonale.
<u>Sistema con neutro efficacemente a terra</u>	Sistema nel quale, in caso di guasto a terra, la tensione verso terra delle fasi sane alla frequenza di rete non supera in nessun punto della rete l'80% della tensione concatenata nominale (tensione fase – fase).
<u>Sistema di accumulo</u>	Un impianto di stoccaggio dell'energia funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può costituire un impianto di produzione a sè stante o rappresentare un gruppo integrato con altri gruppi in un impianto di produzione più ampio. Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità. Ai fini dell'Allegato A.79 si rimanda alle ulteriori specificazioni contenute a nello stesso.
<u>Sistema di Acquisizione Principale</u>	Il sistema costituito da un insieme di dispositivi hardware/software deputato all'acquisizione, alla memorizzazione ed alla convalida (ed eventualmente alla correzione e/o stima) dei dati di misura, al fine di renderli disponibili ad altri sistemi ed agli Utenti interessati ed autorizzati alla loro lettura.
<u>Sistema di Acquisizione Secondario</u>	Il sistema costituito da un insieme di dispositivi hardware/software in grado di archiviare dati di misura, acquisendoli direttamente dalle apparecchiature di misura, allo scopo di renderli disponibili per l'acquisizione al Sistema di Acquisizione Principale.
<u>Sistema di Controllo</u>	Insieme di sistemi di calcolo, linee di trasmissione dati ed apparati che rendono possibile il controllo, in sicurezza ed economia, dell'intero sistema elettrico.
<u>Sistema di Difesa</u>	Insieme di sistemi di calcolo, linee di trasmissione dati ed apparati periferici che contribuiscono ad attuare le azioni del Piano di difesa.

<u>Sistema di telecomunicazione</u>	L'infrastruttura costituita dall'insieme dei mezzi fisici e dei dispositivi hardware/software necessari al Sistema di Acquisizione Principale per acquisire i dati di misura dalle apparecchiature di misura.
<u>Sistema di telecontrollo e di telemisura</u>	Complesso di apparecchiature di trasmissione dati a distanza che permette la gestione degli impianti e il controllo e la misura della fornitura ai clienti.
<u>Sistema Efficiente di Utenza (SEU)</u>	Sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione.
<u>Sistema elettrico controllato (SEC)</u>	Insieme della Rete di trasmissione nazionale e degli impianti degli Utenti che il Gestore osserva e controlla in tempo reale.
<u>Sistema elettrico nazionale (SEN)</u>	Complesso degli impianti di produzione, delle reti di trasmissione e di distribuzione nonché dei servizi ausiliari e dei dispositivi di interconnessione ubicati sul territorio nazionale.
<u>Sistema HVDC</u>	Sistema elettrico che trasferisce energia in corrente continua (c.c.) ad alta tensione tra due o più nodi in corrente alternata (c.a.) e comprende almeno due stazioni di conversione HVDC collegate tra loro attraverso cavi o linee di trasmissione in c.c.
<u>Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC)</u>	Insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico.
<u>Sistemi di controllo dei flussi di potenza e tensione (FACTS)</u>	Dispositivi atti a regolare la distribuzione dei flussi di potenza sulle linee di trasmissione a valori opportuni.
<u>Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU)</u>	<p>Realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i e ii e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii, iv e v:</p> <p>i. sono realizzazioni per le quali l'iter autorizzativo, relativo alla realizzazione di tutti gli elementi principali (unità di consumo e di produzione, relativi collegamenti privati e alla rete pubblica) che le caratterizzano, è stato avviato in data antecedente al 4 luglio 2008;</p> <p>ii. sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore della delibera 578/2013/R/eel dell'Autorità, ovvero sono sistemi per cui, alla predetta data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;</p>

	<p>iii. sono sistemi che rispettano i requisiti dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU);</p> <p>iv. sono sistemi che connettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica gestite dal medesimo soggetto giuridico che riveste, quindi, il ruolo di produttore e di unico cliente finale all'interno di tale sistema. L'univocità del soggetto giuridico deve essere verificata alla data di entrata in vigore della delibera 578/2013/R/eel dell'Autorità ovvero, qualora successiva, alla data di entrata in esercizio del predetto sistema;</p> <p>v. sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) già in esercizio alla data di entrata in vigore della delibera 578/2013/R/eel dell'Autorità, caratterizzati, alla medesima data, da una o più unità di consumo tutte gestite, in qualità di cliente finale, dal medesimo soggetto giuridico o da soggetti giuridici diversi purché tutti appartenenti al medesimo gruppo societario.</p>
<u>Sito di connessione</u>	Area nella quale sono installati gli impianti elettrici che realizzano il collegamento circuitale tra la rete con obbligo di connessione di terzi a cui gli stessi sono connessi e gli impianti dell'utente della rete.
<u>Soggetto richiedente la connessione o Soggetto richiedente</u>	Soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti elettrici.
<u>Soluzione per la connessione</u>	Soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, tenendo conto delle peculiarità del territorio interessato dalla connessione e compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce.
<u>Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD)</u>	Soluzione per la connessione elaborata dal Gestore in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione e rappresentante il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli impianti.
<u>Soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG)</u>	Soluzione per la connessione elaborata dal Gestore in seguito ad una richiesta di connessione, inclusa nel preventivo di connessione.
<u>Stabilità (di un sistema elettrico)</u>	Un sistema elettrico è stabile per un'assegnata perturbazione impressa a partire da una prefissata condizione iniziale di regime permanente, se, dopo estinto il regime transitorio, esso ritorna integralmente in equilibrio, cioè se le macchine sincrone riassumono tutte le rispettive velocità di sincronismo, non si verifica la separazione della rete, le tensioni riassumono i valori che avevano prima della perturbazione (se la perturbazione è transitoria) o valori comunque prossimi alla tensione nominale (se la perturbazione è permanente).

<u>Stabilità dinamica</u>	Attitudine del sistema elettrico a non essere sede di oscillazioni persistenti a seguito di una perturbazione.
<u>Stabilità statica</u>	Attitudine del sistema elettrico a rimanere stabile a seguito di piccole perturbazioni e variazioni lente di carico o generazione.
<u>Stabilità transitoria</u>	Attitudine del sistema elettrico a mantenere un funzionamento stabile a seguito di una specificata perturbazione rapida di grande ampiezza che venga a sovrapporsi ad una assegnata condizione iniziale stabile.
<u>Stallo</u>	Insieme di impianti di potenza e di impianti accessori asserviti ad una linea elettrica o ad un trasformatore che collegano la linea o il trasformatore con il sistema di sbarre di una stazione elettrica.
<u>Standard di sicurezza</u>	Il sistema elettrico è in condizioni standard di sicurezza se rispetta il criterio di sicurezza N-1 e se presenta margini di riserva sufficienti per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.
<u>Stazione di consegna</u>	Stazione elettrica che collega l'impianto dell'utente alla rete. Generalmente costituisce parte dell'impianto di rete per la connessione al cui interno è individuato il punto di consegna.
<u>Stazione di smistamento</u>	Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete ad uno stesso livello di tensione.
<u>Stazione di trasformazione</u>	Parte di una rete costituita dal complesso delle apparecchiature utilizzate per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse.
<u>Stazione elettrica</u>	La parte di una rete, concentrata e chiusa in un ben determinato sito, utilizzata sia per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, sia per trasferire l'energia elettrica tra reti a tensioni diverse, sia per trasformare l'energia elettrica alla più bassa tensione utilizzabile dall'Utente.
<u>Telelettura (o lettura remota)</u>	Attività di rilevazione dei dati di misura acquisiti da un'apparecchiatura di misura, realizzata mediante accoppiamento della stessa con un dispositivo di interfaccia di telecomunicazione ad un sistema di acquisizione centrale, con interposizione di sistemi di telecomunicazione.
<u>Tempo di avviamento</u>	Tempo per il raggiungimento della potenza minima della unità di produzione nell'assetto considerato, a partire dal momento in cui l'unità di produzione riceve la comunicazione di avviamento (al netto del tempo di risposta), nell'ipotesi che tutti i gruppi dell'unità di produzione siano originariamente fuori servizio.
<u>Tempo di avviamento collegato</u>	Tempo necessario, esclusivamente in caso di funzionamento collegato, per il raggiungimento della potenza minima di una UP collegata, a partire dal momento in cui l'UP riceve la comunicazione di avviamento (al netto del tempo di risposta), nell'ipotesi che tutti i gruppi dell'unità di produzione siano originariamente fuori servizio.
<u>Tensione nominale del sistema (tensione nominale)</u>	Valore della tensione utilizzato per designare o identificare il sistema.

<u>Terminale Portatile di Lettura</u>	Dispositivo in grado di acquisire dati di misura mediante accoppiamento diretto con un'apparecchiatura di misura, senza interposizione di sistemi di telecomunicazione.
<u>TIC - Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione</u>	Allegato C alla delibera 654/2015/R/eel dell'Autorità, come successivamente modificato e integrato.
<u>TICA – Testo Integrato delle Connessioni Attive</u>	Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità, come successivamente modificato e integrato.
<u>TIDE – Testo integrato del Dispacciamento Elettrico</u>	Allegato A alla delibera 345/2023/R/eel dell'Autorità come successivamente modificato e integrato.
<u>TIS- Testo integrato per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento</u>	Allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 come successivamente modificato e integrato.
<u>TISSPC - Testo Integrato per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo</u>	Allegato A alla delibera 578/2013/R/eel dell'Autorità, come successivamente modificato e integrato.
<u>Titolare dell'iniziativa</u>	Il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi.
<u>Titolare di porzione di RTN o Titolare di RTN (Titolare)</u>	Il soggetto che ha la disponibilità di una porzione di RTN, essendone, di norma, proprietario.
<u>Trasformatore di corrente (TA)</u>	Trasformatore di misura in cui la corrente secondaria, in condizioni di utilizzo normali, è sostanzialmente proporzionale alla corrente primaria e che in fase differisce da questa di un angolo prossimo a zero per un senso appropriato delle connessioni.
<u>Trasformatore di misura</u>	Trasformatore destinato ad alimentare strumenti di misura, relè e altri apparecchi simili.

<u>Trasformatore di tensione (TV)</u>	Trasformatore di misura in cui la tensione secondaria, in condizioni di utilizzo normali, è sostanzialmente proporzionale alla tensione primaria e che in fase differisce da questa di un angolo prossimo a zero per un senso appropriato delle connessioni.
<u>UCTE</u>	Acronimo di Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité, confluita in ENTSO-E.
<u>Unità Abilitata Singolarmente (UAS)</u>	Unità Abilitata, costituita da singola UP o UC, abilitata singolarmente all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali per il bilanciamento.
<u>Unità commerciale di prelievo (UCP)</u>	Unità Commerciale di Prelievo non legata ad alcuna UP, UC, UI, UE, UIE o UEE.
<u>Unità commerciale di stoccaggio (UCS)</u>	Unità Commerciali di Stoccaggio per la gestione dei contratti standard di time shifting di cui alla Delibera 247/2023/R/eel.
<u>Unità collegante</u>	Un'unità di produzione appartenente ad un insieme di UP in funzionamento collegato la cui presenza in servizio permette l'avviamento in tempi ridotti di una o più UP appartenenti allo stesso insieme.
<u>Unità collegata</u>	Un'unità di produzione appartenente ad un insieme di UP in funzionamento collegato e tale che possa essere avviata in tempi ridotti, data la presenza in servizio di un'unità collegante appartenente allo stesso insieme.
<u>Unità di consumo (UC)</u>	Un insieme di impianti per il consumo di energia elettrica, per i quali l'energia prelevata è utilizzata per un singolo impiego o finalità produttiva. Una UC coincide solitamente con una singola unità immobiliare, è tuttavia possibile aggregare in un'unica UC più unità immobiliari alle condizioni previste nel TIDE.
<u>Unità di esportazione (UE)</u>	Unità composta dall'insieme dei punti di interconnessione con le reti elettriche di uno Stato confinante, per i quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, in cui si considera prelevata l'energia elettrica esportata dall'Italia
<u>Unità di Esportazione (importazione) Estera per gli scambi programmati -UEE (UIE)</u>	Unità virtuale relativa ai punti di interconnessione associati al controllo degli scambi programmati su una data frontiera definita secondo quanto previsto nel capitolo 4 del Codice di Rete.
<u>Unità di Generazione</u>	Il singolo elemento deputato alla generazione di energia elettrica appartenente ad un Gruppo di Generazione, ovvero: <ul style="list-style-type: none"> • nel caso di Gruppo di Generazione sincrono, l'Unità di Generazione coincide con l'insieme del macchinario rotante principale deputato alla generazione di energia elettrica, solidale con un singolo alternatore (e.g. singola coppia turbina-alternatore); • nel caso di Parco di Generazione, l'Unità di Generazione coincide con l'insieme minimo del macchinario di potenza principale in grado di generare/assorbire energia elettrica (e.g. singolo inverter di potenza e insieme dei moduli fotovoltaici sottesi, singolo inverter di

	potenza e insieme dei rack batteria sottesi, singolo aereo-generatore).
<u>Unità di importazione (UI)</u>	Unità composta dall'insieme dei punti di interconnessione con le reti elettriche di uno Stato confinante, per i quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, in cui si considera immessa l'energia elettrica importata in Italia.
<u>Unità di produzione (UP)</u>	L'insieme di una o più sezioni, nella disponibilità di un BRP, raggruppate secondo le modalità definite nel Capitolo 4 del presente Codice di rete e tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente.
<u>Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili</u>	Un'unità di produzione che utilizza l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente.
<u>Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili programmabili</u>	Un'unità di produzione che utilizza l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente.
<u>Unità di produzione CIP6/92 (o UP CIP6/92)</u>	Un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.
<u>Unità essenziale (per la sicurezza del sistema elettrico)</u>	Un'unità di produzione appartenente ad un impianto o raggruppamento di impianti essenziali al funzionamento del sistema elettrico, conformemente a quanto previsto dalla delibera n. 111/06 dell'Autorità.
<u>UP in funzionamento collegato</u>	L'insieme di due o più UP termoelettriche, differenti da turbogas a ciclo aperto, appartenenti al medesimo impianto di produzione nella disponibilità di un BRP e individualmente gestite, raggruppate secondo le modalità definite nel Capitolo 4 del presente Codice di rete ed approvate dal Gestore, e tali che la messa in servizio di una sola UP appartenente all'insieme consenta di contribuire al riscaldamento in fase di avviamento delle altre UP appartenenti a tale insieme.
<u>Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN)</u>	Aggregato di UP e/o UC rilevante ai fini della fornitura di servizi ancillari nazionali globali aventi perimetro nodale.
<u>Unità Virtuali Abilitate Zonali (UVAZ)</u>	Aggregato di UP e/o UC rilevante ai fini della fornitura di servizi ancillari nazionali globali aventi perimetro zonale.
<u>Unità Virtuali Nodali (UVN) di</u>	Aggregato rilevante ai fini del diritto a prelevare (immettere) costituito secondo i criteri definiti nel capitolo 4 del Codice di rete.

<u>prelievo (immissione)</u>	
<u>Unità Virtuali Zonali (UVZ) in immissione (prelievo)</u>	Aggregato rilevante ai fini del diritto a immettere (prelevare) costituito secondo i criteri definiti nel capitolo 4 del Codice di rete.
<u>Unità virtuali di importazione- UVI (esportazione- UVE)</u>	Aggregato rilevante al fine di del diritto di importare (esportare) attraverso i punti di interconnessione afferenti frontiere senza il controllo degli scambi programmati, costituito secondo i criteri definiti nel capitolo 4 del Codice di rete.
<u>Utente o Utente della rete</u>	<p>Sono i soggetti titolari di:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f); (b) unità di consumo connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse alle reti elettriche di cui alla seguente lettera f); (c) reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale connesse alla medesima rete direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ad esclusione delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti gestori di rete diversi dal Gestore della rete e diversi dalle imprese distributrici; (d) reti interne d'utenza connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f); (e) linee dirette connesse alla rete di trasmissione nazionale direttamente o indirettamente per il tramite di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale, ovvero connesse a reti di cui alla successiva lettera f); (f) reti con obbligo di connessione di terzi non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale neppure indirettamente attraverso reti di distribuzione o attraverso collegamenti in corrente continua; (g) merchant lines.
<u>Utente della connessione</u>	L'utente della rete i cui impianti elettrici risultino essere connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale o che richiede la connessione a detta rete.
<u>Utenza</u>	Qualunque impianto elettrico direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.
<u>Valutazione dell'indisponibilità</u>	Attività, svolta dal Gestore, di verifica della compatibilità con l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale di ogni singola richiesta di indisponibilità di un elemento di rete o di un impianto di generazione.

<u>Verso convenzionale dell'energia</u>	Si assume come verso positivo (o entrante) dell'energia quello in ingresso alla RTN.
<u>Vincolo di rete</u>	Una qualunque limitazione al funzionamento del sistema elettrico nazionale derivante da caratteristiche tecniche di elementi di rete.
<u>Vincolo generalizzato</u>	Massimo transito complessivamente ammissibile e/o massima variazione di transito tra due periodi orari consecutivi (vincolo di rampa) relativo ad un insieme di collegamenti tra zone di offerta.
<u>Zona di offerta</u>	Una delle porzioni in cui un Gestore della rete di trasmissione può suddividere la rete al fine dell'assegnazione dei diritti di trasmissione nel Mercato Elettrico a Pronti.
<u>Zona di regolazione</u>	Una porzione del sistema interconnesso "Europa Continentale" dell'ENTSO-E (ex UCTE), solitamente coincidente con il territorio di un Paese o di un'area geografica, fisicamente demarcata dalla posizione di punti di misura per gli scambi di energia e potenza con la rimanente parte della rete interconnessa.
<u>Zona di offerta estera</u>	L'insieme delle linee di interconnessione della RTN con ciascuno dei Paesi le cui reti sono direttamente connesse con la rete nazionale.

Per la fase transitoria, vale a dire dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, così come definita ai sensi della Delibera 304/2024 R/EEL e disciplinata nella Sezione 28.3 del TIDE, il ruolo di BSP e BRP è svolto dall'Utente del Dispacciamento (UdD), vale a dire il soggetto che ha stipulato con il Gestore della rete il contratto di dispacciamento secondo lo schema contrattuale di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete.

CAPITOLO 1

ACCESSO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

1A.1	OGGETTO	4
1A.2	AMBITO DI APPLICAZIONE	5
1A.3	CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLE SOLUZIONI DI CONNESSIONE.....	5
1A.4	SOLUZIONI TECNICHE CONVENZIONALI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN.....	6
1A.5	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE E DI MERCHANT LINES	11
1A.5.1	<i>Modalità di presentazione delle richieste di connessione</i>	11
1A.5.2	<i>Modalità e tempi di risposta del Gestore - preventivo di connessione</i>	17
1A.5.3	<i>Modalità e termini per l'accettazione del preventivo di connessione.....</i>	22
1A.5.3 bis	<i>Richieste di modifica del preventivo di connessione - precedenti e successive all'accettazione del preventivo</i>	25
1A.5.3 ter	<i>Prenotazione della capacità di rete.....</i>	29
1A.5.4	<i>Adempimenti successivi all'accettazione del preventivo di connessione</i>	33
1A.5.5	<i>Disciplina delle attività di progettazione ai fini delle autorizzazioni.....</i>	35
1A.5.bis	<i>Qualificazione delle unità di produzione in GAUDÌ</i>	38
1A.5.6	<i>Disciplina per l'autorizzazione nel caso di impianti non sottoposti ad iter unico.....</i>	38
1A.5.7	<i>Disciplina per l'autorizzazione nel caso di impianti sottoposti ad iter unico.....</i>	42
1A.5.8	<i>Adempimenti successivi all'ottenimento delle autorizzazioni e conseguenze in caso di mancato ottenimento delle autorizzazioni</i>	45
1A.5.9	<i>Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione da parte del Gestore.....</i>	49
1A.5.9 bis	<i>Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione da parte degli Utenti</i>	51
1A.5.10	<i>Procedure di comunicazione per l'attivazione della connessione e per l'entrata in servizio dell'impianto di produzione</i>	54
1A.5.10.1	<i>Adempimenti a cura del soggetto richiedente per un impianto "esistente"</i>	56
1A.5.10.2	<i>Adempimenti a cura del Gestore per un impianto "esistente"</i>	58
1A.5.10.3	<i>Procedura di attivazione della connessione e entrata in esercizio di un "impianto nuovo".</i>	59
1A.5.10.3.1	<i>Comunicazione di entrata in esercizio (EON)</i>	59

1A.5.10.3.2	Comunicazione di esercizio provvisorio (ION)	62
1A.5.10.3.3	Comunicazione definitiva di esercizio (FON)	65
1A.5.10.3.4	Comunicazione di esercizio limitato per un "impianto nuovo"	65
1A.5.10.bis	Voltura della pratica di connessione	67
1A.5.11	Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione	69
1A.5.12	Modalità per le comunicazioni e per i pagamenti - disposizioni generali	77
1A.5.13	Indennizzi automatici	78
1A.5.14	Modelli e fac-simili	79
1A.5.15	Coordinamento fra Gestori	79
1A.5.16	Open season	80
1A.5.17	Riepilogo delle ipotesi di decadenza del preventivo	80
1A.5.18	Flussi informativi	82
1A.6	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI A RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI	82
1A.6.1	Modalità di presentazione delle richieste di connessione	82
1A.6.2	Modalità e tempi di risposta del Gestore	84
1A.6.3	Modalità e termini per l'accettazione della STMG	85
1A.6.4	Adempimenti successivi all'accettazione della STMG	85
1A.6.5	Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di RTN per la connessione	86
1A.6.6	Modalità, tempi e condizioni economiche	88
1A.6.7	Soluzioni tecniche convenzionali per la realizzazione delle connessioni degli impianti	89
1A.6.8	Individuazione degli impianti per la connessione	90
1A.6.9	Standard tecnici e specifiche di progetto	90
1A.6.10	Modalità per le comunicazioni	90
1A.6.11	Procedura di attivazione della connessione e entrata in esercizio di un impianto corrispondente a reti con obbligo di connessione di terzi	91
1A.7	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITÀ DI CONSUMO	91
1A.7.1	Modalità di presentazione delle richieste di connessione	91
1A.7.2	Modalità e tempi di risposta del Gestore	93
1A.7.3	Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione	96
1A.7.4	Disciplina per l'autorizzazione degli impianti di rete per la connessione di impianti corrispondenti ad unità di consumo	97
1A.7.5	Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione tecnica minima generale per la connessione alla RTN	98
1A.7.5.bis.1	Comunicazione di entrata in esercizio (EON)	99
1A.7.5.bis.2	Comunicazione di esercizio provvisorio (ION)	100
1A.7.5.bis.3	Comunicazione definitiva di esercizio (FON)	101
1A.7.5.bis.4	Comunicazione di esercizio limitato (LON)	101

1A.7.6	<i>Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione</i>	101
1A.7.7	<i>Disposizioni generali</i>	103
1A.8	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI SSPC	104
1A.8.1	<i>Modalità di presentazione delle richieste di connessione</i>	104
1.A.8.1.1	<i>Richiesta di connessione per punti circuitalmente connessi</i>	105
1.A.8.1.2	<i>Richiesta di adeguamento delle connessioni esistenti</i>	105
1A.8.2	<i>Modalità e tempi di risposta del Gestore - preventivo di connessione</i>	107
1.A.8.3	<i>Disposizioni per le richieste di connessione di emergenza</i>	108
1A.8.4	<i>Condizioni economiche per la connessione</i>	109
1A.8.5	<i>Adempimenti successivi alla conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione</i>	109
1A.9	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI A RETI DIVERSE DA QUELLE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI	110
1A.10	PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI EOLICI OFF- SHORE	110

SEZIONE 1A - CONNESSIONI ALLA RTN

1A.1 OGGETTO

1A.1.1 La presente sezione 1A disciplina le modalità e le condizioni di carattere tecnico, procedurale ed economico per l'erogazione del **servizio di connessione** alla **Rete di trasmissione nazionale (RTN)** agli **utenti della connessione**.

Ai fini della presente sezione gli **utenti della connessione** si distinguono in titolari di:

- (a) **impianti di produzione e Merchant Lines** (sia in corrente alternata che in corrente continua) (vedi sezione 1A.5);
- (b) impianti corrispondenti a **reti con obbligo di connessioni di terzi** (vedi sezione [1A.6](#));
- (c) impianti corrispondenti ad **unità di consumo** (vedi sezione [1A.7](#) e [1A.8](#));
- (d) impianti corrispondenti a **reti** diverse da **reti con obbligo di connessione di terzi** (vedi sezione [1A.9](#));
- (e) impianti eolici off-shore (vedi sezione 1A. 10).

1A.1.2 La sezione descrive i seguenti aspetti della procedura di **connessione** alla **RTN**:

- (a) criteri per l'elaborazione delle **soluzioni per la connessione**;
- (b) soluzioni tecniche convenzionali per la **connessione** alla **RTN**;

- (c) modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del **servizio di connessione**.

1A.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

1A.2.1 Le disposizioni della presente sezione si applicano alla **connessione** alla **RTN** degli impianti di cui al precedente paragrafo [1A.1.1](#), lettere (a), (b), (c) e (d) e, in particolare:

- (a) alla **connessione** alla **RTN** degli impianti che non siano già connessi;
- (b) alla modifica o all'adeguamento della **connessione** alla **RTN** degli **impianti** che siano già connessi, ivi inclusa la variazione della **potenza di connessione** degli stessi;
- (c) al rifacimento di una **connessione** in essere.

1A.3 CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLE SOLUZIONI DI CONNESSIONE

1A.3.1 Il **Gestore** esamina le **richieste di connessione** alla **RTN** per definire, caso per caso, la **soluzione per la connessione** sulla base di criteri che possano consentire, tenendo conto degli aspetti tecnici ed economici delle opere di allacciamento e di quanto previsto al [Capitolo 2](#), paragrafo [2.3.3](#), la continuità e la sicurezza di **esercizio** della **RTN** su cui il nuovo impianto si va a connettere. Ciò presuppone una scelta delle modalità di **connessione** dell'impianto nella **RTN**, dello schema di **connessione** e della configurazione degli impianti di consegna, che consentano la compatibilità dell'impianto con la **RTN** e le sue esigenze di gestione ed **esercizio**.

1A.3.2 La **soluzione per la connessione** deve essere tale da:

- (a) non degradare le prestazioni e l'affidabilità della **RTN**;
- (b) non compromettere la sicurezza del **Sistema elettrico nazionale (SEN)**;
- (c) non recare danno agli altri **Utenti** connessi alla **RTN**;

nel rispetto di quanto previsto nelle Regole tecniche di connessione di cui alla Sezione 1 B o 1 C del presente capitolo, a seconda dell'ambito di applicazione in cui ricade l'impianto, e secondo gli standard di cui al successivo Capitolo 10.

Il **Gestore** verifica l'idoneità delle possibili **soluzioni per la connessione** con riferimento alle condizioni tipiche di funzionamento del **SEN** anche tenendo conto degli scenari di sviluppo previsionali.

Il **Gestore** analizza ogni iniziativa nel contesto di **rete** in cui si inserisce e si adopera per minimizzare eventuali problemi legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area fermo restando l'obbligo dell'**Utente** di rispettare eventuali limitazioni di **esercizio** dovute a vincoli di **rete**.

1A.4 SOLUZIONI TECNICHE CONVENZIONALI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN

1A.4.1 Le **soluzioni per la connessione** alla **RTN**, adottate dal **Gestore**, sono definite in base a vari fattori tra cui, a titolo non esaustivo, si annoverano:

- (a) la potenza, le caratteristiche e la tipologia dell'impianto da connettere con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;

- (b) l'ubicazione dell'impianto da connettere;
- (c) la presenza, nell'area di interesse, di **impianti di produzione**, di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, di linee e di **stazioni elettriche**;
- (d) la topologia della **rete** elettrica esistente e la **capacità di trasporto** delle linee;
- (e) i **margini operativi di trasmissione** disponibili sulla **rete** e, se del caso, i margini di **stabilità dinamica**;
- (f) gli aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del **SEN**;
- (g) gli interventi già programmati nel **Piano di sviluppo** della **RTN**, per il quale si rinvia al Capitolo 2 del presente Codice di Rete;
- (h) la qualità del servizio (**disalimentazioni** e altri parametri di qualità) di cui al Capitolo 11 del presente Codice di Rete.

1A.4.2 Nella determinazione della **soluzione per la connessione**, il **Gestore** adotta i criteri riportati nel documento [A.2 "Guida agli schemi di connessione"](#) di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo e sempre comunque **soluzioni per la connessione** che soddisfino i requisiti di cui al paragrafo [1A.3.2](#).

Nel caso di distinte **richieste di connessione** alla **RTN** che insistano nella medesima porzione di **rete**, il **Gestore** si riserva di individuare **soluzioni per la connessione** che minimizzino le infrastrutture di **rete** nell'area geografica interessata, destinando se del caso le infrastrutture medesime a più **Utenti**.

Il **Gestore** adotta inoltre criteri specifici a seconda della tipologia e delle

caratteristiche dell'impianto, come di seguito sinteticamente specificato.

(a) Impianti di produzione (Produttori) e Merchant Lines

Nell'elaborare la **soluzione per la connessione** il **Gestore** definisce i rinforzi necessari a creare localmente una configurazione di **rete** adeguata all'inserimento in **rete** dell'impianto individuando gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**.

Al riguardo sono da preferire, in linea generale, **soluzioni per la connessione** sulle porzioni di **rete** meno congestionate.

La scelta della **soluzione per la connessione** per **impianti di produzione** può essere inoltre influenzata:

- (i) dalla tipologia della **centrale** (termoelettrica, idroelettrica, da fonte eolica, ecc.);
- (ii) dal numero e dalla taglia dei **gruppi di generazione**;
- (iii) dalla presenza e dall'entità dei **carichi propri**, con particolare riferimento ai **carichi essenziali**;
- (iv) dal contributo alle correnti di **corto circuito**.

La scelta della **soluzione per la connessione** per le **merchant lines** è inoltre determinata tenendo conto degli effetti che tali interventi generano oltre che sulla **RTN**, anche sulle altre **reti** interconnesse.

(b) Impianti corrispondenti a reti con e senza obbligo di connessione di terzi

Per tali tipologie di **connessioni**, che possono riguardare sia **stazioni elettriche** che linee, il **Gestore** valuta la **richiesta di connessione** tenendo conto degli effetti che tali interventi generano sulla **RTN** e sulle altre **reti** interessate dalla **connessione**. In particolare, per impianti corrispondenti a **cabine primarie** di distribuzione, la scelta della **soluzione per la connessione** può essere influenzata dalla potenza prelevata/impressa a regime e dalle eventuali variazioni del prelievo/immissione previsto sulle **cabine primarie** limitrofe già esistenti nonché dalla possibilità di rialimentare il **carico** attraverso la **rete** in media tensione di distribuzione.

(c) *Impianti corrispondenti ad unità di consumo*

Fermi restando i criteri di valutazione generali precedentemente elencati al paragrafo 1A.4.1 nell'elaborazione della **soluzione per la connessione** di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, il **Gestore** verifica la **capacità di trasporto** e di generazione sulla porzione di **rete** interessata, in base alle caratteristiche della **rete** esistente, alla dislocazione dei **carichi** circostanti, sia nella configurazione della **rete** attuale che in quella previsionale, e alla tipologia degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**.

Oltre alla taglia dell'impianto, sono considerati anche i possibili disturbi immessi in **rete** dalla nuova utenza, quali ad esempio le armoniche, il **flicker**, la dissimmetria delle tensioni, ecc. Elevati livelli di disturbo possono infatti influenzare la scelta della **soluzione per la connessione**, in particolare per quanto riguarda il livello di tensione della **rete** a cui collegare l'**Utente**, tenuto anche conto del valore della **potenza di corto circuito** nel **punto di inserimento**.

Le **soluzioni tecniche convenzionali per la connessione** adottate dal

Gestore per la **connessione** degli impianti alla **RTN** sono descritte nel documento [A.2 "Guida agli schemi di connessione"](#) di cui all'appendice A del presente capitolo. Il **Gestore** si riserva la facoltà di adottare **soluzioni per la connessione** diverse qualora ragioni di ordine tecnico ovvero particolari caratteristiche delle aree interessate dalla **connessione** giustificino una **soluzione per la connessione** particolare, comunque in linea con quanto stabilito al paragrafo 1.A.3.2.

1A.4.3 Standard tecnici e specifiche di progetto

- 1A.4.3.1 Il **Gestore** e l'**Utente** sono tenuti a realizzare gli **impianti per la connessione** secondo quanto disposto nel presente Codice di Rete e conformemente alle normative nazionali ed internazionali vigenti (norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO etc.).
- 1A.4.3.2 I requisiti tecnici per gli **impianti di rete per la connessione** sono indicati nelle specifiche tecniche di progetto, nonché nelle guide tecniche per **l'esercizio e la manutenzione** degli impianti elaborate dal **Gestore**.
- 1A.4.3.3 L'**utente della connessione** è tenuto a realizzare ed esercire gli **impianti di utenza per la connessione** che si interfacciano con gli **impianti di rete per la connessione** nel rispetto delle Regole tecniche di connessione, di cui alla successiva sezione 1B o 1 C, a seconda dell'ambito di applicazione in cui ricadono gli impianti, del presente capitolo, e delle Regole per il dispacciamento, di cui al [Capitolo 4](#) del presente Codice di Rete, emanate ai sensi dell'articolo 3, comma 6 del D.lgs. 79/99. Per le verifiche di competenza del **Gestore**, relativamente agli aspetti succitati, il **soggetto richiedente** invia la documentazione indicata nel presente capitolo o altra documentazione che il medesimo **Gestore** ritenga necessaria.

1A.4.3.4 Per le caratteristiche degli **impianti per la connessione** si rimanda, a seconda dell'ambito di applicazione in cui ricadono gli impianti, alla successiva sezione 1B o alla successiva sezione 1C del presente Capitolo e ai relativi allegati.

1A.5 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE E DI MERCHANT LINES

1A.5.1 *Modalità di presentazione delle richieste di connessione*

1A.5.1.1 Le disposizioni di cui alla presente sezione si applicano agli **impianti di produzione** e, in quanto compatibili, alle **merchant lines**.

1A.5.1.1bis Le **richieste di connessione**, formulate dal **soggetto richiedente**, sono presentate al **Gestore** per gli impianti con **potenza in immissione richiesta** maggiore o uguale a 10.000 kW.

1A.5.1.2 Le **richieste di connessione** di cui al paragrafo 1.A.2.1. lettere b) e c) devono essere presentate al **Gestore** nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla **RTN**.

1A.5.1.3 Le **richieste di connessione** devono contenere le seguenti indicazioni:

- (a) i dati identificativi del **soggetto richiedente**; nel caso di adeguamento di una **connessione** esistente il **soggetto richiedente** deve coincidere con il titolare del **punto di connessione** esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare;
- (b) il valore della **potenza in immissione richiesta** al termine del processo di **connessione**, espressa in kW;
- (c) la **potenza nominale**, espressa in kW, dell'impianto per il quale è

richiesta la **connessione**, ovvero il valore dell'aumento di potenza dell'impianto già installato;

- (d) in caso di richiesta di adeguamento di una **connessione** esistente, i dati identificativi del **punto di connessione** esistente, unitamente alla potenza già disponibile in immissione e alla potenza già disponibile in prelievo;
- (e) la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
- (f) la data prevista di avvio e di conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto e la data di entrata in esercizio dell'impianto medesimo;
- (g) la documentazione progettuale degli interventi previsti secondo le indicazioni della norma CEI 0-2;
- (h) eventuali esigenze tecniche dell'**Utente** che possono influire sulla definizione della **soluzione per la connessione**;
- (i) un piano particellare dell'opera che evidenzi la proprietà/disponibilità dei terreni dove sarà ubicato l'**impianto di produzione**;
- (j) una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante la disponibilità del sito oggetto dell'installazione dell'**impianto di produzione**. Tale documento deve indicare almeno i presupposti di tale disponibilità in termini di proprietà o di eventuali diritti di utilizzo.
- (k) nel caso di **impianti cogenerativi**:
 - l'attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui al decreto ministeriale 4 agosto 2011, sulla base dei dati di progetto, evidenziando l'eventuale rispetto o meno della definizione di **impianto di cogenerazione ad alto rendimento**.

Tale attestazione viene effettuata dal **soggetto richiedente** mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà;

- una comunicazione analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2, del decreto ministeriale 5 settembre 2011, sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;
- (l) nel caso di **centrali ibride**, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni riportate nell'art.8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, sulla base di dati di progetto. Tale attestazione viene effettuata dal **soggetto richiedente** mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà;
- (m) la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione**;
- (n) la potenza relativa all'alimentazione dei **servizi ausiliari**, espressa in kW;
- (o) la **potenza in prelievo richiesta** al termine del processo di **connessione**, espressa in kW, precisando se tale potenza è relativa alla sola alimentazione dei **servizi ausiliari** o anche ad un altro centro di consumo; nei casi in cui la **potenza in prelievo richiesta** non contempli i **servizi ausiliari** (o li contempli in parte), occorre indicare i **punti di connessione** diversi attraverso cui avviene l'alimentazione dei **servizi ausiliari**;
- (p) lo schema unifilare, firmato da un tecnico abilitato, relativo alla parte di impianto allo stesso livello della tensione di consegna, ivi compresi i **trasformatori di tensione** dal livello della tensione di consegna ad altri livelli di tensione, nonché i dispositivi rilevanti ai fini della **connessione** (dispositivo generale, di interfaccia, di generatore; punti di misura di generazione e di connessione) a

prescindere dal livello di tensione a cui detti dispositivi e **punti di misura** appartengono. Lo schema unifilare, redatto ai sensi delle Norme CEI deve evidenziare, se presenti, i sistemi di accumulo specificando il tipo di alimentazione (monodirezionali o bidirezionali) e il tipo di installazione (lato produzione o post-produzione), gli ulteriori punti di connessione con altre reti, il relativo livello di tensione e POD;

- (q) la destinazione d'uso dell'energia elettrica prelevata (precisando se l'energia elettrica prelevata viene unicamente destinata all'alimentazione dei **servizi ausiliari** o anche di altri **carichi**); nel caso in cui l'energia elettrica prelevata non venga esclusivamente utilizzata per l'alimentazione dei **servizi ausiliari**, la tipologia di cliente;
- (r) la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che attesti l'insussistenza delle cause di decadenza, sospensione, o divieto di cui all'art. 67 del decreto legislativo 159/11, ovvero la documentazione necessaria ai fini dell'acquisizione della informazione antimafia;
- (s) l'eventuale suddivisione dell'impianto in distinte **sezioni** per le quali si prevede un'entrata in esercizio in tempi differenti;
- (t) nel caso di adeguamento della **connessione** esistente, la presenza di altri **impianti di produzione** di energia elettrica connessi alla **rete con obbligo di connessione di terzi** mediante lo stesso **punto di connessione**;
- (u) la destinazione commerciale presuntiva dell'energia elettrica prodotta (autoconsumo e vendita, vendita esclusiva al netto dell'autoconsumo da **servizi ausiliari**, scambio sul posto, ritiro dedicato);

- (v) l'intenzione di richiedere gli incentivi previsti dalle normative vigenti, indicando quali;
- (w) l'eventuale esistenza di altri **soggetti richiedenti** con cui potrebbe essere possibile condividere l'**impianto di rete per la connessione**, qualora il **soggetto richiedente** disponga di informazioni;
- (x) l'eventuale autorizzazione a fornire i dati di cui al presente paragrafo ad altri **soggetti richiedenti** e/o altri **gestori di rete** con obbligo di connessione di terzi ai fini dell'attivazione del coordinamento tra **gestori di rete** con obbligo di connessione di terzi e ai fini dell'eventuale condivisione dell'**impianto di rete per la connessione**;
- (y) il soggetto eventualmente delegato dal **soggetto richiedente** ad agire in suo nome e conto riguardo agli aspetti tecnici relativi alla **connessione**;
- (z) un recapito fax e di posta elettronica certificata;
- (aa) l'accettazione incondizionata ed irrevocabile di tutte le disposizioni del presente Codice di Rete;
- (bb) i dati anagrafici del soggetto che, in relazione all'impianto per il quale si sta presentando richiesta di connessione, rivestirà la qualifica di produttore di energia elettrica, se diverso dal **richiedente**:
 - Ragione sociale ovvero, nel caso di persone fisiche, Cognome e Nome, luogo e data di nascita;
 - Partita IVA ovvero, nel solo caso di persona fisica che non dispone di una Partita IVA, Codice fiscale;

- indirizzo della sede legale (sede italiana nel caso di società estere) ovvero, nel caso di persona fisica, indirizzo di residenza (domicilio italiano in caso di residenti all'estero), con indicazione del CAP e del Codice ISTAT del Comune;

(cc) almeno un indirizzo e-mail e un recapito telefonico del soggetto che rivestirà la qualifica di produttore.

È cura del **Gestore** acquisire, presso le sedi opportune, la documentazione antimafia relativa al **soggetto richiedente** la **connessione**. Resta inteso che l'erogazione del servizio di connessione è in ogni caso sottoposta a condizione risolutiva in caso di informazione antimafia interdittiva da parte degli Enti competenti.

1A.5.1.4 Il **soggetto richiedente** può indicare nella **richiesta di connessione** un punto di inserimento della **RTN** al quale il **Gestore** dovrà riferirsi per la determinazione della **soluzione per la connessione**, fermo restando che la **soluzione per la connessione** è definita dal **Gestore** in modo da garantire la sicurezza di funzionamento della **rete**. In tali casi:

- la **Soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG)** prevede la connessione nel **punto di inserimento** della **RTN** indicato dal **soggetto richiedente**, compatibilmente con le esigenze di fattibilità e sicurezza di funzionamento della **rete**;
- qualora nel punto di inserimento della **RTN** indicato dal **soggetto richiedente** non sia possibile effettuare la **connessione** dell'intera **potenza in immissione richiesta**, la **STMG** indica la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di inserimento della **RTN** e le relative motivazioni;
- in alternativa il **Gestore** può proporre **soluzioni per la connessione**

che, a suo parere, rispondano alle finalità di consentire la **connessione** dell'intera **potenza in immissione richiesta** e di soddisfare, al tempo stesso, l'esigenza di minimizzare la **soluzione per la connessione**.

Nei casi in cui il **soggetto richiedente** abbia indicato al **Gestore** il **punto di inserimento** della **RTN**, all'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione** può optare, rinunciando alla **soluzione per la connessione** relativa al **punto di inserimento** della **RTN** indicato, per l'elaborazione di un nuovo preventivo di **connessione** relativo alla **potenza in immissione richiesta**. L'esercizio di tale opzione è considerato come una nuova **richiesta di connessione**, alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale **richiesta di connessione**.

1A.5.1.5 A pena di improcedibilità, le **richieste di connessione** sono corredate da copia della ricevuta bancaria dell'avvenuto pagamento da parte del **soggetto richiedente** del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** dovuto al **Gestore**.

1A.5.1.6 Nel caso di **richieste di connessione** incomplete, il **Gestore** invita il **soggetto richiedente** a integrare la **richiesta di connessione**, indicando gli elementi con riferimento ai quali è necessaria l'integrazione. L'integrazione deve pervenire al **Gestore** entro i successivi 60 (sessanta) giorni. Decorso tale termine senza che sia pervenuta la documentazione integrativa la **richiesta di connessione** si intende decaduta.

1A.5.1.7 Il **Gestore** ai sensi dell'art. 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 può rifiutare le **richieste di connessione** fornendo adeguata motivazione.

1A.5.2 *Modalità e tempi di risposta del Gestore - preventivo di connessione*

1A.5.2.1 Il **Gestore**, a seguito di una **richiesta di connessione**, elabora il preventivo di **connessione** e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente** entro il

termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della **richiesta di connessione**. Il **Gestore** esamina prioritariamente le **richieste di connessione** per **impianti di produzione** di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, al fine di ridurre per quanto possibile i tempi di risposta.

Il preventivo di **connessione** comprende:

- 1) l'elaborazione di una **STMG**;
- 2) il corrispettivo di connessione con evidenza delle singole voci di costo che lo compongono, con l'indicazione della quota, pari al 30%, che deve essere versata all'atto di accettazione del preventivo di **connessione**;
- 3) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'**impianto per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- 4) un codice che identifichi univocamente la pratica di **connessione** (codice di rintracciabilità) ed il nominativo, con i relativi recapiti, di un responsabile del **Gestore** che si occuperà dell'iter della pratica di **connessione**;
- 5) nel caso di **connessione** di **impianti di produzione** di energia elettrica da fonti rinnovabili, i riferimenti del **Gestore** ai fini della convocazione nell'ambito del procedimento unico di cui all' articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03;
- 6) il termine previsto per la realizzazione della **connessione**;

- 7) una specifica tecnica in cui vengano indicate le modalità con le quali eseguire le opere di competenza del **soggetto richiedente**;
- 8) la specifica tecnica sulla misura con l'indicazione delle responsabilità inerenti il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata;
- 9) *[eventuale]* i costi e le modalità di avvalimento del **Gestore** per lo svolgimento delle attività di misura nei casi in cui la responsabilità sia in capo al **soggetto richiedente**;
- 10) le modalità di accettazione del preventivo di **connessione**;
- 11) *[eventuale]* l'informativa che l'**impianto di rete per la connessione** è asservito a più **soggetti richiedenti**;
- 12) *[eventuale]* l'informazione del fatto che l'**impianto di rete per la connessione**, o una sua parte, è già oggetto di realizzazione in proprio da parte di un altro **soggetto richiedente**, eventualmente specificando le tempistiche comunicate da tale soggetto;
- 13) le attività che dovranno essere effettuate parallelamente alla **connessione**;
- 14) *[eventuale]* l'indicazione che l'impianto deve essere connesso in aree/linee critiche.

La **STMG** contenuta nel preventivo di **connessione** può prevedere la presenza di **impianti di utenza per la connessione** nella parte compresa tra i confini di proprietà dell'**Utente** a cui è asservita la **connessione** e il **punto di connessione** e comprende:

- (a) la descrizione dell'**impianto di rete per la connessione**

corrispondente ad una delle **soluzioni tecniche convenzionali per la connessione** di cui alla sezione [1A.4](#) e dell'**impianto di utenza per la connessione** correlato ovvero della **soluzione per la connessione** specifica;

- (b) la descrizione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti necessari al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**;
- (c) *[eventuale]* la descrizione delle altre opere connesse, ai fini dell'iter autorizzativo unico, ai sensi delle "Linee guida per il procedimento autorizzativo unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi" di cui al D.M. 10 settembre 2010;
- (d) *[eventuale]* le modalità di **esercizio** di carattere transitorio dell'impianto del **soggetto richiedente** da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui alla lettera (b) e le relative motivazioni tecniche;
- (e) i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla **connessione**, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla **STMG**;
- (f) l'individuazione, tra gli **impianti di rete per la connessione**, delle parti che possono essere progettate e realizzate a cura del **soggetto richiedente**.

La **STMG** è corredata da:

- (i) i tempi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e degli interventi necessari sulle reti elettriche esistenti al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**, al netto di quelli necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, per eventuali opere di bonifica e/o di sistemazione dell'area destinata all'**impianto di rete per la connessione** e per esigenze legate alla continuità del servizio;
- (ii) i costi medi di realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** di cui al paragrafo 1.A.5.2.1 lettera a). Nel caso in cui l'**impianto di rete per la connessione** o una sua parte sia asservito a più **soggetti richiedenti**, tali costi sono sia evidenziati nel loro complesso che ripartiti tra i **soggetti richiedenti** sulla base della **potenza in immissione richiesta**;
- (iii) i costi medi di realizzazione degli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo 1.A.5.2.1 lettera b).

I costi si intendono al netto di interventi inerenti:

- la bonifica e/o la sistemazione (sbancamenti, livellamenti e consolidamenti) delle aree destinate all'**impianto di rete per la connessione**;
- l'acquisizione della disponibilità del terreno su cui sorgerà l'**impianto di rete per la connessione**.

Il **Gestore** elabora la **STMG** tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle **reti** elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, nel contempo, in modo tale da non prevedere limitazioni permanenti della **potenza di connessione** nelle prevedibili condizioni di funzionamento del **SEN**.

1A.5.2.2 Il **Gestore**, nell'ambito della **STMG**, può prevedere che il **soggetto richiedente** metta a disposizione del medesimo **Gestore** spazi ulteriori rispetto a quelli necessari alla realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione**. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto del **soggetto richiedente**, i medesimi saranno ceduti dal **soggetto richiedente** al **Gestore** a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal **soggetto richiedente** al **Gestore** a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione.

1A.5.2.3 Il **Gestore** ha facoltà di realizzare **soluzioni per la connessione** diverse dalle soluzioni tecniche minime per la **connessione** ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la **connessione**. In tal caso eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima per la **connessione** sono a carico del **Gestore**.

1A.5.3 *Modalità e termini per l'accettazione del preventivo di connessione*

1A.5.3.1 Il termine per l'accettazione del preventivo di **connessione** da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena di decadenza della **richiesta di connessione**, entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla data di comunicazione da parte del **Gestore** del preventivo di **connessione** medesimo ovvero dalla comunicazione da parte del **Gestore** di un nuovo preventivo di **connessione** a seguito di una richiesta di modifica di cui al paragrafo 1.A.5.3bis.

1A.5.3.1 bis La comunicazione di accettazione del preventivo di **connessione** deve essere corredata da:

- a) la documentazione attestante il pagamento del 30% del corrispettivo di connessione;

- b) l'eventuale istanza del **soggetto richiedente**:
- di curare gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'**impianto di rete per la connessione** e gli eventuali interventi sulla rete esistente e/o
 - di realizzare in proprio l'**impianto di rete per la connessione** e gli eventuali interventi sulla rete esistente, nel caso di impianti per i quali è prevista tale possibilità;
- c) nei casi in cui ne ricorrano i presupposti, l'eventuale decisione di avvalersi del **Gestore** per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta.

Nel caso in cui la comunicazione di accettazione del preventivo di **connessione** non sia corredata della documentazione indicata alla lettera a) il preventivo di **connessione** non può considerarsi validamente accettato.

1A.5.3.2 L'accettazione del preventivo di **connessione** esime il **Gestore** da tutti gli obblighi di riservatezza in merito all'iniziativa per la quale è stata richiesta la **connessione** alla **RTN**. Il **Gestore** comunica i dati relativi alle iniziative per le quali sia stata richiesta la **connessione** alla **RTN** per adempiere ad obblighi di legge o a richieste di autorità amministrative o giurisdizionali.

Il **Gestore** si riserva di pubblicare sul proprio sito internet:

- in forma aggregata (fino al livello comunale) e anonima, le informazioni relative alle richieste di connessione pervenute al **Gestore** medesimo; e
- le informazioni (ivi compresa la geolocalizzazione) relative alle singole iniziative per le quali siano stati già accettati i preventivi di connessione e alle iniziative autorizzate dagli Enti competenti.

1A.5.3.3 Con l'accettazione del preventivo di **connessione** il **soggetto richiedente** assume la responsabilità degli oneri che eventualmente dovessero

derivare per l'adeguamento di impianti di telecomunicazione a seguito di **interferenze** ai sensi dell'articolo 95 comma 9 del d. lgs. 259/03.

1A.5.3.4 Il **Gestore** consente al **soggetto richiedente**, previa istanza di cui al paragrafo [1A.5.3.1 bis](#), di progettare e realizzare gli **impianti di rete per la connessione** per i quali è prevista tale possibilità, nel rispetto degli standard tecnici e specifiche di progetto del **Gestore** stesso.

In tal caso il **Gestore** elabora comunque, a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni, la **soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD)** che deve

essere assunta dal **soggetto richiedente** quale soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione**.

1A.5.3.5 Il **Gestore**, a seguito di specifica richiesta da parte del **soggetto richiedente** all'atto dell'accettazione del preventivo consente, qualora ne ricorrano i presupposti, la ricomprensione tra gli **impianti di rete per la connessione** dell'**impianto per la connessione** individuato inizialmente come **impianto di utenza per la connessione**, purché l'**impianto di utenza per la connessione** sia progettato e realizzato nel rispetto dei requisiti standard degli impianti della **RTN**.

In particolare, l'**impianto di utenza per la connessione** può essere ricompreso tra gli **impianti di rete per la connessione** qualora:

- a. sia possibile individuare uno **schema di rete** che consenta di garantire la continuità e la sicurezza di esercizio della **rete** su cui l'impianto da ricomprensione nella **RTN** si va ad inserire;
- b. consenta di rinforzare/potenziare la **rete** ed incrementare la magliatura della **RTN** nelle aree interessate;
- c. sia funzionale ai futuri interventi di sviluppo della **RTN** e di

razionalizzazione del sistema;

- d. consenta di ottimizzare l'utilizzo delle risorse di rete mediante l'utilizzo di un'unica **stazione elettrica** AT e MT per la connessione di più utenti, secondo le modalità specificate nel **TICA**.

Resta inteso che il **punto di connessione** convenzionale ai fini del monitoraggio del livello di qualità del servizio resta quello indicato dal **Gestore** nella **STMG**. In tali casi:

- il **Gestore**, entro i successivi 90 giorni, modifica il preventivo di **connessione**, tenendo conto del fatto che l'infrastruttura inizialmente esterna alla propria **rete** ne diventa parte integrante;
- gli oneri di esercizio e gestione di tali parti di impianto non possono essere posti a carico del **soggetto richiedente**.

Trattandosi di modifica del preventivo di **connessione**, il **soggetto richiedente** versa al **Gestore** un corrispettivo per la modifica del preventivo di **connessione** pari alla metà di quello di cui al paragrafo [1A.5.10.1](#).

1A.5.3.6 In alternativa a quanto previsto al paragrafo 1A.5.3.5., il **Gestore** si riserva di proporre una diversa **soluzione per la connessione**, individuando disposizioni ad hoc di natura sia tecnica che economica.

1A.5.3 bis Richieste di modifica del preventivo di connessione - precedenti e successive all'accettazione del preventivo

1A.5.3 bis 1 A seguito della comunicazione del preventivo di **connessione** da parte del **Gestore**, il **soggetto richiedente**, precedentemente all'accettazione del preventivo stesso, ha facoltà di richiedere, entro i successivi 120 (centoventi) giorni, la modifica del preventivo di **connessione** sulla base di una diversa **STMG**.

Sono considerate richieste di modifica del preventivo di **connessione** anche le richieste di variazione della **potenza di connessione** degli impianti dell'**utente della connessione** effettuate rispetto ad una **richiesta di connessione** alla **RTN** presentata al **Gestore** ai sensi del presente Codice di Rete, nonché le richieste di modifica che comportino la suddivisione della **potenza in immissione richiesta** in separate iniziative.

1A.5.3bis.2 Nei casi di richiesta di modifica del preventivo di **connessione** antecedente alla accettazione dello stesso, il **soggetto richiedente**, all'atto della richiesta di modifica, versa al **Gestore** un corrispettivo per la modifica del preventivo di **connessione** pari alla metà del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** di cui al paragrafo [1A.5.10.1](#). Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** le proprie valutazioni in merito entro ulteriori 90 (novanta) giorni a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo di **connessione** e, in particolare, elabora un nuovo preventivo di **connessione** o rifiuta la richiesta di modifica del preventivo di **connessione**. In caso di rifiuto, il **Gestore** è tenuto ad evidenziare le motivazioni. Qualora il **soggetto richiedente** chieda una modifica del preventivo di **connessione** che comporti una **soluzione per la connessione** più costosa di quella inizialmente indicata dal **Gestore** e qualora tale soluzione sia realizzabile:

- nel solo caso di **impianti di produzione** di energia elettrica da fonti rinnovabili e/o **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, il corrispettivo di **connessione** è pari alla somma tra il corrispettivo di **connessione** di cui al paragrafo [1A.5.11.4](#). lett. b) o c) inizialmente definito e la differenza tra i costi medi convenzionali di realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** di cui al paragrafo [1A.5.8.4 lettera c\)](#) attribuibili alla **STMG** scelta dal **soggetto richiedente** e i costi medi convenzionali di realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** di cui al paragrafo [1A.5.8.4 lettera c\)](#) attribuibili alla

STMG inizialmente indicata dal **Gestore**;

- negli altri casi, rimangono a completo carico del **soggetto richiedente** gli ulteriori oneri che dovessero derivare dalla nuova **soluzione per la connessione**.

1A.5.3 bis.3 Nel caso di variazione della **potenza di connessione** di cui al paragrafo 1A.5.3 bis1 il **soggetto richiedente** è tenuto a comunicare tempestivamente l'entità della variazione e il **Gestore** si riserva la facoltà di modificare la **soluzione per la connessione** anche nel caso sia già stata accettata dal **soggetto richiedente**. La richiesta di riduzione della **potenza di connessione**, vale a dire quando la stessa sia al più pari al minimo tra il 10% della **potenza in immissione richiesta** precedentemente e 100 kW, non si configura come una modifica del preventivo di **connessione**. Il **soggetto richiedente** ne dà evidenza al **Gestore** entro la data di completamento dell'**impianto di produzione**, utilizzando le medesime modalità previste per la richiesta di modifica della **connessione**.

Resta inteso che nei casi di variazione della **potenza di connessione** per impianti con iter di **connessione** in corso le richieste saranno trattate dal **Gestore** solo se relative a **impianti di produzione di potenza di connessione** maggiore o uguale a 10.000 kW. Negli altri casi trova applicazione quanto previsto dalla procedura di coordinamento tra i **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi** di cui al successivo paragrafo [1.A.5.14](#).

1A.5.3 bis.4 Il preventivo di **connessione** accettato può essere modificato, successivamente all'accettazione da parte del **soggetto richiedente**:

- a. per cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del **soggetto richiedente** e opportunamente documentabili;
- b. nei casi in cui tale modifica non comporti alterazioni della **soluzione per la connessione**;
- c. previo accordo tra il **Gestore** e il **soggetto richiedente**, anche al fine di

proporre nuove **soluzioni per la connessione** che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale; rientrano in tali casi anche le richieste di modifica del preventivo di **connessione** che comportino la suddivisione della **potenza in immissione richiesta** in separate iniziative.

Nei casi di modifica del preventivo di **connessione** accettato per cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del **soggetto richiedente** e opportunamente documentabili (di cui alla precedente lettera a):

- la modifica del preventivo di **connessione** viene effettuata dal **Gestore** a titolo gratuito;
- il corrispettivo di **connessione** viene ricalcolato sulla base della nuova **STMG**; per le suddette finalità il **Gestore** invierà la nuova **STMG** completa di tutte le informazioni previste al paragrafo [1A.5.2.1](#).

Nei casi di modifica del preventivo di **connessione** accettato che non comportino alterazioni della **soluzione per la connessione** (di cui alla precedente lettera b):

- il **soggetto richiedente** all'atto della richiesta di modifica del preventivo di **connessione** versa al **Gestore** un corrispettivo per la modifica del preventivo di **connessione** pari alla metà del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** definito al paragrafo [1A.5.11.1](#);
- il **Gestore**, entro le medesime tempistiche previste per l'elaborazione del preventivo di **connessione** di cui al paragrafo [1A.5.2.1](#), a decorrere dalla data di ricevimento della richiesta completa di modifica del preventivo di **connessione**, aggiorna il preventivo di **connessione** fermo restando il corrispettivo di **connessione** già definito.

Nei casi di modifica del preventivo di **connessione** accettato previo

accordo tra il **Gestore** e il **soggetto richiedente** (di cui alla precedente lettera c):

- se la richiesta di modifica è presentata dal **soggetto richiedente**, questi versa al **Gestore** un corrispettivo per la modifica del preventivo di **connessione** pari alla metà del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** definito al paragrafo [1A.5.11.1](#) e si applicano le altre previsioni di cui al precedente paragrafo 1A.5.3bis.2;
- se la richiesta di modifica è presentata dal **Gestore**, la modifica del preventivo di **connessione** viene effettuata dal **Gestore** a titolo gratuito e il corrispettivo di **connessione** viene ricalcolato sulla base della nuova **STMG** secondo quanto previsto dal paragrafo 1.A.5.11.3; per le suddette finalità il **Gestore** invia la nuova **STMG** completa di tutte le informazioni previste al paragrafo [1A.5.2.1](#).

Resta inteso che la richiesta di modifica del preventivo di **connessione**, sia precedente che successiva all'accettazione dello stesso, una volta accettata dal **Gestore**, costituisce a tutti gli effetti una nuova **richiesta di connessione** che annulla e sostituisce la precedente.

Con riferimento alle richieste di adeguamento di una **connessione** esistente che non ne modifichino la configurazione inserita in **GAUDÌ** o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del **Gestore** sul **punto di connessione** o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di **rete**, il **soggetto richiedente** è tenuto esclusivamente ad inviare al **Gestore** una comunicazione di aggiornamento. Tali comunicazioni non comportano il pagamento di alcun corrispettivo.

1A.5. 3 ter Prenotazione della capacità di rete

1A.5.3 ter 1 La **STMG** indicata nel preventivo di **connessione** rimane valida per 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo di **connessione**,

al netto del tempo impiegato dal **Gestore** per validare il progetto relativo all'**impianto di rete per la connessione**. Il periodo di validità della **STMG** comporta pertanto la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete.

1A.5.3 ter 2 Nel caso in cui il procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'**esercizio dell'impianto di produzione** non sia stato completato entro i tempi di cui precedente comma [1A.5.3 ter 1](#) o, entro i medesimi termini, non sia stato completato con esito positivo il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) qualora previsto, la **STMG** definita nel preventivo di **connessione** assume un valore indicativo. Il **Gestore** può modificare la **STMG** definita nel preventivo di **connessione**, a valle della richiesta di verifica del persistere delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della **STMG** da parte del Responsabile del procedimento di VIA o del procedimento autorizzativo unico.

1A.5.3 ter 3 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma precedente, il **soggetto richiedente**, all'atto della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico, provvede a comunicare al responsabile del medesimo procedimento e, qualora sia necessario acquisire la VIA, anche al responsabile del procedimento di VIA:

- il codice di rintracciabilità della **richiesta di connessione** cui fa riferimento la **STMG** allegata alla richiesta di autorizzazione,
- gli estremi e i recapiti del **Gestore** cui è stata inoltrata la **richiesta di connessione**,
- la data di accettazione del preventivo di **connessione**,
- la data ultima di validità della **STMG** evidenziando che, decorsa la predetta data, occorrerà verificare con il **Gestore** la fattibilità tecnica della **STMG** presentata in iter autorizzativo,
- il parere di rispondenza al progetto rilasciato dal **Gestore**.

1A.5.3 ter 4 Nel caso l'**impianto di produzione** sia assoggettato a VIA, il responsabile

del procedimento di VIA, qualora ritenga sussistano le condizioni per la conclusione con esito positivo della VIA, verifica con il **Gestore** il persistere delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della **STMG** redatta dal **Gestore**, prima di comunicare l'esito positivo del procedimento al **soggetto richiedente**. Il **Gestore**, entro 20 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di parere in merito alla persistenza delle condizioni di realizzabilità della **STMG**, verifica se la medesima **STMG** è ancora realizzabile e comunica gli esiti di tale verifica al responsabile del procedimento e al **soggetto richiedente**. Nel caso in cui si renda necessario il coordinamento con altri **gestori di rete**, la predetta tempistica è definita al netto dei tempi necessari per il coordinamento, compresi tra la data di invio della richiesta di coordinamento e la data di ricevimento del parere dell'altro **gestore di rete**. Quest'ultimo invia il proprio parere entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di coordinamento. Qualora l'esito della verifica effettuata dal **Gestore** sia positivo, il **Gestore** conferma in via definitiva la **STMG**. In caso contrario, il **Gestore**, nei successivi 45 giorni lavorativi, al netto dei tempi necessari per l'eventuale coordinamento con altri **gestori di rete**, elabora e comunica al **soggetto richiedente** una nuova **STMG**. La nuova **STMG** decade qualora non sia accettata dal **soggetto richiedente** entro 30 giorni dalla data di ricevimento della predetta comunicazione; contestualmente decade anche il preventivo di **connessione** vigente.

In caso di accettazione della nuova **STMG**:

- il **Gestore** conferma in via definitiva la relativa **capacità di trasporto** sulla rete;
- il **soggetto richiedente** presenta la documentazione relativa alla nuova **STMG** al responsabile del procedimento e ne dà comunicazione al **Gestore** con le medesime tempistiche e modalità di cui al paragrafo [1A.5.6.2 bis](#) nel caso di impianti non sottoposti ad iter unico o al paragrafo [1A.5.7.1](#) nel caso di impianti sottoposti ad iter unico, calcolate a partire dalla data di accettazione della nuova **STMG**. Il mancato

rispetto di tali condizioni comporta la decadenza del preventivo di **connessione** e della **STMG** con le modalità previste dai medesimi paragrafi.

1A.5.3 ter 5 Nel caso in cui l'**impianto di produzione** non sia assoggettato a VIA, il responsabile del procedimento autorizzativo unico verifica con il **Gestore** la persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della **STMG** oggetto di autorizzazione. Il **soggetto richiedente** può autonomamente inviare al **Gestore** una richiesta di conferma della persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della **STMG** oggetto di autorizzazione. Il **Gestore** dà seguito alla richiesta inoltrata dal **soggetto richiedente** solo nel caso in cui sia allegata, alla medesima richiesta, una copia della lettera di convocazione della riunione conclusiva della conferenza dei servizi. Il **Gestore**, entro 20 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di parere inoltrata dal responsabile del procedimento autorizzativo unico o dal **soggetto richiedente**, verifica se la medesima **STMG** è ancora realizzabile e comunica gli esiti di tale verifica al responsabile del procedimento e al **soggetto richiedente**. Nel caso in cui si renda necessario il coordinamento con altri **gestori di rete**, la predetta tempistica è definita al netto dei tempi necessari per il coordinamento, compresi tra la data di invio della richiesta di coordinamento e la data di ricevimento del parere dell'altro **gestore di rete**. Quest'ultimo invia il proprio parere entro 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di coordinamento. Qualora l'esito della verifica effettuata dal **Gestore** sia positivo, il **Gestore** conferma in via definitiva la **STMG**. Qualora l'esito della verifica effettuata dal **Gestore** sia negativo, il **Gestore**, nei successivi 45 giorni lavorativi, al netto dei tempi necessari per l'eventuale coordinamento con altri **gestori di rete**, elabora una nuova **STMG** e la comunica, nelle medesime tempistiche, al **soggetto richiedente**. La nuova **STMG** decade qualora non sia accettata dal **soggetto richiedente** entro 30 giorni dalla data di ricevimento della predetta comunicazione; contestualmente decade anche il preventivo di **connessione** vigente. A seguito dell'accettazione della nuova **STMG**, il

Gestore conferma in via definitiva la relativa **capacità di trasporto** sulla **rete**.

1A.5.3 ter 6 Qualora il procedimento autorizzativo si concluda oltre i termini di cui al paragrafo [1A.5.3 ter 1](#) e in mancanza del parere positivo da parte del **Gestore** di cui ai paragrafi [1A.5.3 ter 4](#) e [1A.5.3 ter 5](#), in merito alla realizzabilità della **STMG** oggetto di autorizzazione, la medesima **STMG** rimane indicativa e non è vincolante per il **Gestore**. In tali casi, a seguito della comunicazione di completamento del procedimento autorizzativo, il **Gestore** verifica la fattibilità e la realizzabilità della **STMG** autorizzata. Qualora la verifica abbia esito positivo, tale **STMG** viene confermata e il **Gestore** conferma in via definitiva la relativa **capacità di trasporto** sulla **rete**. In caso contrario, il preventivo di **connessione** decade e il corrispettivo di **connessione** già versato viene restituito maggiorato degli interessi legali maturati.

1A.5.3 ter 7 Qualora nel corso del procedimento autorizzativo si verifichi una modifica della **STMG** a parità di **potenza in immissione richiesta**, il corrispettivo di **connessione** può subire variazioni in aumento fino ad un massimo del 20% rispetto al valore indicato nel preventivo di **connessione**, indipendentemente dall'effettiva **soluzione per la connessione** che verrà realizzata.

1A.5.4 ***Adempimenti successivi all'accettazione del preventivo di connessione***

1A.5.4.1 A seguito dell'accettazione del preventivo di **connessione**, il **soggetto richiedente** è tenuto ad avviare i lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione** entro 18 mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo di **connessione** e a trasmettere al **Gestore** una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuto inizio dei lavori per la realizzazione dell'**impianto di produzione** allegando le eventuali comunicazioni trasmesse alle autorità competenti.

Nei casi in cui il termine di cui sopra non possa essere rispettato per mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al **soggetto richiedente**, il **soggetto richiedente** entro la medesima data, è tenuto a trasmettere al **Gestore**:

- una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante il mancato rispetto dei termini per l'inizio dei lavori di realizzazione dell'impianto, l'indicazione della causa del mancato inizio e, qualora il termine non possa essere rispettato per mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi, l'indicazione del tipo di procedimento autorizzativo al quale è sottoposto l'impianto, nonché della fase in cui si trova il suddetto procedimento autorizzativo;
- successivamente, con cadenza periodica di sei mesi, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter per la **connessione** indicando:
 - il codice di rintracciabilità comunicato dal **Gestore** nel preventivo di connessione;
 - la causa del mancato inizio dei lavori per la realizzazione dell'**impianto di produzione**;
 - qualora il termine non possa essere rispettato per mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi, la data di avvio dell'iter autorizzativo il tipo di procedimento autorizzativo al quale è sottoposto l'**impianto di produzione** oggetto della comunicazione e la fase in cui si trova il suddetto procedimento autorizzativo.

Qualora il **soggetto richiedente** non invii al **Gestore**, entro le tempistiche indicate nel presente paragrafo, le dichiarazioni sostitutive di cui sopra:

- il **Gestore** sollecita il **soggetto richiedente** e

- il **soggetto richiedente**, entro 30 giorni lavorativi dalla data di ricevimento del sollecito del **Gestore**, è tenuto ad inviare al medesimo **Gestore**, a pena di decadenza del preventivo di **connessione**, le dichiarazioni sostitutive di atto di notorietà di cui sopra. Il contenuto di tali dichiarazioni sostitutive non può comunque essere riferito ad eventi avvenuti in data successiva a quella entro la quale il **soggetto richiedente** era tenuto ad inviare la dichiarazione.

Il **soggetto richiedente** è tenuto a conservare i documenti necessari ad attestare le informazioni trasmesse al **Gestore** ai sensi del presente paragrafo.

1A.5.5 ***Disciplina delle attività di progettazione ai fini delle autorizzazioni***

1A.5.5.1 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione**, ivi inclusi gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, sia espletato dal **soggetto richiedente** ai sensi del paragrafo [1A.5.6.1](#) nel caso di impianti non sottoposti ad iter unico o del paragrafo [1A.5.7.1](#) nel caso di impianti sottoposti ad iter unico, il medesimo cura tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative ivi compreso il progetto per l'autorizzazione di tali impianti sulla base degli standard tecnici del **Gestore**.

Il **soggetto richiedente** può avvalersi della consulenza del **Gestore** ai fini della predisposizione della documentazione progettuale da presentare in autorizzazione, a fronte del corrispettivo per la predisposizione della documentazione ai fini autorizzativi di cui al paragrafo [1A.5.11.2 lettera \(a\) punto \(ii\)](#), stabilito dal **Gestore** medesimo nel preventivo di **connessione** secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

Il **soggetto richiedente** si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a:

- (a) sottoporre al **Gestore** il progetto **degli impianti di rete per la connessione** e degli interventi sulle reti elettriche esistenti, al fine del rilascio da parte del medesimo del parere di rispondenza ai requisiti tecnici di cui al Codice di Rete, ivi comprese le Regole Tecniche di Connessione di cui alla Sezione 1 B del presente capitolo, prima della sua presentazione alle preposte amministrazioni;
- (b) versare al **Gestore**, contestualmente alla presentazione del progetto degli **impianti di rete per la connessione** di cui al punto a), il corrispettivo di cui al paragrafo 1.A.5.11.2 lettera a) punti i) per le attività di verifica e valutazione connesse al rilascio del parere di rispondenza di cui alla precedente lettera a); tale corrispettivo non è dovuto nel caso in cui il **soggetto richiedente** si avvalga della consulenza del **Gestore** ai fini della predisposizione progettuale da presentare in autorizzazione;
- (c) assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (d) cedere a titolo gratuito l'autorizzazione relativa agli **impianti di rete per la connessione** al **Gestore** per l'espletamento degli adempimenti di propria competenza, ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- (e) versare al **Gestore**, a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e contestualmente alla richiesta della **STMD**, il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** medesima;
- (f) accettare la **STMD** come soluzione minima di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

Nei casi in cui vi sia una pluralità di **soluzioni per la connessione** che interessano il medesimo **impianto di rete per la connessione**, il progetto di tale impianto è definito in stretto coordinamento con il **Gestore**, in appositi tavoli tecnici, nell'ambito dei quali il **Gestore** si adopera per raggiungere, ove possibile, un comune accordo tra i soggetti interessati, al fine della definizione di un unico progetto da presentare alle Amministrazioni competenti.

In seguito alla predisposizione della documentazione di progetto e prima dell'approvazione della stessa da parte del **Gestore**, il **soggetto richiedente** che abbia elaborato il progetto, di comune accordo con i partecipanti al tavolo tecnico, rende disponibile al **Gestore** il progetto medesimo, autorizzandolo altresì alla divulgazione dello stesso ad altri **soggetti richiedenti la connessione** interessati ad utilizzarlo.

Il tempo necessario al **Gestore** per la validazione del progetto degli **impianti di rete per la connessione** e degli interventi sulle reti elettriche esistenti è pari a 60 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della documentazione completa. Con la validazione da parte del **Gestore** del progetto degli **impianti di rete per la connessione** il preventivo di **connessione** si intende confermato dal **Gestore**.

1A.5.5.2 In caso di inosservanza anche parziale degli impegni di cui al paragrafo [1A.5.5.1](#) e in ogni caso, fino alla stipula del **contratto per la connessione**, il **Gestore** non darà seguito alla realizzazione della **connessione**.

1A.5.5.3 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia espletato dal **Gestore**, il medesimo cura il progetto per l'autorizzazione di tali impianti.

Il **soggetto richiedente** si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a:

- (a) sottoporre al **Gestore** il progetto del proprio **impianto di utenza per la connessione** affinché il **Gestore** possa verificarne le modalità di collegamento alla **RTN**;
- (b) versare al **Gestore**, prima dell'avvio delle attività di competenza del **Gestore** medesimo, indipendentemente dall'esito dell'iter autorizzativo, il corrispettivo per l'espletamento da parte del **Gestore** delle procedure autorizzative di cui al paragrafo 1.A.5.11.2. lettera b) per l'espletamento delle procedure autorizzative e per l'elaborazione dei necessari progetti.

1A.5.bis Qualificazione delle unità di produzione in GAUDÌ

Relativamente al sistema **GAUDÌ**, finalizzato, tra l'altro, al monitoraggio delle fasi del processo di **connessione** successive alla conclusione dell'iter autorizzativo, nonché delle attività propedeutiche all'attivazione della **connessione** e all'entrata in esercizio commerciale dell'impianto, il **soggetto richiedente** ha l'obbligo di inserire in **GAUDÌ** le informazioni necessarie a completare la registrazione dell'impianto, secondo le procedure pubblicate sul sito internet del **Gestore**.

1A.5.6 Disciplina per l'autorizzazione nel caso di impianti non sottoposti ad iter unico

- 1A.5.6.1 Nel caso di **connessione di impianti di produzione** di potenza termica non superiore a 300 MW (non sottoposti alla Legge 9 aprile 2002 n. 55) e di **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili (non sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387) ai fini della autorizzazione degli **impianti per la connessione**, il **soggetto richiedente**, all'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione**, ha facoltà di richiedere al **Gestore**, come previsto al paragrafo 1.A.5.3.1.bis lettera b, poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al

conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli **impianti di utenza per la connessione** anche per gli **impianti di rete per la connessione**, ivi inclusi gli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera b\)](#), predisponendo i necessari progetti. In tal caso, il **soggetto richiedente** è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. In tali casi valgono le medesime tempistiche di cui al successivo paragrafo [1A.5.6.2 bis](#).

Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il **Gestore**, a fronte di richiesta del **soggetto richiedente** da formalizzare all'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione**, è tenuto a fornire, entro i successivi 45 giorni lavorativi, senza alcun onere aggiuntivo per il **soggetto richiedente**, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo **soggetto richiedente**, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo.

Il **soggetto richiedente** è tenuto ad aggiornare il **Gestore**, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo indicando la fase del procedimento, dando tempestiva informazione della conclusione positiva o negativa di tali iter.

1A.5.6.2 Nel caso in cui il **soggetto richiedente** non eserciti la facoltà di cui al precedente paragrafo, il **Gestore** espleta la procedura autorizzativa, comunicando in via indicativa i tempi, esclusivamente per gli **impianti di rete per la connessione** e per gli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera b\)](#).

Entro 90 (novanta) giorni lavorativi per **connessioni** in **AT** ed entro 120 (centoventi) giorni per **connessioni** in **AAT**, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo di **connessione** da parte del **soggetto richiedente**, il **Gestore** è tenuto, informando il **soggetto richiedente** stesso, a presentare le eventuali richieste di autorizzazione di propria

competenza e, con cadenza semestrale deve tenere aggiornato il **soggetto richiedente** sullo stato di avanzamento del medesimo iter autorizzativo.

Il corrispettivo per l'espletamento da parte del **Gestore** delle procedure autorizzative, a copertura dei costi sostenuti dal **Gestore**, di cui al successivo paragrafo [1A.5.11.2, lettera b\)](#), è versato dal **soggetto richiedente** al **Gestore** stesso prima della presentazione delle richieste di autorizzazione.

1A.5.6.2 bis Entro 120 (centoventi) giorni lavorativi, per connessioni in **AT**, ovvero entro 180 (centottanta) giorni lavorativi, per connessioni in **AAT**, dalla data di accettazione del preventivo di **connessione**, il **soggetto richiedente** è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'**impianto di produzione**, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, inviando contestualmente al **Gestore** una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione, il **soggetto richiedente** comunica al **Gestore** il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo e, se del caso, del responsabile del procedimento VIA.

Qualora tale dichiarazione non venga inviata al **Gestore** entro le predette tempistiche:

- il **Gestore** sollecita il **soggetto richiedente**

- il **soggetto richiedente**, entro i successivi 30 (trenta) giorni lavorativi, invia al **Gestore** la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro le tempistiche di cui sopra;

- qualora entro i successivi 30 (trenta) giorni lavorativi il **soggetto**

richiedente non invii la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà il preventivo di **connessione** decade.

Inoltre, il **soggetto richiedente** è tenuto a:

- aggiornare il **Gestore**, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo indicando la fase in cui l'iter autorizzativo si trova;
- informare tempestivamente il **Gestore** dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'**impianto di produzione** indicando il termine ultimo entro cui tale **impianto di produzione** deve essere realizzato, ovvero dell'esito negativo del procedimento autorizzativo;
- nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il **soggetto richiedente** richiede al **Gestore** l'attribuzione del Codice POD ai fini della registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di **GAUDÌ**. Ai fini del rilascio del codice POD, la richiesta da presentare al **Gestore**, deve essere corredata dalla seguente documentazione:
 - estremi del **soggetto richiedente** (P.I., C.F., PEC, ecc.);
 - indirizzo fornitura, indirizzo di esazione (se diverso da indirizzo fornitura), indirizzo di sede legale (se diverso da indirizzo di esazione);
 - tensione di collegamento alla **RTN**;
 - **potenza in prelievo richiesta** espressa in kW;
 - **potenza in immissione richiesta** espressa in kW;

- **potenza nominale** dell'impianto;
- fonte di generazione;
- regime commerciale immissione (e.g. cessione totale o parziale).

In esito alla richiesta completa di tali informazioni, il **Gestore** rilascia il codice POD.

1A.5.7 *Disciplina per l'autorizzazione nel caso di impianti sottoposti ad iter unico*

1A.5.7.1 Nel caso di **connessione di impianti di produzione** di potenza termica superiore a 300 MW (sottoposti alla Legge 9 aprile 2002 n. 55) e di **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili (sottoposti al decreto legislativo 29 dicembre 2003 n. 387), il **soggetto richiedente** che si avvalga del procedimento unico espleta direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione oltre che per gli **impianti di utenza per la connessione** anche per gli **impianti di rete per la connessione**, ivi inclusi gli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo 1.A.5.2.1. lettera b) lettera c), ove applicabile, predisponendo i necessari progetti.

In tal caso il **Gestore**, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo di **connessione** è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il **soggetto richiedente**, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo **soggetto richiedente**, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico.

Il parere del **Gestore** è acquisito nell'ambito della Conferenza di Servizi di cui alla legge n. 55/02 e al d.lgs. 387/03.

Il **soggetto richiedente**, anche a fronte di specifica richiesta del **Gestore**,

dovrà richiedere alle Amministrazioni competenti, unitamente al **Gestore** medesimo, la voltura in favore del **Gestore** dell'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio degli impianti per gli adempimenti conseguenti. Entro 120 (centoventi) giorni lavorativi, per **connessioni** in **AT**, ovvero entro 180 (centoottanta) giorni lavorativi, per **connessioni** in **AAT**, dalla data di accettazione del preventivo per la **connessione**, il **soggetto richiedente** è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti (ove previsti), validato dal **Gestore**, inviando contestualmente al **Gestore** una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo. In tale dichiarazione, il **soggetto richiedente** comunica al **Gestore** il tipo di iter autorizzativo seguito, nonché gli estremi e i recapiti del responsabile del procedimento autorizzativo e, se del caso, del responsabile del procedimento VIA.

Qualora tale dichiarazione non venga inviata al **Gestore** entro le predette tempistiche, al netto del tempo necessario al **Gestore** per la validazione del progetto a decorrere dalla data di ricevimento del progetto definito dal **soggetto richiedente**:

- a) il **Gestore** sollecita il **soggetto richiedente**;
- b) Il **soggetto richiedente**, entro i successivi 30 (trenta) giorni lavorativi, invia al **Gestore** la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo entro le tempistiche di cui sopra.
- c) Qualora il **soggetto richiedente** non invii la dichiarazione sostitutiva di cui alla precedente lettera b), il preventivo di **connessione** decade.

Inoltre il **soggetto richiedente** è tenuto a:

- aggiornare il **Gestore**, con cadenza almeno semestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo indicando la fase in cui l'iter autorizzativo si trova;
- informare tempestivamente il **Gestore** dell'ottenimento delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'**impianto di produzione** indicando il termine ultimo entro cui tale **impianto di produzione** deve essere realizzato ovvero dell'esito negativo del procedimento autorizzativo unico.
- nel caso in cui siano state ottenute le autorizzazioni, all'atto della predetta comunicazione, il **soggetto richiedente** richiede al **Gestore** l'attribuzione del Codice POD ai fini della registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di **GAUDÌ**. Ai fini del rilascio del codice POD, la richiesta da presentare al **Gestore** deve essere corredata dalla seguente documentazione:
 - estremi del **soggetto richiedente** (P.I., C.F., PEC, ecc.);
 - indirizzo fornitura, indirizzo di esazione (se diverso da indirizzo fornitura), indirizzo di sede legale (se diverso da indirizzo di esazione);
 - tensione di collegamento alla **RTN**;
 - **potenza in prelievo richiesta** espressa in kW;
 - **potenza in immissione richiesta** espressa in kW;
 - **potenza nominale** dell'impianto;

- fonte di generazione;
- regime commerciale immissione (e.g. cessione totale o parziale).

In esito alla richiesta completa di tali informazioni, il **Gestore** rilascia il codice POD.

1A.5.8 Adempimenti successivi all'ottenimento delle autorizzazioni e conseguenze in caso di mancato ottenimento delle autorizzazioni

1A.5.8.1 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni relative all'**impianto di rete per la connessione** e agli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, il **soggetto richiedente** la connessione richiede al **Gestore** la **STMD**. Tale **STMD** rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli **impianti per la connessione**.

1A.5.8.2 Contestualmente alla presentazione della richiesta della **STMD**, il **soggetto richiedente** è tenuto a:

- versare il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** di cui al paragrafo [1A.5.11.3](#);
- allegare l'attestazione di avvenuta registrazione dell'anagrafica impianto all'interno di **GAUDÌ** rilasciata dal **Gestore** qualora non fosse già stata trasmessa;
- allegare copia dell'autorizzazione conseguita nonché della documentazione progettuale così come benestariata dal **Gestore**, vidimata dall'ente autorizzante.

In assenza di tali condizioni, la **STMD** non può essere rilasciata.

1A.5.8.3 Contestualmente alla presentazione della richiesta della **STMD**, il **soggetto richiedente** conferma o meno l'intendimento di volersi avvalere della facoltà di poter realizzare in proprio, in tutto o in parte, gli **impianti di rete per la connessione**, per gli impianti con riferimento ai quali è prevista tale possibilità.

1A.5.8.4 Il **Gestore** elabora la **STMD** e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente** entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della richiesta. La **STMD** contiene:

- (a) l'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi relativi all'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti necessari al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**;
- (b) le tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e l'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
- (c) i costi di realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** di cui al paragrafo [1A.5.2.1 lettera \(a\)](#);
- (d) i costi degli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo 1.A.5.2.1. lettera b) ad esclusione degli interventi relativi alla **RTN**.

I costi di cui alla precedente lettera c) non potranno superare di più del 20% i costi comunicati con la **STMG**, di cui al paragrafo [1A.5.2.1 punto \(iii\)](#), fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della **STMG** derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

1A.5.8.5 Il termine per l'accettazione della **STMD** da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena decadenza della **STMD** medesima, entro e non oltre 60 (sessanta) giorni dalla comunicazione da parte del **Gestore** della **STMD**.

1A.5.8.6 Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** il suo parere in merito alla richiesta di cui al precedente paragrafo [1A.5.8.3](#), previa verifica del possesso, da parte del **soggetto richiedente**, dei requisiti di idoneità alla realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

1A.5.8.7 Il **Gestore** in accordo con quanto previsto all'art.1 comma 3 della Direttiva **MAP** del 25.06.2003, effettua delle verifiche periodiche sugli **impianti di produzione** di potenza termica superiore a 300 MW autorizzati che risultano in corso di realizzazione o di trasformazione al fine di accertare i tempi previsti per l'entrata in esercizio della nuova potenza, in relazione alle cause di eventuali ritardi. I titolari degli **impianti di produzione**, entro i mesi di maggio e novembre di ciascun anno, sono tenuti ad inviare al **Gestore** un aggiornamento dei programmi cronologici relativi alla realizzazione degli impianti autorizzati.

Il **Gestore** invia al MASE lo stato di avanzamento delle attività realizzative inerenti agli **impianti di produzione** autorizzati, così come rilevati entro i mesi di giugno e dicembre di ciascun anno.

Il **Gestore** ha facoltà di realizzare **soluzioni per la connessione** diverse dalle soluzioni tecniche minime per la **connessione** ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la **connessione**. In tal caso eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima per la **connessione** sono a carico del **Gestore**.

1A.5.8.8 Nel caso in cui il procedimento autorizzativo unico o l'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'**impianto di produzione** abbia avuto esito negativo (ivi inclusi i casi di improcedibilità), a decorrere dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal **soggetto richiedente** o dall'Amministrazione autorizzante:

- il preventivo di **connessione** accettato decade;

- entro i successivi 45 (quarantacinque) giorni lavorativi, il **Gestore** restituisce la parte del corrispettivo di **connessione** versata al momento dell'accettazione del preventivo di **connessione**, maggiorata degli interessi legali maturati.

1A.5.8.9 Nel caso in cui l'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e/o l'iter di autorizzazione per gli interventi sulle reti elettriche esistenti ove previsti, qualora disgiunti dall'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'**impianto di produzione** abbiano avuto esito negativo:

a) Nel caso in cui l'iter sia stato curato dal **Gestore**:

- il **Gestore**, entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento di tale informativa, comunica al **soggetto richiedente** l'avvenuta conclusione dell'iter autorizzativo e il suo esito negativo, richiedendo se debba riavviare l'iter con una nuova **soluzione per la connessione** o procedere ad annullare il preventivo di **connessione** restituendo la parte del corrispettivo di **connessione** versata al momento dell'accettazione del preventivo di **connessione**, maggiorata degli interessi legali maturati;
- entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della precedente comunicazione inviata dal **Gestore**, il **soggetto richiedente** comunica al **Gestore** le proprie valutazioni in merito e, in caso contrario, il preventivo di **connessione** si intende decaduto;
- entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della risposta del **soggetto richiedente**, il **Gestore** dà corso alle richieste;

b) Nel caso in cui l'iter sia stato curato dal **soggetto richiedente**:

- Il **soggetto richiedente**, entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'informativa circa l'esito negativo, comunica al **Gestore** l'avvenuta conclusione, con esito negativo, dell'iter autorizzativo richiedendo una nuova **soluzione per la connessione** o l'annullamento del preventivo di **connessione** con restituzione della parte del corrispettivo di **connessione** versata al momento dell'accettazione del preventivo di **connessione**, maggiorata degli interessi legali maturati;
- entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione da parte del **soggetto richiedente**, il **Gestore** dà corso alle richieste.

1A.5.8.10 Nei casi in cui l'**impianto di rete per la connessione**, o una sua parte, sia condiviso tra più **soggetti richiedenti**, tali **soggetti richiedenti** hanno la facoltà di accordarsi sulla gestione dell'intero iter autorizzativo secondo quanto descritto nella **STMG**, dandone comunicazione al **Gestore**. In caso contrario, il **Gestore** o il **soggetto richiedente** che, per primo, ottiene le necessarie autorizzazioni ne dà comunicazione al **Gestore** ed agli altri **soggetti richiedenti**.

1A.5.8.11 Nei casi in cui l'**impianto di produzione** non venga realizzato entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante, decade anche il preventivo di **connessione** accettato.

1A.5.9 Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione da parte del Gestore

1A.5.9.1 I rapporti tra il **Gestore** ed il **soggetto richiedente** la **connessione**, ai fini dell'erogazione del servizio di **connessione**, sono regolati tramite un apposito **contratto per la connessione**, stipulato preliminarmente all'avvio della fase realizzativa degli **impianti di rete per la connessione**

e sulla base di documentazione idonea a garantire anche il rispetto delle tempistiche di realizzazione di cui alla **STMG**.

- 1A.5.9.2 Nel caso di procedure realizzative a cura del **Gestore**, sempre che ne sussistano i presupposti, lo stesso avvia la procedura per la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**, mediante una delle seguenti modalità:
- (a) realizzazione diretta nel caso di nuove linee, nuove **stazioni elettriche** ed interventi su porzioni di **RTN** esistenti nella titolarità del **Gestore**;
 - (b) affidamento dell'attività di realizzazione al **Titolare della porzione di RTN** interessata dall'intervento.

- 1A.5.9.3 Nel caso di realizzazione diretta di cui al precedente paragrafo [1A.5.9.2 lettera \(a\)](#) i tempi ed i costi per ciascuna soluzione tecnica convenzionale per la **connessione** sono indicati nel documento *“Soluzioni tecniche convenzionali per la connessione alla RTN – Rapporto sui costi e sui tempi di realizzazione degli impianti di rete”* disponibile sul sito web www.terna.it sezione Codice di Rete.

Il **soggetto richiedente**, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione**, invia al **Gestore** la comunicazione di ultimazione lavori, evidenziando che i lavori sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio ivi incluse proroghe concesse dall'ente autorizzante. Tale comunicazione è effettuata tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della predetta dichiarazione, il **Gestore** provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDÌ**.

- 1A.5.9.4 E' consentita, nelle more del completamento degli interventi sulla **RTN** indicati nel preventivo di **connessione**, la possibilità di connettere alla **RTN** l'**impianto di produzione** in modalità di esercizio di carattere

transitorio, qualora lo stato della porzione di **rete** interessata lo consenta, ancorché con possibili limitazioni nella modalità di esercizio.

Resta inteso che:

- la definizione del progetto e la realizzazione degli eventuali interventi che si rendano necessari per consentire la **connessione** transitoria, occorrenti specificamente per la durata della stessa (ivi inclusa l'eventuale installazione di apparecchiature atte a limitare la potenza in immissione a garanzia della sicurezza del **SEN**), nonché l'ottenimento delle ulteriori eventuali autorizzazioni, sono ad esclusivo carico del **soggetto richiedente la connessione**;
- le condizioni e le modalità operative per l'esercizio della **connessione** transitoria sono puntualmente indicate, di volta in volta, dal **Gestore**.

1A.5.9 bis Modalità per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione da parte degli Utenti

1A.5.9 bis.1 Il **Gestore**, salvo il caso di contestazioni o di ricorsi innanzi l'autorità giudiziaria, si impegna a portare a compimento, di norma, entro 30 giorni dall'accettazione della **STMD** da parte del **soggetto richiedente**, la procedura di affidamento diretto ad altri **Titolari della porzione di RTN** interessata, fissando i termini per la realizzazione. Il **Gestore** è esonerato da ogni responsabilità per la mancata o ritardata entrata in servizio dell'**impianto di rete per la connessione** realizzato da altri **Titolari di RTN**.

1A.5.9 bis.2 Il **Gestore**, con riferimento agli impianti per i quali è prevista tale possibilità, previa istanza del **soggetto richiedente**, da presentarsi all'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione** o all'atto della richiesta di **STMD**:

- a) consente al **soggetto richiedente** di realizzare in proprio gli **impianti di rete per la connessione** nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulle reti elettriche esistenti, compatibilmente con le esigenze di sicurezza di funzionamento della **RTN**. Nei casi in cui l'**impianto di rete per la connessione** sia funzionale alla **connessione** di più **soggetti richiedenti**, il **Gestore** valuta la richiesta anche nell'interesse degli altri **soggetti richiedenti**, riservandosi la possibilità di realizzare l'**impianto di rete per la connessione**;
- b) può consentire al **soggetto richiedente** di realizzare gli interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

Il **Gestore**, entro 90 giorni dalla conferma del **soggetto richiedente** dell'intenzione di avvalersi di tale facoltà, invia al **soggetto richiedente** gli elementi necessari alla realizzazione della **connessione** secondo gli standard realizzativi del medesimo **Gestore**.

Nei casi di cui al presente paragrafo, il **Gestore** elabora comunque la **STMD** affinché sia assunta dal **soggetto richiedente** quale **soluzione per la connessione** di riferimento. A seguito dell'accettazione della **STMD**, il **soggetto richiedente** invia al **Gestore** il relativo progetto esecutivo al fine di ottenere dal **Gestore** il parere di rispondenza ai requisiti tecnici. Contestualmente all'invio del progetto esecutivo, il **soggetto richiedente** invia anche la documentazione attestante il pagamento degli oneri di collaudo.

A seguito dell'ottenimento del parere positivo sulla rispondenza del progetto ai requisiti tecnici, il **soggetto richiedente** avvia i lavori.

Il **soggetto richiedente**, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione**, invia al **Gestore**:

- la comunicazione di ultimazione lavori unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di **rete**, evidenziando che i lavori sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio ivi incluse proroghe concesse dall'ente autorizzante. Tale comunicazione è effettuata tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della predetta dichiarazione, il **Gestore** provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDÌ**;
- nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei **servizi ausiliari dell'impianto di produzione**, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro **cliente finale** in cui si attesti in quale tipologia di **Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo ASSPC** rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del **punto di connessione** a seguito del completamento del procedimento di **connessione**. In tali casi, qualora ne ricorrano le condizioni, dovrà essere altresì inviata una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di SEU previa istanza al Gestore Servizi Energetici (GSE).

1A.5.9 bis.3 Qualora l'**impianto di rete per la connessione**, o una sua parte, sia condiviso tra più **soggetti richiedenti**:

- a) i **soggetti richiedenti** che hanno in comune l'**impianto di rete per la connessione**, o una sua parte, sono tenuti ad accordarsi sulla scelta di realizzare in proprio, o meno, la parte condivisa dell'**impianto di rete per la connessione**. Il **Gestore** definisce un tempo massimo per formulare tale richiesta concordata tra le parti, prevedendo che, in caso di mancato accordo, la parte condivisa dell'**impianto di rete per la connessione** viene di norma realizzata dal medesimo **Gestore**;

- b) qualora i **richiedenti** si accordino per la realizzazione in proprio della parte condivisa dell'**impianto di rete per la connessione**, sono tenuti a indicare un referente che costituirà l'unica interfaccia del **Gestore**. In questo caso, il **Gestore** prevede la sottoscrizione di un contratto in cui vengono regolate le tempistiche, i corrispettivi e le responsabilità della realizzazione nel rispetto delle disposizioni di cui al presente Capitolo.

1A.5.9 bis.4 Durante i lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione**, il **soggetto richiedente** provvede, con cadenza almeno trimestrale, ad inviare al **Gestore** un aggiornamento del crono programma di realizzazione dell'**impianto di produzione**, aggiornando in particolare la data prevista di conclusione dei lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione** medesimo.

1A.5.10 *Procedure di comunicazione per l'attivazione della connessione e per l'entrata in servizio dell'impianto di produzione*

La procedura per l'attivazione della **connessione** e l'entrata in servizio dell'**impianto di produzione** si differenzia per:

- a) gli **impianti produzione** che ricadono nell'ambito di applicazione della sezione 1B del presente Capitolo del **Codice di Rete** (cosiddetti "impianti esistenti").

Per questi impianti, terminata la realizzazione dell'**impianto per la connessione**, il **Gestore** invia al **soggetto richiedente** la comunicazione di completamento della realizzazione della **connessione** e di disponibilità all'entrata in esercizio della **connessione**, segnalando gli eventuali ulteriori obblighi a cui il **soggetto richiedente** deve adempiere affinché la **connessione** possa essere attivata;

- b) gli **impianti di produzione** (limitatamente ai **gruppi di generazione**

di tipo C e D connessi alla RTN) che ricadono nell'ambito di applicazione descritto nella sezione 1C.¹ del presente Capitolo 1 del **Codice di Rete** (cosiddetti "impianti nuovi"), la procedura di entrata in esercizio si articola in tre fasi, registrate a cura del **Gestore** nel sistema **GAUDI**²:

- i. la comunicazione di entrata in esercizio («EON») che autorizza l'attivazione della **connessione**, intesa come entrata in esercizio dell'**impianto d'utenza** del gruppo (quindi escludendo il gruppo stesso in assetto di funzionamento di produzione) e dei **servizi ausiliari**. Questa fase è descritta nel paragrafo 1A.5.10.3.1;
- ii. la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»), che autorizza l'attivazione del **gruppo di generazione**, intesa come energizzazione, primo parallelo e funzionamento provvisorio in parallelo con la rete del **gruppo di generazione**. Tale esercizio provvisorio ha la finalità di verificare la conformità del gruppo ai requisiti descritti nella sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di rete**. Questa fase è descritta nel paragrafo 1A.5.10.3.2;
- iii. la comunicazione definitiva di esercizio («FON»), autorizza l'attivazione definitiva del **gruppo di generazione**; questa fase è descritta nel paragrafo 1A.5.10.3.3.

Durante il periodo di funzionamento successivo alla comunicazione FON, di cui al paragrafo 1A.5.10.3.3, qualora il **gruppo di generazione** sia temporaneamente interessato da modifiche

¹ Tra tali impianti, per le finalità di cui alla sezione 1 A del presente Capitolo 1 del Codice di Rete, rientrano anche gli impianti connessi/da connettere alla **rete** sarda. Ciò a condizione che, come previsto nella sezione 1C del presente Capitolo si tratti di impianti nuovi (non connessi alla data di entrata in vigore del relativo Codice Europeo di Connessione; oppure per i quali l'Utente non abbia concluso un contratto finale e vincolante per l'acquisto delle apparecchiature principali entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore del relativo Codice Europeo in materia di connessione) o impianti esistenti, in caso di modifiche significative o rifacimento parziale/totale dell'impianto.

² La funzionalità di registrazione in GAUDI' verrà resa disponibile a valle dei successivi sviluppi informatici.

significative o da perdita di capacità, oppure da anomalie che ne pregiudichino le funzionalità richieste dalle Regole tecniche di Connessione, il **gruppo di generazione** entrerà temporaneamente in un regime di funzionamento cosiddetto limitato, formalizzato tramite la comunicazione LON di cui al paragrafo 1A.5.10.3.4, che verrà registrato e monitorato dal **Gestore**.

Per i casi in cui il servizio di connessione alla **RTN** è stato erogato attraverso una connessione transitoria, qualora il passaggio allo schema di connessione definitivo e l'attivazione del nuovo **impianto di rete per la connessione** richieda delle modifiche impiantistiche alla parte di competenza del **soggetto richiedente**, la procedura di comunicazione di esercizio di cui al presente articolo (e successivi) dovrà essere ripetuta e il **Gestore** valuterà, in funzione delle modifiche impiantistiche richieste, quali nuovi documenti devono essere forniti e quali nuove comunicazioni di esercizio (EON, ION e FON) devono essere emesse.

La procedura di comunicazione di esercizio per la connessione di un "impianto nuovo" si applica a meno di prescrizioni specifiche, alle **Merchant Lines** in **corrente continua**.

Con riferimento ai **gruppi di generazione** di tipo D connessi su **reti** diverse dalla **RTN**, il **Gestore** si coordinerà con il **gestore della rete** a cui il gruppo viene connesso ai fini della procedura per l'attivazione della **connessione** e l'entrata in servizio del gruppo.

1A.5.10.1 Adempimenti a cura del soggetto richiedente per un impianto "esistente"

Ai fini dell'attivazione della **connessione**, il **soggetto richiedente** deve:

- aver stipulato con il **Gestore** il **Regolamento di Esercizio** per la disciplina delle modalità di esercizio del **sito di connessione**, dei rapporti tra le unità operative del **Gestore** ed il personale dell'**Utente**, nonché eventuali soggetti terzi;

- aver stipulato direttamente o anche attraverso l’interposizione di un terzo, il Gestore il contratto per il servizio di dispacciamento;
- aver trasmesso al **Gestore** lo schema unifilare di misura e le schede tecniche di misura relative alle **Apparecchiature di misura (AdM)** installate con riferimento all’**impianto di produzione**;
- aver posto in essere gli adempimenti relativi alla fornitura dell’energia elettrica;
- avere correttamente seguito l’iter procedurale per la **connessione** alla **rete**, secondo quanto indicato al precedente paragrafo [1A.5.1](#);
- avere inviato la comunicazione di ultimazione lavori, resa secondo quanto definito nell’articolo [1A.5.9](#);
- aver trasmesso al **Gestore** una perizia asseverata sottoscritta da un professionista abilitato, recante:
 - una relazione di dimensionamento degli impianti di terra delle opere realizzate dal **soggetto richiedente**;
 - una relazione di prova e verifica in loco degli impianti di terra medesimi, ivi incluse, se del caso, le prove in prossimità dei collegamenti di terra dell’**impianto di utenza per la connessione**;
 - l’attestazione di conformità tra quanto realizzato dal **soggetto richiedente** e quanto autorizzato dalle competenti Amministrazioni;
 - l’attestazione di conformità tra lo stato dell’arte e quanto dichiarato dal **soggetto richiedente** medesimo nello schema unifilare di misura dell’impianto e nelle schede tecniche di misura relative alle AdM installate;
 - l’attestazione di rispondenza fra i dati comunicati dal **soggetto richiedente** in **GAUDÌ** e lo stato dei luoghi, con particolare riferimento alle informazioni relative al **punto di connessione** ed alla taglia degli impianti.

Resta inteso che il **Gestore** potrà richiedere ulteriore documentazione, sulla base di specifiche esigenze.

In caso di modifiche ai dati e alle informazioni della **documentazione di**

connessione, il **soggetto richiedente** è tenuto ad informare tempestivamente il **Gestore**, perché quest'ultimo possa procedere con le eventuali attività di propria competenza. In tali casi, pertanto, il **Gestore** è esonerato da ogni responsabilità derivante dalla mancata o incompleta trasmissione di tali dati ed informazioni.

1A.5.10.2 Adempimenti a cura del Gestore per un impianto “esistente”

1A.5.10.2.1 Ai fini dell'attivazione della **connessione**, il **Gestore** deve:

- a) verificare che siano soddisfatte le condizioni di cui al precedente paragrafo [1A.5.10.1](#);
- b) effettuare una verifica in loco dell'impianto al fine di assicurarsi che quanto dichiarato dal **soggetto richiedente** nello schema unifilare di misura dell'impianto e nelle schede tecniche di misura relative alle AdM installate dal medesimo **soggetto richiedente** corrisponda allo stato dei luoghi;
- c) verificare la corrispondenza fra i dati comunicati dal **soggetto richiedente** in **GAUDÌ**, e lo stato dei luoghi, con particolare riferimento alle informazioni relative al **punto di connessione** e alla taglia dell'impianto.

Al fine di porre in essere le verifiche di cui alle precedenti lettere b) e c), il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** la disponibilità all'esecuzione delle verifiche in loco, dando un'indicazione delle possibili date. Il **soggetto richiedente** è tenuto a riscontrare la comunicazione del **Gestore**, comunicando tempestivamente la data prescelta per le verifiche suddette.

Qualora il **soggetto richiedente** si opponga all'accesso del personale del **Gestore** in sede di attivazione della connessione, quest'ultimo non procede all'attivazione della connessione e sospende il termine per l'attivazione della connessione, dandone comunicazione al **soggetto richiedente** e al GSE nel caso in cui l'impianto di produzione possa

essere ammesso a beneficiare di incentivi.

Il **Gestore**, all'atto dell'attivazione della connessione, redige un verbale di attivazione (o mancata attivazione) della connessione, strutturato in modo tale da assicurare una descrizione puntuale su quanto emerso nel corso della verifica in loco (descrizione delle attività svolte e informazioni essenziali riguardanti l'impianto di produzione).

1A.5.10.2.2 Il **Gestore** effettua le verifiche in loco e successivamente comunica al **soggetto richiedente** l'esito finale del sopralluogo.

1A.5.10.2.3 In caso di esito positivo delle verifiche di cui al punto precedente, il **Gestore** consente il primo parallelo dell'impianto ed attiva la **connessione**.

A seguito della **connessione** dell'impianto alla **RTN** il **soggetto richiedente** acquisisce il diritto ad immettere/prelevare energia elettrica nella/dalla **RTN** nei limiti della **potenza di connessione** e nel rispetto:

- del contratto per la connessione;
- delle Regole tecniche di connessione stabilite dal **Gestore**;
- delle condizioni tecnico ed economiche di accesso ed interconnessione alla **rete** stabilite dall'**Autorità**;
- delle Regole di dispacciamento;
- degli altri obblighi posti a carico dell'**Utente** e contenuti nel Codice di Rete.

All'atto dell'attivazione della **connessione**, il **soggetto richiedente** dovrà sottoscrivere un'apposita dichiarazione in cui prende atto che l'**impianto di utenza per la connessione** è connesso alla **RTN**.

1A.5.10.3 Procedura di attivazione della connessione e entrata in esercizio di un "impianto nuovo".

1A.5.10.3.1 Comunicazione di entrata in esercizio (EON)

Una EON (comunicazione di entrata in esercizio) autorizza il **soggetto richiedente** a mettere sotto tensione la sua rete interna e i servizi ausiliari senza possibilità per il **gruppo di generazione (Merchant Lines in corrente continua)** di immettere (scambiare) energia in (con la) **RTN**.

Ai fini dell'ottenimento della EON, il **soggetto richiedente** deve aver completato le attività previste nel **contratto per la connessione** e deve aver svolto le seguenti attività tra cui:

- i. la comunicazione al **Gestore** della conclusione dei lavori di realizzazione dell'**impianto per la connessione** a suo carico. In tale comunicazione, il **soggetto richiedente** deve fornire la perizia asseverata di conformità degli impianti comprensiva dell'esito delle verifiche dell'impianto di terra e delle certificazioni di conformità degli impianti alle normative in materia di sicurezza;
- ii. aver sottoscritto e trasmesso al **Gestore** lo schema unifilare di misura e la scheda tecnica di misura relative alle **Apparecchiature di misura (AdM)** installate con riferimento al **gruppo di generazione** come concordate con il **Gestore** stesso. A tal fine almeno sei mesi prima della data prevista di attivazione delle infrastrutture di connessione del **gruppo di generazione**, il **soggetto richiedente** deve trasmettere al **Gestore** tutti i dati tecnici e le informazioni utili per la redazione della scheda tecnica di misura;
- iii. aver posto in essere tutti gli adempimenti necessari per ottemperare al requisito di visibilità del **gruppo di generazione**. A tal fine, almeno nove mesi prima della data prevista di energizzazione delle infrastrutture di connessione del **gruppo di generazione** (ed in ogni caso in tempo utile per il completamento della connessione al sistema di controllo, in funzione delle caratteristiche specifiche del sito), il **soggetto richiedente** è tenuto a richiedere l'attivazione dei vettori di comunicazione per la

telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte del **Gestore** e per il telescatto, ove ne sia richiesto l'adempimento, in conformità all'Allegato 13 al **Codice di Rete**;

- iv. aver stipulato, direttamente o tramite l'interposizione di un terzo, il contratto per la fornitura dell'energia elettrica prelevata oppure nel caso di accesso al regime previsto dalla delibera **ARERA** 109/2021, aver ottenuto la relativa abilitazione da parte del **Gestore**;
- v. aver stipulato con il **Gestore** il **Regolamento di Esercizio** per la disciplina delle modalità di esercizio del **sito di connessione**, dei rapporti tra le unità operative del **Gestore** ed il personale dell'**Utente**, nonché eventuali soggetti terzi;
- vi. aver trasmesso al Gestore i dati tecnici dell'impianto in ottemperanza alle prescrizioni di cui all'Allegato A.65;
- vii. aver implementato il piano di taratura delle protezioni fornito dal **Gestore**;
- viii. aver condiviso con il **Gestore** un programma di prova per la prima messa in tensione con la definizione del personale autorizzato dal **soggetto richiedente** per lo svolgimento delle prove stesse.

Una volta completate le attività di cui ai punti precedenti, il **soggetto richiedente** richiede al **Gestore** il rilascio della EON.

Il **Gestore**, completate le opere di connessione a suo carico e verificata la completezza delle informazioni pervenute, emette la comunicazione EON e provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDÌ**.

Qualora le prove di prima messa in tensione della connessione non

vadano a buon fine, il **soggetto richiedente** comunicherà le anomalie riscontrate e procederà con una nuova richiesta di emissione di comunicazione EON, appena risolte le anomalie riscontrate.

1A.5.10.3.2 Comunicazione di esercizio provvisorio (ION)

Una ION autorizza il **soggetto richiedente** a gestire l'impianto e a produrre energia utilizzando la connessione alla rete per un periodo di tempo limitato. La comunicazione ION autorizza il **soggetto richiedente** ad effettuare l'energizzazione e il primo parallelo del **gruppo di generazione** (unità di conversione HVDC nel caso di **Merchant Lines** in **corrente continua**) e ad esercire il **gruppo di generazione** (stazione di conversione HVDC nel caso di **Merchant Lines** in **corrente continua**) con lo scopo principale di dimostrare la sua conformità ai requisiti di cui alla sezione 1B del presente Capitolo del **Codice di Rete**;

Per ottenere la comunicazione ION, il **soggetto richiedente** deve preliminarmente:

- i. aver ottenuto dal **Gestore** la comunicazione EON;
- ii. aver comunicato al **Gestore** il completamento delle opere di realizzazione del **gruppo di generazione**, con dichiarazione di atto notorio secondo quanto previsto nel paragrafo 1A.5.9;
- iii. aver aggiornato, se necessario, il **Regolamento di Esercizio** per il funzionamento in parallelo con la rete, nelle parti modificate rispetto alla comunicazione EON;
- iv. aver trasmesso al **Gestore** gli ulteriori dati tecnici dell'impianto previsti nell'Allegato A.65 ai fini dell'ottenimento della ION;
- v. aver consentito al **Gestore** la verifica in loco dell'impianto al fine di assicurarsi che quanto dichiarato dal **soggetto richiedente** nello schema unifilare di misura dell'impianto e nelle schede tecniche di misura relative alle AdM installate dal medesimo **soggetto richiedente** corrisponda allo stato dei luoghi;
- vi. aver stipulato, direttamente o tramite un terzo, il contratto di

- dispacciamento in immissione;
- vii. aver trasmesso al **Gestore** i modelli di simulazione dell'impianto (gruppo di generazione, stazione di conversione e sistema HVDC nel caso di **Merchant Lines**) come specificato nella sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete**;
 - viii. aver eseguito e trasmesso al **Gestore** le simulazioni che dimostrano le prestazioni attese in regime stazionario e dinamico, come specificato nella sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete**;
 - ix. aver concordato con il **Gestore**, con almeno un mese di anticipo rispetto all'inizio previsto per le prove, un programma con il gruppo a carico durante l'esercizio provvisorio e relative a:
 - Prove reali a carico per la telelettura dei contatori di misura;
 - Prove reali a carico per la telelettura delle misure e dei segnali finalizzati al controllo da parte del **Gestore**;
 - Prove reali a carico di telescatto ove richiesto l'adempimento;
 - x. aver concordato con il Gestore un programma di prove da effettuare durante la fase di ION. Tali prove consistono nelle prove di conformità come specificato nel capitolo 1C del **Codice di Rete**;
 - xi. aver fornito eventuali ulteriori documentazioni richieste dal **Gestore**.

Una volta completate le attività di cui ai punti precedenti, il **soggetto richiedente** richiede al **Gestore** il rilascio della ION.

Il **Gestore**, valutata positivamente la documentazione fornita, emette la comunicazione ION e provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDÌ**.

In merito a specifiche tempistiche e proroghe per il rilascio della ION si applica quanto segue:

- a) La validità della comunicazione ION rilasciata dal **Gestore** non può essere superiore ai 18 mesi. Durante il periodo di validità della ION, il **soggetto richiedente** è tenuto ad effettuare le prove secondo il programma concordato;

Le prove di conformità indicate sopra (alinea x) dovranno essere eseguite in conformità a quanto previsto nelle Regole tecniche di connessioni e nell'Allegato A.18 e sotto la sorveglianza e responsabilità di un apposito organismo certificatore, accreditato secondo la norma CEI UNI EN ISO/IEC 17065 ad emettere certificati sui gruppi di generazione.

In caso di mancata esecuzione o esito negativo di una delle prove indicate precedente alinea x del presente paragrafo, il **soggetto richiedente** dovrà sottoporre al **Gestore** un programma temporale aggiornato delle prove entro due settimane dalla data prevista per la ripetizione della prova. In ogni caso, la risoluzione dei problemi riscontrati sarà a totale carico del **soggetto richiedente**.

- b) Entro 30 giorni dal termine di scadenza della comunicazione ION, e concluse tutte le attività previste (con particolare riferimento alle prove di conformità), il **soggetto richiedente** dovrà quindi trasmettere al **Gestore**, i seguenti documenti:
- i. dichiarazione di conformità rilasciata dal Costruttore/installatore, attestante:
 - il rispetto dei requisiti tecnici di cui alle Regole tecniche di connessione (sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete**);
 - l'installazione di componenti e materiali costruiti a regola d'arte, certificati e adatti al luogo di installazione;
 - la conformità del gruppo ai fini della sicurezza e delle funzionalità;
 - ii. rapporto sulle modalità di esecuzione delle prove di conformità;
 - iii. rapporto di verifica sull'esito delle prove compilato dall'Istituto Accreditato;
 - iv. aggiornamento dei modelli di simulazione presentati durante la fase di richiesta della ION sulla base dell'esito delle prove.

Nel caso in cui il **Gestore**, valutata la documentazione ricevuta, accerti una non conformità rispetto a uno o più requisiti tecnici di connessione:

- su richiesta del **soggetto richiedente**, il **Gestore** concorda con il

medesimo una proroga della ION per consentire il proseguimento della procedura per il raggiungimento della piena conformità del gruppo. In tal caso il **soggetto richiedente** deve dimostrare di aver compiuto sostanziali progressi rispetto al programma iniziale e di avere la capacità di raggiungere la piena conformità del gruppo; oppure

- Il **soggetto richiedente** richiede una deroga rispetto all'applicazione del requisito di connessione per il quale non sia possibile raggiungere la piena conformità. In tale ultimo caso si applica quanto previsto nel Capitolo 14 del **Codice di Rete**.

1A.5.10.3.3 **Comunicazione definitiva di esercizio (FON)**

Una FON autorizza il **soggetto richiedente** ad utilizzare la connessione alla rete e autorizza a immettere (scambiare, nel caso di **Merchant Lines** in corrente continua) energia avendo assolto gli obblighi previsti nelle fasi precedenti descritte nei paragrafi **1A.5.10.3.1** e **1A.5.10.3.2**, fatto salvo quanto previsto dall'articolo **1A.5.10.3.4**.

Entro il termine di validità della comunicazione ION, il **Gestore**, qualificato il gruppo alla partecipazione al **Mercato dell'energia** e verificata positivamente la documentazione fornita e la conformità del gruppo (ad eccezione di eventuali deroghe concesse in conformità a quanto previsto nel Capitolo 14 del **Codice di Rete**), rilascia la comunicazione FON e provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDÌ**. Nel caso di non conformità del gruppo se non viene concessa la deroga, il **Gestore** ha la facoltà di negare l'autorizzazione al funzionamento del gruppo finché il **soggetto richiedente** non abbia risolto l'incompatibilità e, il **Gestore**, lo consideri conforme alle Regole Tecniche di Connessione di cui alla sezione 1C del presente Capitolo.

1A.5.10.3.4 **Comunicazione di esercizio limitato per un “impianto nuovo”**

Nel caso in cui un **gruppo di generazione**, per il quale già sia stata

rilasciata la comunicazione FON, è temporaneamente interessato da problematiche che pregiudichino il rispetto dei requisiti tecnici previsti alla sezione 1C del presente Capitolo, l'**utente** è tenuto a darne tempestiva informativa a **Gestore**. Tale informativa, oltre alla descrizione precisa della natura del problema riscontrato, dovrà riportare anche la tempistica stimata per la sua risoluzione e per il rientro in condizioni normali d'esercizio del gruppo.

Nel caso in cui la tempistica della risoluzione del problema sia superiore a tre mesi, l'**utente** richiede al **Gestore** il rilascio di una LON. La richiesta della LON da parte del **utente** dovrà essere accompagnata da una descrizione della soluzione prevista per la risoluzione dell'anomalia riscontrata. Il **Gestore**, valutata positivamente la documentazione ricevuta, emetterà la comunicazione LON. Durante il periodo di validità della LON, la FON è sospesa.

Una LON contiene le seguenti informazioni, che sono chiaramente individuabili:

- i. le questioni irrisolte che giustificano il rilascio della LON;
- ii. le responsabilità e i tempi attuativi per la soluzione prevista;
- iii. un periodo massimo di validità non superiore a 12 mesi. Il periodo concesso inizialmente può essere più breve e prorogabile subordinatamente alla valutazione positiva, da parte del **Gestore**, di elementi presentatigli a dimostrazione di progressi sostanziali compiuti verso la piena conformità;
- iv. le prove di conformità che l'**utente** dovrà eseguire per dimostrare la risoluzione della disfunzione;

Entro il termine di validità della LON, l'**utente** fornirà adeguata documentazione (e certificazione qualora richiesta) sugli esiti delle prove eseguite post-risoluzione del problema e aggiornerà, se del caso, i dati forniti al **Gestore** in ottemperanza all'Allegato A.65.

Un'ulteriore proroga del periodo di validità della LON può essere concessa in caso di richiesta di deroga presentata in conformità a quanto previsto al Capitolo 14 del **Codice di Rete**.

Se al termine del periodo di validità della LON, il problema non è stato risolto, il **Gestore** può rifiutare di autorizzare il funzionamento del **gruppo di generazione**.

1A.5.10.bis Voltura della pratica di connessione

1A.5.10.bis.1 Il soggetto che vuole acquisire una pratica di **connessione** in corso di validità può, in una qualsiasi fase dell'iter di **connessione**, richiedere la voltura della pratica al **Gestore**, secondo quanto di seguito precisato.

La richiesta di voltura di una pratica di **connessione** deve essere redatta in forma di dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Essa deve contenere:

- a. il codice di rintracciabilità della pratica di **connessione** oggetto di voltura;
- b. il codice CENSIMP dell'**impianto di produzione** a cui la pratica di **connessione** da volturare si riferisce, qualora l'impianto sia stato già registrato sul sistema **GAUDÌ**;
- c. la tipologia di voltura vale a dire:
 1. modifica del solo soggetto richiedente, se diverso dal **produttore** associato all'**impianto di produzione** oggetto della pratica di **connessione**;
 2. modifica del solo **produttore** associato all'**impianto di produzione** oggetto della pratica di **connessione**, se diverso dal richiedente;
 3. modifica di entrambi i soggetti di cui ai precedenti punti. Rientrano in tale fattispecie anche le volture in cui il **richiedente** e il **produttore** coincidono.
- d. la data a decorrere dalla quale si richiede che la voltura abbia effetto;
- e. i dati identificativi del soggetto subentrante e del soggetto cedente. A tal fine la domanda dovrà contenere almeno i dati di cui al paragrafo 1. A.5.3. lett. bb) e cc), di entrambi i soggetti;
- f. nei casi di modifica del solo **soggetto richiedente**, copia del mandato

- con rappresentanza rilasciato dal **produttore** al soggetto subentrante (nuovo richiedente);
- g. nei casi di modifica del solo **produttore**, copia del mandato con rappresentanza rilasciato dal **produttore** subentrante al **soggetto richiedente**;
 - h. la dichiarazione del soggetto subentrante di:
 - aver preso visione e di accettare tutte le condizioni previste nella documentazione già sottoscritta dal soggetto cedente;
 - avere la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica;
 - avere la titolarità degli atti autorizzativi (da allegare alla dichiarazione medesima) inerenti la pratica in oggetto già rilasciati dalle competenti autorità;
 - i. la dichiarazione del soggetto cedente recante il nulla osta necessario per poter concludere positivamente la voltura a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura e concordata con il subentrante;
 - j. la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo a copertura degli oneri amministrativi previsto dall'articolo 28, comma 28.1, del Testo Integrato Connessioni.

1A.5.10.bis.2 Il **Gestore**, entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di voltura verifica che ci sia corrispondenza nei propri sistemi tra i dati risultanti dalla richiesta di voltura e quelli in proprio possesso, che la richiesta di voltura sia conforme a quanto previsto dal precedente paragrafo 1A.5.10.bis.1 e contenga tutte le informazioni sopra indicate. In caso di esito positivo di tali verifiche, il **Gestore**, nel medesimo termine di 10 giorni:

- comunica al soggetto subentrante, che il processo di voltura della pratica di **connessione** si è concluso positivamente e che, a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura di cui alla lettera d) del paragrafo 1A.5.10.bis.1, questi acquisisce la titolarità della pratica;

- comunica al soggetto cedente che, con effetti a decorrere dalla data indicata nella richiesta di voltura di cui alla lettera d) del paragrafo 1A.5.10.bis.1, la pratica di **connessione** oggetto di voltura non è più nella sua titolarità;
- aggiorna nel sistema **GAUDÌ**, nei casi di modifica del solo **produttore** e nei casi in cui si modifichino sia il **soggetto richiedente** sia il **produttore**, l'anagrafica del **produttore** subentrante e l'associazione di tale anagrafica con quella dell'**impianto di produzione** oggetto della pratica di **connessione** volturata a decorrere dalla data da cui ha effetti la voltura.

In caso di esito negativo delle verifiche, il **Gestore**, entro il medesimo termine di 10 giorni, comunica al soggetto subentrante e al soggetto cedente l'esito delle verifiche effettuate, specificando i motivi dell'esito negativo.

1A.5.11 ***Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione***

1A.5.11.1 All'atto della presentazione della **richiesta di connessione**, il **soggetto richiedente** è tenuto a versare al **Gestore** il corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** nella misura fissa di 2.500 euro (IVA esclusa).

1A.5.11.1bis All'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione** il **soggetto richiedente** è tenuto a versare al **Gestore** una quota pari al 30% del corrispettivo di **connessione** di cui al paragrafo 1 A.5.11.4.

1A.5.11.2 Successivamente all'accettazione del preventivo di **connessione** il **soggetto richiedente** è tenuto a versare al **Gestore** i seguenti corrispettivi indicati dal **Gestore**, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, nel preventivo di **connessione**:

- (a) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete**

per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti sia espletato dal **soggetto richiedente**:

- i. un corrispettivo per le attività di verifica e valutazione ai fini del rilascio del parere di rispondenza del progetto ai requisiti tecnici di cui al Codice di Rete, ivi comprese le Regole tecniche di connessione di cui al presente capitolo, prima della sua presentazione alle preposte amministrazioni, qualora tale progetto sia elaborato dal **soggetto richiedente**, ovvero
 - ii. un corrispettivo per la predisposizione della documentazione ai fini autorizzativi qualora il **soggetto richiedente** si avvalga della consulenza del **Gestore**. Nel caso di **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili e di **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, tale corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal **Gestore** per la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo del solo **impianto di rete per la connessione**;
- (b) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione **degli impianti di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti non sia espletato dal **soggetto richiedente**, un corrispettivo per l'espletamento da parte del **Gestore** delle procedure autorizzative e per l'elaborazione dei necessari progetti. Tale corrispettivo è versato dal **soggetto richiedente** al **Gestore** stesso, prima dell'avvio delle attività di gestione dell'iter autorizzativo. Nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e di **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, tale corrispettivo è limitato ai costi sostenuti dal **Gestore** per l'iter autorizzativo del solo **impianto di rete per la connessione**.

1A.5.11.3 Contestualmente alla richiesta della **STMD**, il **soggetto richiedente** è tenuto a versare al **Gestore** il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD**

che è determinato in base alla tipologia degli impianti:

- (a) **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento:

<i>Quota fissa</i>	<i>Quota</i>	<i>Limite massimo</i>
2.500 euro	<i>variabile</i>	50.000 euro
	0,5 €/kW	

Per il calcolo della quota variabile, la potenza a cui fare riferimento, è la potenza ai fini della connessione.

- (b) **Impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili e le **centrali ibride** che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8 comma 6 del decreto legislativo n. 387/03: per tali tipologie di impianti, il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** è ridotto del 50% rispetto al valore riportato alla lettera a). Anche il limite massimo indicato nella medesima lettera è corrispondentemente ridotto del 50%.
- (c) **Impianti cogenerativi ad alto rendimento**: per tale tipologia di impianto il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD**, di cui al punto lettera a), è ridotto del 20% rispetto al valore riportato alla lettera a). Il limite massimo indicato nella medesima lettera è corrispondentemente ridotto del 20%.

1A.5.11.4 In seguito all'accettazione della **STMD** il **soggetto richiedente** è tenuto al pagamento del 70% del corrispettivo di **connessione**, secondo quanto previsto nel **contratto per la connessione**.

Il corrispettivo di **connessione** è determinato tenendo conto:

- i. della tipologia degli impianti da connettere (suddivisi nelle categorie di cui al paragrafo [1A.5.11.3](#) lettere a, b e c);
- ii. del costo di realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** e, ove applicabile, degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti ad esclusione degli interventi relativi alla **RTN**.
- iii. del valore della potenza massima convenzionale di esercizio in condizioni normali di funzionamento definito, sulla base del livello di tensione delle soluzioni tecniche convenzionali per la **connessione** di cui al paragrafo [1A.4](#), nella tabella seguente;

<i>Livello di tensione (kV)</i>	<i>Potenza massima convenzionale (kVA)</i>
380	1.777.000
220	476.000
150	325.000
132	286.000
36	100.000

Potenza convenzionale ai fini del calcolo del corrispettivo di connessione

- (a) Per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento: il corrispettivo di **connessione** è pari ai costi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti ad esclusione degli interventi relativi alla **RTN**.
- (b) Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e le centrali ibride che rispettano le condizioni di cui all'articolo 8 comma 6 del decreto legislativo n. 387/03: il corrispettivo di **connessione** è pari al prodotto

tra:

- i. il maggiore valore tra zero e la differenza tra i costi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e il parametro soglia di cui alla Tabella 1

e

- ii. il rapporto tra la **potenza ai fini della connessione** e la potenza massima convenzionale di esercizio dell'**impianto di rete per la connessione**.

<i>Plc</i>	100.000 €/km
<i>(parametro per linea in cavo)</i>	<i>(fino a un massimo di 1 km)</i>
<i>Pla</i>	40.000€/km
<i>(parametro per linea aerea)</i>	<i>(fino a un massimo di 1 km)</i>

Tabella 1

Nel caso di composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea.

- (c) per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento** il corrispettivo di **connessione** è pari al prodotto tra:
 - i. i costi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e
 - ii. il rapporto tra la **potenza ai fini della connessione** e la potenza

massima convenzionale di esercizio dell'**impianto di rete per la connessione**.

1A.5.11.4bis Nel caso di **centrali ibride** per le quali siano stati applicati il medesimo corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** e il medesimo corrispettivo di **connessione** applicati agli **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili, il **soggetto richiedente** trasmette al **Gestore**, oltre che al **GSE** annualmente, fino al terzo anno solare incluso successivo all'anno di entrata in esercizio, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà recante l'eventuale attestazione del rispetto, o meno, delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03 sulla base dei dati reali di **esercizio**. Per ogni anno in cui non siano soddisfatte le condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, il **soggetto richiedente** versa al **Gestore**

- il 30% della differenza tra il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento di cui al paragrafo [1A.5.11.3 lettera a\)](#) e il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili di cui al paragrafo [1A.5.10.3 lettera b\)](#);
- il 30% della differenza tra il corrispettivo di **connessione** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento di cui al paragrafo [1A.5.11.4. lettera a\)](#) e il corrispettivo di **connessione** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili di cui al paragrafo [1A.5.11.4. lettera b\)](#).

Per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, il **soggetto richiedente** è tenuto a trasmettere al **Gestore**, oltre che al **GSE**, annualmente, fino al terzo anno solare successivo a quello in cui l'impianto entra in **esercizio**, una comunicazione annuale analoga a quella di cui all'articolo 8, comma 2,

del decreto ministeriale 5 settembre 2011, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo di ciascuna delle sezioni che costituiscono l'**impianto di produzione**. Per ogni anno solare in cui almeno una sezione non risulti cogenerativa ad alto rendimento, sulla base dei dati a consuntivo, il **soggetto richiedente** versa al **Gestore**:

- - il 25% della differenza tra il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento di cui al [1A.5.11.3. lettera a\)](#) e il corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** previsto per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento** di cui al [1A.5.11. 3. lettera c\)](#);
- il 25% della differenza tra il corrispettivo di **connessione** previsto per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento di cui al paragrafo [1A.5.11.4. lettera a\)](#) e il corrispettivo di **connessione** previsto per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento** di cui al paragrafo [1A.5.11.4. lettera c\)](#).

1A.5.11.5 Per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili e per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, nei casi in cui la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti sia espletata dal **soggetto richiedente**, il **Gestore**, non prima dell'attivazione della prima **connessione** all'impianto di rete oggetto di acquisizione da parte del **Gestore**, previa stipula dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, restituisce al **soggetto richiedente** la parte del corrispettivo di **connessione** eventualmente già versato dal medesimo **soggetto richiedente**, maggiorato degli interessi legali. Inoltre, in tali casi, il **Gestore** versa al **soggetto richiedente** un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo medio di realizzazione delle opere realizzate dal **soggetto richiedente - impianto di rete per la connessione** e/o gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti - e il corrispettivo di

connessione di cui al paragrafo [1A.5.11.4](#) lettere b) o c). Il costo medio di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e/o degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti è convenzionalmente definito dal **Gestore** e indicato nella **STMD**. Le condizioni di pagamento di tale corrispettivo, che prevedono in ogni caso tempistiche non superiori a 5 anni dalla definizione della **STMD**, sono definite nel **contratto per la connessione**. In caso di ritardo, si applicano gli interessi legali.

1A.5.11.6 Per gli **impianti di produzione** alimentati da fonti rinnovabili e per gli **impianti cogenerativi ad alto rendimento**, il **soggetto richiedente** che realizza gli **impianti di rete per la connessione** e/o gli interventi sulle reti elettriche esistenti è tenuto a pagare, anche in caso di esito negativo, i costi per il collaudo e la conseguente accettazione a cura del **Gestore** medesimo secondo modalità indicate nel **contratto per la connessione**.

Tipologia di corrispettivo	Quando deve essere corrisposto
Corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di connessione	All'atto della richiesta di connessione
Corrispettivo per la modifica del preventivo di connessione	All'atto della richiesta di modifica del preventivo di connessione, se tale richiesta è effettuata dal soggetto richiedente

Corrispettivo per le attività di verifica e valutazione ai fini del rilascio del parere di rispondenza del progetto ai requisiti tecnici di cui al Codice di rete	All'atto della presentazione al Gestore del progetto degli impianti di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, nei casi in cui il soggetto richiedente non si avvalga della consulenza del Gestore per la predisposizione della documentazione progettuale da presentare ai fini del relativo procedimento autorizzativo
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Corrispettivo per la predisposizione da parte del Gestore della documentazione ai fini autorizzativi	Successivamente all'accettazione del preventivo di connessione, se il soggetto richiedente si avvale della consulenza del Gestore per la predisposizione della documentazione progettuale da presentare ai fini del procedimento autorizzativo degli impianti di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti
Corrispettivo per l'espletamento da parte del Gestore delle procedure autorizzative	Successivamente all'accettazione del preventivo di connessione, nei casi in cui il procedimento autorizzativo degli impianti di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti sia espletato dal Gestore
Corrispettivo per l'elaborazione della STMD	All'atto della richiesta della STMD
Corrispettivo di connessione	All'atto di accettazione del preventivo di connessione (30%) e all'atto di accettazione della STMD (70%)

Elenco dei corrispettivi previsti dalla procedura per la connessione di impianti di produzione e merchant lines

1A.5.12 Modalità per le comunicazioni e per i pagamenti - disposizioni generali

1A.5.12.1 Le **richieste di connessione** e ogni altra comunicazione intercorrente fra il **Gestore** e il **soggetto richiedente** sono inviate tramite l'apposito portale informatico disponibile sul sito internet del **Gestore**.

1A.5.12.2 Il **Gestore**, se necessario, ha facoltà di chiedere, in una qualsiasi fase del procedimento di **connessione**, ulteriori chiarimenti e/o documentazione specifica al **soggetto richiedente**. In tal caso rimangono sospesi i termini previsti dal procedimento fino alla data di ricevimento di quanto richiesto. Inoltre, nel caso in cui il **Gestore** ritenga che talune **richieste di**

connessione necessitino di particolari studi e di approfondimenti, il **Gestore** medesimo provvede a comunicare per iscritto al **soggetto richiedente** il differimento dei tempi di risposta, fornendone opportuna motivazione.

1A.5.12 .4 In tutti i casi in cui le **richieste di connessione** siano rigettate o decadute, l'inoltro di una nuova **richiesta di connessione** comporta la presentazione ex novo di tutta la documentazione nonché di un ulteriore versamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di **connessione** previsto al paragrafo 1.A.5.11.1. In tal caso, il **Gestore** attribuisce un diverso numero identificativo alla **richiesta di connessione**.

1A.5.13 *Indennizzi automatici*

1A.5.13.1 Qualora il preventivo di **connessione** o la **STMD** non vengano resi disponibili rispettivamente nei tempi di cui al paragrafo 1.A.5.2.1. e al paragrafo [1A.5.8.4](#) ovvero non vengano rispettate le tempistiche previste all'articolo 35 del **TICA** con riferimento alle modalità di coordinamento tra **gestori di rete** nel caso in cui la **connessione** venga effettuata alla rete gestita dal **gestore di rete** a cui è presentata la **richiesta di connessione**, comportando interventi su reti gestite da altri **gestori di rete**, il **Gestore**, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al **soggetto richiedente** o a soggetti terzi, è tenuto a corrispondere al **soggetto richiedente** un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

1A5.13.2 Gli indennizzi automatici sono corrisposti dal **Gestore** al **soggetto richiedente** entro 30 (trenta) giorni dalla data di effettuazione della prestazione richiesta per la quale è stato riscontrato un ritardo. In caso di mancata corresponsione dell'indennizzo automatico da parte del **Gestore** entro le predette tempistiche, l'indennizzo automatico da erogare è aumentato di 10 euro per ogni giorno lavorativo di ritardo. Se il ritardo nell'erogazione dell'indennizzo supera i 90 (novanta) giorni solari,

l'indennizzo automatico da erogare è aumentato di 40 euro per ogni giorno lavorativo di ritardo.

1A.5.13.3 Le conseguenze del ritardo nella realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti sono disciplinate nel **contratto per la connessione**.

1A.5.14 *Modelli e fac-simili*

1A.5.14.1 Le **richieste di connessione**, l'accettazione delle soluzioni tecniche minime per la **connessione**, i conseguenti impegni contrattuali da parte del **soggetto richiedente** e le fideiussioni e, in generale, la documentazione di **connessione**, devono essere conformi ai modelli resi disponibili dal **Gestore** sul proprio sito internet.

1A.5.15 *Coordinamento fra Gestori*

1A.5.15.1 Qualora, per la gestione di una **richiesta di connessione**, sia necessario il coordinamento con altri **gestori di rete** e, in particolare, qualora:

- la **connessione** debba essere effettuata a una **rete** diversa dalla **rete** gestita dal **gestore di rete** a cui è presentata la **richiesta di connessione** e/o;
- la **connessione** venga effettuata alla **rete** gestita dal **gestore di rete** a cui è presentata la **richiesta di connessione**, comportando interventi su **reti** gestite da altri **gestori di rete**;

il **Gestore** attua opportune forme di coordinamento con altri **gestori di rete**, secondo procedure concordate tra i gestori stessi, nel rispetto di quanto previsto agli articoli 34 e 35 del **TICA** e pubblicate sul sito internet del **Gestore** stesso al seguente indirizzo <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/connessione-rete/coordinamento-gestori-rete>. Nel caso di

connessioni a **reti** gestite da soggetti diversi ed utilizzate dal **Gestore**, il servizio di **connessione** è erogato dal **Gestore**, in coordinamento con i **gestori di rete** delle predette **reti**, sulla base di apposite convenzioni ai sensi dell'articolo 2.3 del **TICA**.

1A.5.16 **Open season**

1A.5.16.1 Per le aree incluse nell'elenco delle aree critiche, il **Gestore** può prevedere l'attivazione dell'open season di ampiezza semestrale per le **richieste di connessione**. In tali casi, le tempistiche previste in relazione alla messa a disposizione del preventivo di **connessione** e/o le tempistiche in relazione al coordinamento fra **gestori di rete** di cui al precedente paragrafo decorrono dal giorno lavorativo successivo a quello di chiusura dell'open season, come pubblicato dal **Gestore**. Il **Gestore**, previa comunicazione all'**Autorità**, pubblica con almeno un mese di anticipo la data di inizio e la data di conclusione dell'open season. L'anticipo di un mese non è necessario qualora, a seguito della chiusura dell'open season precedente, la medesima area risulti ancora critica.

1A.5.17 **Riepilogo delle ipotesi di decadenza del preventivo**

1A.5.17.1 Di seguito sono riepilogati i casi di decadenza del preventivo di **connessione** o di mancato perfezionamento dell'accettazione del preventivo di **connessione** stesso, già riportati nel presente capitolo.

Il preventivo di **connessione** cessa di validità, in tutto o in parte, nei seguenti casi:

- a. mancata accettazione del preventivo di **connessione** entro il termine di validità dello stesso (120 giorni dalla data di comunicazione del preventivo di **connessione** da parte del **Gestore** ovvero dalla comunicazione di cui al paragrafo [1A.5.3.1](#));
- b. mancata accettazione del nuovo preventivo di **connessione**,

- elaborato ai sensi di quanto previsto dagli articoli 33.5 e 33.6 del **TICA**, entro 30 giorni dalla data di ricevimento del preventivo di **connessione** stesso;
- c. mancato versamento del 30% del corrispettivo di **connessione** all'atto dell'accettazione del preventivo di **connessione**;
 - d. mancata presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo nei termini indicati al paragrafo [1A.5.6.2 bis](#) nel caso di impianti non sottoposti ad iter unico o al paragrafo [1A.5.7](#) nel caso di impianti sottoposti ad iter unico, ovvero 120 giorni lavorativi per le **connessioni** in **AT** e 180 giorni lavorativi per le **connessioni** in **AAT** dalla data di accettazione del preventivo di **connessione**;
 - e. esito negativo (ivi compresi i casi di improcedibilità) del procedimento autorizzativo unico o dell'iter per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'**impianto di produzione** di cui al paragrafo [1A.5.8.8](#). Tale decadenza opera a decorrere dalla data di ricevimento dell'informativa inviata dal **soggetto richiedente** o dall'Amministrazione autorizzante;
 - f. mancata realizzazione dell'**impianto di produzione** entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante, come previsto al paragrafo [1A.5.8.11](#);
 - g. esito negativo dell'iter di autorizzazione per la realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e/o per gli interventi sulle reti elettriche esistenti, ove previsti, nel caso in cui il **soggetto richiedente** non richieda il riavvio dell'iter con una nuova **soluzione per la connessione** ovvero non proceda all'annullamento del preventivo di **connessione**;
 - h. a valle del sollecito del **Gestore**, mancata comunicazione dell'avvio dei lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione** entro 18 mesi dalla data di accettazione del

preventivo di **connessione** ad eccezione dei casi di impossibilità a causa della mancata conclusione del procedimento autorizzativo o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al **soggetto richiedente**, di cui al paragrafo [1A.5.4.1](#);

- i. a valle del sollecito del **Gestore**, mancata informativa al **Gestore**, con cadenza periodica di sei mesi, di cui al paragrafo [1A.5.4.1](#), circa lo stato di avanzamento dell'iter per la **connessione** nel caso in cui il termine di cui al precedente alinea non possa essere rispettato a causa della mancata conclusione dell'iter autorizzativo o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al **soggetto richiedente**;
- j. nel caso in cui a seguito del completamento del procedimento autorizzativo oltre i termini di cui al paragrafo [1A.5.3. ter 1](#) (270 giorni lavorativi dalla data di accettazione) e in mancanza del parere positivo da parte del **Gestore** di cui ai paragrafi 1A.5.3 ter 4 e 1A.5.3 ter 5 il **Gestore** verifichi l'infattibilità della **STMG** autorizzata.

1A.5.18 *Flussi informativi*

1A.5.18.1 I flussi informativi relativi all'attivazione e alla realizzazione della **connessione** nonché all'abilitazione commerciale dell'impianto sono disciplinati ai sensi degli articoli 23, 36 e seguenti, del **TICA**, oltre che dal **contratto per la connessione**.

1A.6 **PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI A RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI**

1A.6.1 *Modalità di presentazione delle richieste di connessione*

1A.6.1.1 Le **richieste di connessione** alla **RTN**, formulate dal **soggetto richiedente**, sono presentate in forma scritta al **Gestore**.

1A.6.1.2 Le **richieste di connessione** contengono l'indicazione espressa:

- (a) del **soggetto richiedente** con i relativi dati identificativi;
- (b) della tipologia di impianto da collegare alla **RTN**;
- (c) del livello di tensione della **rete** da collegare alla **RTN** e l'eventuale necessità di interporre trasformazioni di tensione;
- (d) di un piano particellare dell'opera, ove disponibile, che evidenzi la localizzazione dell'impianto;
- (e) delle finalità del nuovo impianto e delle eventuali criticità;
- (f) dello **schema di rete** da collegare alla **RTN** con le indicazioni di eventuali altre **connessioni** della stessa alla **RTN** già esistenti, delle interconnessioni con altre **reti con obbligo di connessione di terzi non RTN** e delle connessioni ad **altre reti elettriche** di soggetti terzi;
- (g) della potenza installata o della **capacità di trasporto** nel **punto di connessione** oggetto della **richiesta di connessione** medesima e le informazioni riferite alla porzione di **rete** interessata di cui al Capitolo 2, paragrafo [2.5.4](#) del presente Codice di Rete;
- (h) della potenza/variazione di potenza prelevata o immessa a regime e l'eventuale riduzione di potenza prelevata a regime dalle altre **cabine primarie** che insistono nella medesima porzione di **rete**.
- (i) della proposta del tipo di schema di **connessione**, facendo

riferimento alle Regole tecniche di connessione e alle clausole e condizioni in esse contenute, di cui alla [sezione 1B](#) del presente capitolo fermo restando che la **soluzione per la connessione** è comunque definita dal **Gestore**;

- (j) dell'interconnessione con la **rete MT** e della rialimentabilità di **rete MT**, specificando in particolare il grado di contro alimentazione dell'impianto in caso di disservizio sulla **rete AT**;
- (k) della data programmata di entrata in esercizio dell'impianto;
- (l) l'accettazione incondizionata ed irrevocabile di tutte le disposizioni del presente Codice di Rete.

1A.6.1.3 Nel caso in cui le **richieste di connessione** o la documentazione siano incomplete, il **Gestore** invita il **soggetto richiedente** ad integrare la **richiesta di connessione**, indicando gli elementi con riferimento ai quali è necessaria l'integrazione. L'integrazione deve pervenire al **Gestore** entro i successivi 60 (sessanta) giorni. Decorso inutilmente tale termine senza che sia pervenuta la documentazione integrativa la **richiesta di connessione** si intende decaduta.

1A.6.2 **Modalità e tempi di risposta del Gestore**

1A.6.2.1 Il **Gestore**, a seguito di una **richiesta di connessione**, elabora una o più **STMG** e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente**, di norma, entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della **richiesta di connessione**.

1A.6.2.2 Nel caso in cui la porzione di **rete con obbligo di connessione di terzi** da collegare alla **RTN** sia interconnessa con altre **reti con obbligo di connessione di terzi**, diverse dalla **RTN**, il **Gestore**, se del caso, effettua

una valutazione di massima dei possibili effetti della connessione alla **RTN** su tali altre **reti con obbligo di connessione di terzi**.

1A.6.2.3 Il **Gestore** individua altresì, per ognuna delle **STMG** proposte, le parti di **impianto per la connessione** corrispondenti all'**impianto RTN** e comunica al **soggetto richiedente** una stima preliminare dei costi per la **connessione** relativamente agli **impianti RTN**.

1A.6.2.4 A seguito della comunicazione della **STMG** da parte del **Gestore** il **soggetto richiedente** ha facoltà di formulare, entro i successivi 60 giorni eventuali osservazioni alla/e **STMG** indicata/e. Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente**, di norma entro ulteriori 60 giorni, le proprie valutazioni in merito alle suddette osservazioni.

1A.6.3 *Modalità e termini per l'accettazione della STMG*

1A.6.3.1 Il termine per l'accettazione della **STMG** da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena di decadenza della **richiesta di connessione**, entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla comunicazione da parte del **Gestore** della **STMG** medesima ovvero dalla data di comunicazione di cui al precedente paragrafo [1A.6.2.4](#).

1A.6.3.2 La suddetta accettazione esime il **Gestore** da tutti gli obblighi di riservatezza in merito all'iniziativa per la quale è stata richiesta la **connessione** alla **RTN**.

1A.6.3.3 Con l'accettazione della **STMG** il **soggetto richiedente** assume la responsabilità degli oneri che eventualmente dovessero derivare per l'adeguamento di impianti di telecomunicazione a seguito di **interferenze** ai sensi dell'articolo 95 comma 9 del d. lgs. 259/03.

1A.6.4 *Adempimenti successivi all'accettazione della STMG*

- 1A.6.4.1 Successivamente all'accettazione della **STMG**, il **soggetto richiedente** concorda con il **Gestore** un programma cronologico di massima per la realizzazione dell'intervento e può richiedere, nei casi di cui al successivo paragrafo [1A.6.4.2](#), di espletare direttamente la procedura autorizzativa oltre che per gli **impianti non RTN** anche per gli **impianti RTN per la connessione**, predisponendo i necessari progetti secondo quanto disposto nel successivo paragrafo [1A.6.5.2](#).
- 1A.6.4.2 Il **Gestore** individua le tipologie degli **impianti RTN per la connessione** per i quali il **soggetto richiedente** può espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione.
- 1A.6.4.3 Il **Gestore** provvede alla realizzazione degli **impianti RTN per la connessione**, il **soggetto richiedente** provvede alla realizzazione degli **impianti non RTN**.
- 1A.6.4.4 Nel caso di cui al precedente punto [1A.6.4.2](#), il **soggetto richiedente** predispone i necessari progetti sulle base dei documenti di cui al successivo paragrafo [1A.6.7.1](#).

1A.6.5 Disciplina delle attività di progettazione degli impianti di RTN per la connessione

- 1A.6.5.1 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia espletato dal **Gestore**, il **soggetto richiedente** è tenuto a regolare convenzionalmente con il **Gestore** i diritti e gli obblighi delle parti relativamente alla progettazione e al procedimento autorizzativo degli **impianti per la connessione** ivi compresi gli oneri economici relativi, preliminarmente all'avvio della fase autorizzativa.
- 1A.6.5.2 Nel caso in cui la fase di progettazione ed autorizzazione sia eseguita in proprio dalle parti per gli interventi di rispettiva competenza, una volta individuata l'ubicazione definitiva del sito dell'impianto, il **soggetto**

richiedente comunica al **Gestore** gli estremi catastali e la planimetria catastale del sito fornendo altresì la documentazione di progetto del proprio impianto.

Sulla base dell'ubicazione definitiva del sito dell'impianto, così come comunicata dal **soggetto richiedente**, qualora necessario e in caso di scostamenti significativi rispetto all'ubicazione inizialmente ipotizzata, il **Gestore** si riserva la possibilità di modificare la **STMG** iniziale, dandone tempestivamente comunicazione al **soggetto richiedente**.

1A.6.5.3 Nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia espletato dal **soggetto richiedente** ai sensi della sezione [1A.6.4](#), il **soggetto richiedente** cura il progetto degli **impianti RTN per la connessione** sulla base degli standard tecnici del **Gestore** e si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a:

- (a) sottoporre al **Gestore** il progetto dell'**impianto RTN per la connessione** al fine del rilascio, da parte del medesimo **Gestore**, del parere di rispondenza ai requisiti tecnici del **Gestore**, ivi comprese le Regole tecniche di connessione, prima dell'inoltro alle Amministrazioni competenti;
- (b) tenere costantemente informato il **Gestore** sullo stato di avanzamento della procedura autorizzativa;
- (c) assumere gli oneri economici relativi alla procedura autorizzativa;
- (d) cedere a titolo gratuito l'autorizzazione relativa agli **impianti RTN per la connessione** al **Gestore** per l'espletamento degli adempimenti di propria competenza così come indicato al successivo [1A.6.6.3](#), ivi compresi i diritti e gli obblighi ad essa connessi o da essa derivanti;
- (e) *[eventuale]* rendere disponibile, a titolo gratuito, al **Gestore** il

progetto degli **impianti RTN per la connessione**, come autorizzato, al fine di consentire l'espletamento delle procedure di cui al successivo paragrafo [1A.6.6.3](#) per la realizzazione degli stessi.

1A.6.5.4 Qualora nel corso della procedura o a conclusione dell'iter autorizzativo, si manifesti la necessità di modifiche significative della **STMG** già precedentemente accettata dal **soggetto richiedente**, il **Gestore** informa tempestivamente il **soggetto richiedente** per le considerazioni del caso.

1A.6.5.5 Nel caso in cui per la realizzazione degli **impianti RTN per la connessione** sia necessario un intervento di sviluppo di una porzione di **RTN** esistente non nella disponibilità del **Gestore** e quindi tale da comportare l'affidamento diretto ad un **Titolare di RTN** diverso dal **Gestore**, fatte salve le disposizioni di cui al precedente paragrafo [1A.6.5.3](#), il **soggetto richiedente** si impegna incondizionatamente e irrevocabilmente a richiedere al **Titolare di RTN** il progetto interessante la porzione stessa ovvero ad elaborare il suddetto progetto previo accordo con il medesimo **Titolare di RTN**.

1A.6.5.6 In caso di inosservanza anche parziale degli impegni di cui ai paragrafi precedenti, e in ogni caso, fino alla stipula del **contratto per la connessione** di cui al successivo paragrafo [1A.6.6.1](#), il **Gestore** non darà seguito alla realizzazione degli impianti.

1A.6.6 *Modalità, tempi e condizioni economiche*

1A.6.6.1 I rapporti tra il **Gestore** ed il **soggetto richiedente**, ai fini realizzazione degli **impianti per la connessione** ivi compresi gli oneri economici relativi alla **connessione**, sono regolati tramite un apposito **contratto per la connessione**, da stipularsi a valle dell'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'**impianto RTN per la connessione**.

1A.6.6.2 Nel caso di realizzazione di impianti per l'interconnessione tra reti, il

Gestore ottiene la copertura dei costi sostenuti tramite la remunerazione degli investimenti di cui al “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica”.

1A.6.6.3 Successivamente alla stipula del contratto il Gestore avvia i propri adempimenti per la realizzazione degli **impianti RTN per la connessione** mediante una delle seguenti procedure:

(a) realizzazione diretta nel caso di nuove linee, nuove **stazioni elettriche** ed interventi su porzioni di **RTN** esistenti nella disponibilità del **Gestore**;

(b) affidamento delle attività di realizzazione al **Titolare della porzione di RTN** interessata dall’intervento.

1A.6.6.4 Il **Gestore** è esonerato da ogni responsabilità per la mancata o ritardata entrata in servizio dell’**impianto RTN per la connessione** realizzato da altri **Titolari di RTN**.

I **soggetti richiedenti**, entro i mesi di maggio e novembre di ciascun anno, sono tenuti ad inviare al **Gestore** un aggiornamento degli impianti autorizzati e dei programmi cronologici relativi alla realizzazione degli impianti autorizzati.

1A.6.7 Soluzioni tecniche convenzionali per la realizzazione delle connessioni degli impianti

1A.6.7.1 Le soluzioni tecniche convenzionali per la **connessione** degli **impianti per la connessione** adottate dal **Gestore** sono indicate nel documento [A.2 “Guida agli schemi di connessione”](#) di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

1A.6.7.2 In ogni caso il **Gestore** si riserva la facoltà di individuare soluzioni di collegamento diverse da quelle di cui al precedente paragrafo [1A.6.7.1](#), qualora ragioni di ordine tecnico giustificino una soluzione di collegamento.

1A.6.8 *Individuazione degli impianti per la connessione*

1A.6.8.1 Nell'ambito delle soluzioni tecniche convenzionali per la **connessione**, di cui al precedente paragrafo [1A.6.7.1](#), sono normalmente considerati **impianti non RTN** i collegamenti in antenna tra la stazione **RTN** e la stazione del **soggetto richiedente**. In ogni caso, il **Gestore** individua le parti di impianto corrispondenti all'**impianto RTN per la connessione** in base alle esigenze di gestione e sviluppo della **RTN**.

1A.6.9 *Standard tecnici e specifiche di progetto*

1A.6.9.1 Alle connessioni con **reti con obbligo di connessione di terzi**, si applicano gli standard tecnici e le specifiche di progetto di cui al paragrafo [1A.4.3](#) che vengono qui integralmente richiamate.

1A.6.10 *Modalità per le comunicazioni*

1A.6.10.1 Le **richieste di connessione** e ogni altra comunicazione intercorrente fra il **Gestore** e il **soggetto richiedente** sono inviate tramite l'apposito portale informatico disponibile sul sito internet del **Gestore**.

1A.6.10.2 Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** un codice identificativo per la **connessione** da indicare a cura del medesimo **soggetto richiedente** in ogni successiva comunicazione ed il nominativo e recapito di un responsabile del **Gestore** a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di **connessione**.

1A.6.10.3 Il **Gestore**, se necessario, ha facoltà di chiedere, in una qualsiasi fase del

procedimento di **connessione**, ulteriori chiarimenti e/o documentazione specifica al **soggetto richiedente**. In tal caso rimangono sospesi i termini previsti dal procedimento fino alla data di ricevimento di quanto richiesto. Inoltre, nel caso in cui il **Gestore** ritenga che talune **richieste di connessione** necessitino di particolari studi e di approfondimenti, il **Gestore** medesimo provvede a comunicare per iscritto al **soggetto richiedente** il differimento dei tempi di risposta, fornendone opportuna motivazione.

1A.6.11 Procedura di attivazione della connessione e entrata in esercizio di un impianto corrispondente a reti con obbligo di connessione di terzi

Per gli impianti corrispondenti a reti con obbligo di connessione di terzi che ricadono nell'ambito di applicazione della sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete (unità di consumo nuove)**, la procedura di entrata in esercizio si articola in tre fasi:

- i. la comunicazione di entrata in esercizio («EON»)
- ii. la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»)
- iii. la comunicazione definitiva di esercizio («FON»)

In particolare, tale procedura segue le stesse modalità previste per le **unità di consumo** "nuove" descritte nei successivi paragrafi 1.A.7.5 Bis, 1.A.7.5 Bis.1, 1.A.7.5 Bis.2, 1.A.7.5 Bis.3 e 1.A.7.5 Bis.4.

1A.7 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITÀ DI CONSUMO

1A.7.1 Modalità di presentazione delle richieste di connessione

1A.7.1.1 Le **richieste di connessione**, formulate dal **soggetto richiedente**, sono presentate al **Gestore** per gli impianti di **potenza di connessione** maggiore o uguale a 10 MVA.

1A.7.1.2 Le **richieste di connessione** contengono l'indicazione espressa:

- (a) del **soggetto richiedente** con i relativi dati identificativi;
- (b) della **potenza di connessione** della **richiesta di connessione** medesima;
- (c) delle informazioni relative ai possibili disturbi immessi in **rete**, quali ad esempio le armoniche, il **flicker**, la dissimmetria delle tensioni,
- (d) del soggetto eventualmente delegato dal **soggetto richiedente** ad agire in suo nome e conto riguardo agli aspetti tecnici relativi alla **connessione**;
- (e) dello schema unifilare, firmato da un tecnico abilitato, relativo alla parte di impianto allo stesso livello della tensione di consegna, ivi compresi i trasformatori dal livello della tensione di consegna ad altri livelli di tensione, nonché i dispositivi rilevanti ai fini della **connessione** (dispositivo generale, di interfaccia, di generatore; punti di misura di consumo e di connessione) a prescindere dal livello di tensione a cui detti dispositivi e punti di misura appartengono; dell'accettazione incondizionata ed irrevocabile di tutte le disposizioni del presente Codice di Rete;
- (f) la documentazione necessaria ai fini dell'acquisizione della informazione antimafia.

È cura del **Gestore** acquisire, presso le sedi opportune, la certificazione antimafia relativa al **soggetto richiedente** la **connessione**. Resta inteso che l'erogazione del servizio di connessione è in ogni caso sottoposta a condizione risolutiva in caso di informazione antimafia interdittiva da parte degli Enti competenti.

1A.7.1.3 A pena di improcedibilità, le **richieste di connessione** sono corredate da copia della ricevuta bancaria dell'avvenuto pagamento da parte del **soggetto richiedente** del corrispettivo dovuto al **Gestore** per la definizione della **STMG** come determinato dall'**Autorità**.

1A.7.1.4 Nel caso di **richieste di connessione** incomplete, il **Gestore** invita il **soggetto richiedente** a integrare la **richiesta di connessione**, indicando gli elementi con riferimento ai quali è necessaria l'integrazione. L'integrazione deve pervenire al **Gestore** entro i successivi 60 (sessanta) giorni. Decorso tale termine senza che sia pervenuta la documentazione integrativa la **richiesta di connessione** si intende decaduta.

Il **Gestore** ai sensi dell'art. 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 può rifiutare le **richieste di connessione** fornendo adeguata motivazione.

1A.7.2 *Modalità e tempi di risposta del Gestore*

1A.7.2.1 Il **Gestore**, a seguito di una **richiesta di connessione**, elabora la **STMG** e ne dà comunicazione al **soggetto richiedente** entro il termine di 90 (novanta) giorni dalla data di ricezione della **richiesta di connessione**. Per la **STMG** che contempla interventi su reti di proprietà o nella disponibilità di altri **gestori di rete** i tempi per la predisposizione e l'invio della **STMG** da parte del **Gestore** sono conformi alle modalità operative definite dal **gestore di rete** interessato dalla **connessione**.

La **STMG** comprende la descrizione:

- (a) dell'**impianto di rete per la connessione** corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali per la **connessione** di cui alla sezione [1A.4](#) e dell'**impianto di utenza per la connessione** correlato ovvero della **soluzione per la connessione** specifica;

- (b) degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti necessari al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**;
- (c) delle eventuali modalità di **esercizio** di carattere transitorio dell'impianto elettrico del **soggetto richiedente** da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui alla lettera (b) e le relative motivazioni tecniche;
- (d) dei dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla **connessione**, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla **STMG**.

La **STMG** è corredata da:

- (i) tempi di realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione** e degli interventi necessari sulle reti elettriche esistenti al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**, al netto di quelli necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni, per eventuali opere di bonifica e/o di sistemazione dell'area destinata all'**impianto di rete per la connessione** e per esigenze legate alla continuità del servizio;
- (ii) costi di realizzazione degli **impianti per la connessione** di cui al paragrafo [1A.7.2.1 lettera \(a\)](#) e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo [1A.7.2.1 lettera \(b\)](#);

I costi si intendono al netto di interventi inerenti:

- la bonifica e/o la sistemazione (sbancamenti, livellamenti e consolidamenti) delle aree destinate all'**impianto di rete per la connessione**;

- l'acquisizione della disponibilità del terreno su cui sorgerà l'**impianto di rete per la connessione**.

Il **Gestore** elabora la **STMG** tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle **reti** elettriche, delle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, nel contempo, in modo tale da non prevedere limitazioni permanenti della **potenza di connessione** nelle prevedibili condizioni di funzionamento del **SEN**.

Il **Gestore**, ove necessario, può fornire nella **STMG**, tra le possibili opzioni, anche una **soluzione per la connessione su rete** di pertinenza di un altro **gestore di rete** con obbligo di connessione di terzi. A tal fine il **Gestore** attuerà, di concerto con i **gestori di reti** con obbligo di connessione di terzi, opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

Nei casi in cui la **STMG** implichi la **connessione** ad una **rete** elettrica diversa dalla **RTN**, il **gestore di rete** interessato dalla **connessione** subentra al **Gestore** per la realizzazione dell'**impianto di rete per la connessione**. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del **soggetto richiedente**, della **STMG**.

1A.7.2.2 Il **Gestore** individua altresì, nella **STMG**, le parti di **impianto per la connessione** corrispondenti rispettivamente all'**impianto di rete per la connessione** e all'**impianto di utenza per la connessione**. Il **Gestore** individua le tipologie degli **impianti di rete per la connessione** che possono essere progettati e realizzati dal **soggetto richiedente** la **connessione** alle condizioni economiche fissate dall'**Autorità**.

1A.7.2.3 Il **Gestore** ha facoltà di realizzare **soluzioni per la connessione** diverse dalle soluzioni tecniche minime per la **connessione** ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la **connessione**. In tal caso eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla

soluzione tecnica minima per la **connessione** sono a carico del **Gestore**.

1A.7.2.4 A seguito della comunicazione della **STMG** da parte del **Gestore**, il **soggetto richiedente** ha facoltà di richiedere, entro i successivi 60 (sessanta) giorni, un'ulteriore **STMG**. La richiesta di un'ulteriore **STMG** costituisce a tutti gli effetti una nuova **richiesta di connessione**. Il **Gestore** comunica al **soggetto richiedente** le proprie valutazioni in merito entro ulteriori 60 (sessanta) giorni.

1A.7.2.5 Qualora la **soluzione per la connessione** fornita dal **Gestore** non coincida con quella eventualmente proposta dal **soggetto richiedente**, il **Gestore**, su richiesta del medesimo **soggetto richiedente**, dà adeguata motivazione indicando le eventuali limitazioni di **esercizio** previste.

1A.7.2.6 Nel caso di variazione della **potenza di connessione** di cui al paragrafo 1.A.2.1. lettera b) il **soggetto richiedente** è tenuto a comunicare tempestivamente l'entità della variazione. Il **Gestore** si riserva la facoltà di modificare la **soluzione per la connessione** anche nel caso sia già stata accettata dal **soggetto richiedente**.

1A.7.3 Modalità e termini per l'accettazione della soluzione di connessione

1A.7.3.1 Il termine per l'accettazione della **STMG** da parte del **soggetto richiedente** è fissato, a pena di decadenza della **richiesta di connessione**, entro e non oltre 120 (centoventi) giorni dalla data di comunicazione da parte del **Gestore** della **STMG** medesima ovvero dalla comunicazione da parte del **Gestore** delle proprie valutazioni in merito alla richiesta di un'ulteriore **STMG** di cui al precedente paragrafo 1.A.7.2.4.

1A.7.3.2 La suddetta accettazione esime il **Gestore** da tutti gli obblighi di riservatezza in merito all'iniziativa per la quale è stata richiesta la **connessione** alla **RTN**.

1A.7.3.3 Con l'accettazione della **STMG** il **soggetto richiedente** assume la responsabilità degli oneri che eventualmente dovessero derivare per l'adeguamento di impianti di telecomunicazione a seguito di **interferenze** ai sensi dell'articolo 95 comma 9 del d. lgs. 259/03.

1A.7.3.4 Il **Gestore** consente, previa istanza da parte del **soggetto richiedente la connessione**, all'atto dell'accettazione della **STMG**, che un impianto per la connessione identificato come **impianto di utenza per la connessione**, venga ricompreso tra gli **impianti di rete per la connessione** e di conseguenza rientri nella competenza del **Gestore** alle condizioni fissate dall'**Autorità**. Resta inteso che il **punto di connessione** convenzionale ai fini del monitoraggio del livello di qualità del servizio resta quello indicato dal **Gestore** nella **STMG**. In tali casi il **Gestore**, entro i successivi 90 giorni, modifica il **preventivo di connessione**, tenendo conto del fatto che l'infrastruttura inizialmente esterna alla propria **rete** ne diventa parte integrante.

1A.7.3.5 In alternativa a quanto previsto al paragrafo 1A.7.3.4, il **Gestore** si riserva di proporre una diversa **soluzione per la connessione**, individuando disposizioni ad hoc di natura sia tecnica che economica.

1A.7.4 Disciplina per l'autorizzazione degli impianti di rete per la connessione di impianti corrispondenti ad unità di consumo

1A.7.4.1 Ai fini della realizzazione degli **impianti per la connessione**, il **soggetto richiedente** che abbia accettato la **STMG**, ha facoltà di richiedere al **Gestore** di poter espletare direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per gli **impianti di utenza per la connessione** anche per gli **impianti di rete per la connessione**, ivi inclusi gli interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo [1A.7.2.1 lettera b\)](#), predisponendo i necessari progetti. In tal caso, il **soggetto richiedente** è responsabile di tutte le attività correlate alle procedure autorizzative, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini

delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il **soggetto richiedente la connessione** può avvalersi della consulenza del **Gestore** a fronte di una remunerazione stabilita dal **Gestore** medesimo secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

1A.7.4.2 Nel caso in cui il **soggetto richiedente** non eserciti la facoltà di cui al precedente paragrafo, il **Gestore** espleta la procedura autorizzativa, comunicando in via indicativa i tempi, esclusivamente per l'**impianto di rete per la connessione** di cui al paragrafo 1.A.7.2.1. lettera a) e per gli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti di cui al paragrafo 1.A.7.2.1. lettera b) a fronte del corrispettivo per l'espletamento delle procedure autorizzative di cui al paragrafo [1A.7.6.2 lettera b\)](#).

1A.7.5 Adempimenti successivi all'accettazione della soluzione tecnica minima generale per la connessione alla RTN

1A.7.5.1 Entro sei mesi dall'accettazione della **STMG**, pena decadenza della **richiesta di connessione**, il **soggetto richiedente** comunica al **Gestore** il programma cronologico di massima della propria iniziativa, descrivendo le attività necessarie e lo stato delle procedure autorizzative di cui si avvale, formulando, se del caso, la richiesta che un **impianto per la connessione** identificato come **impianto di utenza per la connessione**, venga ricompreso tra gli **impianti di rete per la connessione** di cui al paragrafo [1A.7.3.4](#). In tal caso il **Gestore** comunica, entro i successivi 30 (trenta) giorni, le proprie valutazioni nonché i termini e le modalità degli adempimenti propedeutici alla realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**.

1A.7.5.2 Durante i lavori di realizzazione dell'**unità di consumo**, il **soggetto richiedente** provvede, con cadenza almeno trimestrale, ad inviare al **Gestore** un aggiornamento del relativo crono programma di realizzazione, aggiornando in particolare la data prevista di conclusione dei lavori di

realizzazione dell'**unità di consumo** medesima.

1A.7.5.3 Il **soggetto richiedente**, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'**unità di consumo**, invia al **Gestore** la comunicazione di ultimazione lavori, evidenziando che i lavori sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione ed all'**esercizio** ivi incluse proroghe concesse dall'ente autorizzante e provvede ad aggiornare il **Gestore** evidenziando l'ultimazione lavori. Tale comunicazione è effettuata tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

1A.7.5.bis ***Procedura di attivazione della connessione ed entrata in esercizio di un "unità di consumo nuova"***

In aggiunta a quanto previsto al precedente paragrafo 1A.7.5, per le **unità di consumo** che ricadono nell'ambito di applicazione della sezione 1C³ del presente Capitolo del **Codice di Rete (unità di consumo nuove)**, la procedura di entrata in esercizio si articola in tre fasi:

- a. la comunicazione di entrata in esercizio («EON»)
- b. la comunicazione di esercizio provvisorio («ION»)
- c. la comunicazione definitiva di esercizio («FON»)

Il processo di entrata in servizio delle unità di consumo "nuove" segue le stesse modalità previste alla lettera b) del precedente paragrafo 1.A.5.10 a meno delle precisazioni di seguito elencate.

1A.7.5.bis.1 Comunicazione di entrata in esercizio (EON)

La procedura per l'ottenimento della comunicazione di esercizio provvisorio (EON) per l'**unità di consumo** segue le stesse modalità descritte nel paragrafo 1. A.5.10.3.1.

³ Tra tali impianti, per le finalità di cui alla sezione 1 A del presente Capitolo 1 del Codice di Rete, rientrano anche gli impianti connessi/da connettere alla **rete** sarda.

1A.7.5.bis.2 Comunicazione di esercizio provvisorio (ION)

La procedura per l'ottenimento della comunicazione di esercizio provvisorio (ION) da parte del **soggetto richiedente** segue le stesse modalità descritte nel paragrafo 1.A.5.10.3.2, con le seguenti precisazioni:

- le prove di conformità di cui al paragrafo 1.A.5.10.3.2 dovranno essere eseguite sotto la sorveglianza e responsabilità del **soggetto richiedente**, in accordo ai requisiti e modalità di prova previste nella sezione 1C del presente Capitolo e nei relativi allegati;
- La validità della comunicazione ION rilasciata dal **Gestore** non può essere superiore ai 24 mesi.
- In merito alla conformità per il rilascio della ION, si precisa che:
 - tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere conformi alle più recenti norme tecniche CEI, IEC e CENELEC applicabili, salvo casi particolari che verranno individuati dal **Gestore**.
 - Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della RTN (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità certificata. Per questi apparati il soggetto richiedente deve trasmettere al Gestore la dichiarazione di conformità fornita dal costruttore/installatore attestante:
 - il rispetto dei requisiti tecnici di cui alle Regole tecniche di connessione (sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete**);
 - l'installazione di componenti e materiali costruiti a regola

d'arte, certificati e adatti al luogo di installazione;

- la conformità del gruppo ai fini della sicurezza e delle funzionalità;

1A.7.5.bis.3 Comunicazione definitiva di esercizio (FON)

La procedura per l'ottenimento della comunicazione definitiva di esercizio (FON) da parte del **soggetto richiedente** titolare segue le stesse modalità descritte nel paragrafo 1. A.5.10.3.3.

1A.7.5.bis.4 Comunicazione di esercizio limitato (LON)

La procedura per l'ottenimento della comunicazione di esercizio limitato (LON) da parte dell'**utente** segue le stesse modalità descritte nel paragrafo 1.A.5.10.3.4, con le seguenti precisazioni:

- L'utente che abbia già ottenuto una FON informa il **Gestore**, entro 24 ore dal verificarsi di una delle seguenti circostanze:
 - a) l'unità/sistemi è/sono temporaneamente interessata/i da modifiche significative o da perdita di capacità che incidono sulle prestazioni; oppure
 - b) guasti delle apparecchiature compromettono il rispetto di determinati requisiti Tecnici previsti nella sezione 1C del presente Capitolo del **Codice di Rete**.

1A.7.6 Riepilogo delle condizioni economiche per la connessione

1A.7.6.1 All'atto della **richiesta di connessione**, il **soggetto richiedente** la **connessione** è tenuto a versare al **Gestore** il corrispettivo per l'elaborazione della **STMG** di cui al paragrafo [1A.7.1.3](#) nella misura fissa di 2.500 euro (IVA esclusa).

1A.7.6.2 Successivamente all'accettazione della **STMG** il **soggetto richiedente** la **connessione** è tenuto a versare al **Gestore**:

- (a) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** sia espletato dal **soggetto richiedente**, un corrispettivo stabilito dal **Gestore**, secondo principi di trasparenza e non discriminazione:
- i. per le attività di verifica e valutazione connesse al rilascio del parere di rispondenza del progetto degli **impianti di rete per la connessione** ai requisiti tecnici di cui al presente capitolo, prima della sua presentazione alle preposte amministrazioni, qualora sia elaborato dal **soggetto richiedente** ovvero
 - ii. per la predisposizione della documentazione ai fini autorizzativi degli **impianti di rete per la connessione** qualora il **soggetto richiedente** si avvalga della consulenza del **Gestore**;
- (b) nei casi in cui il procedimento di autorizzazione degli **impianti di rete per la connessione** non sia espletato dal **soggetto richiedente** un corrispettivo stabilito dal **Gestore** medesimo, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, per l'espletamento delle procedure autorizzative e per l'elaborazione dei necessari progetti.

1A.7.6.3 A valle dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie alla costruzione a all'**esercizio dell'impianto di rete per la connessione** e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti necessari al fine del soddisfacimento della **richiesta di connessione**, e contestualmente alla richiesta della **STMD**, il **soggetto richiedente** è tenuto a versare al **Gestore** un corrispettivo per l'elaborazione della **STMD** determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella seguente.

<i>Quota fissa</i>	<i>Quota variabile</i>	<i>Limite massimo</i>
2.500 euro		50.000 euro

0,5 €/kVA

1A.7.6.4 In seguito all'accettazione della **STMD** il **soggetto richiedente** è tenuto al pagamento del corrispettivo di **connessione**, pari al 50% della spesa relativa alla realizzazione degli **impianti di rete per la connessione**, nei termini e con tutte le modalità indicate nel **contratto per la connessione**. Per la spesa relativa si intende il costo sostenuto per i materiali a piè d'opera e per la manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti. Le spese generali garantiscono la copertura degli oneri amministrativi, degli eventuali oneri relativi all'ottenimento di servitù ed espropri e degli oneri connessi con le pratiche di elettrodotto in genere, purché rientranti nei limiti di norma e non conseguenti a particolari istanze del **soggetto richiedente** che non ne consentano il mantenimento entro tali limiti.

Il costo sostenuto per la realizzazione degli **impianti di rete per la connessione** viene determinato con riferimento a tutte le opere necessarie alla **connessione**, ivi comprese quelle anticipate dal **Gestore**, da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile per il **soggetto richiedente**, purché relativa ad impianti allo stesso livello di tensione al quale viene effettuata la fornitura.

1A.7.6.5 Il **soggetto richiedente** che realizza in proprio gli **impianti di rete per la connessione** è tenuto a pagare i costi per il collaudo e la conseguente accettazione a cura del **Gestore** medesimo secondo modalità indicate nel **contratto per la connessione**.

1A.7.7 **Disposizioni generali**

1A.7.7.1 Alle **connessioni** di impianti corrispondenti ad **unità di consumo** si applicano, in quanto compatibili, le disposizioni generali di cui alla sezione 1. A.5.12.

1A.8 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI SSSPC

Nel caso di nuove connessioni alla RTN di un **Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo (ASSPC)** o di modifica alla **connessione** esistente di **Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC)**, il **servizio di connessione** è erogato applicando, per quanto compatibili:

- a) le prescrizioni di cui al paragrafo [1A.5](#):
 - nei casi di **richiesta di connessione** alla RTN in immissione e in prelievo, con richiesta in prelievo destinata all'alimentazione di utenze diverse dagli ausiliari di centrale;
 - nei casi di richiesta di modifica della **connessione** esistente qualora la **richiesta di connessione** si configuri come una **richiesta di connessione** in immissione;

- b) le prescrizioni di cui al paragrafo [1A.7](#) nei casi di richiesta di modifica della **connessione** esistente ai fini della realizzazione di un **ASSPC** qualora la **richiesta di connessione** si configuri come una **richiesta di connessione** in prelievo.

1A.8.1 *Modalità di presentazione delle richieste di connessione*

In particolare, le **richieste di connessione**, oltre a quanto previsto dalle disposizioni di cui ai paragrafi [1A.5.1.3](#) e [1A.7.1](#), devono contenere le seguenti indicazioni:

- (i) lo schema unifilare, redatto ai sensi delle norme CEI, che evidenzi, se presenti, gli ulteriori **punti di connessione** con altre **reti**, il relativo livello di tensione e **POD**, l'eventuale presenza di dispositivi che impediscono di mettere in parallelo, anche transitoriamente, le **reti** su cui insistono i predetti punti, nonché il **punto di connessione** oggetto di adeguamento;

- (ii) le informazioni necessarie ad identificare chi sia il **cliente finale** a cui dovrà essere intestata la titolarità della **connessione** e relativo POD;
- (iii) la tipologia di **ASSPC** che si vuole realizzare sulla base delle definizioni di **ASSPC** di cui al “**Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo**” (**TISSPC**) o la tipologia di **SSPC** oggetto della richiesta di modifica della **connessione** esistente.

1.A.8.1.1. Richiesta di connessione per punti circuitalmente connessi

Le richieste di nuova **connessione** relative ad **ASSPC** che intendono connettersi alla rete pubblica tramite più **punti di connessione** interconnessi circuitalmente fra di loro devono essere inoltrate al **Gestore** qualora il **punto di connessione** che si vuole utilizzare come principale, secondo quanto previsto dall'articolo 9 del **TISSPC**, insista sulla **RTN**, anche nel caso in cui la **connessione** riguardi **punti di connessione** secondari.

1.A.8.1.2. Richiesta di adeguamento delle connessioni esistenti

In tutti i casi in cui vengono apportate modifiche ad un **SSPC**, il **cliente finale** o il **produttore**, previo mandato senza rappresentanza del **cliente finale**, presenta al **Gestore** una richiesta di adeguamento di una **connessione**

esistente, ascrivibili alle seguenti principali tipologie:

- 1) richieste relative ad un **punto di connessione** su cui già insiste un **ASSPC**. In tali casi il **soggetto richiedente** è tenuto ad allegare una dichiarazione di atto notorio in cui si attesti che le modifiche apportate non determinano il venir meno delle condizioni di **Altro Sistema di Auto-Produzione (ASAP)**, **Altri Sistemi Esistenti (ASE)**, **Sistema Efficiente di Utenza (SEU)** o **Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU)**;

2) richieste relative a casi in cui la realizzazione di un **ASSPC** deriva dalla realizzazione di un collegamento privato che mette in comunicazione uno o più **impianti di produzione** con **unità di consumo** in cui almeno uno degli impianti e/o **unità di consumo** siano già connessi alla rete pubblica. Qualora la realizzazione di tale collegamento comporti una configurazione di sistema avente **punti di connessione** insistenti sia sulla **RTN** sia sulla **rete di distribuzione**, il **soggetto richiedente** è tenuto ad inviare una richiesta di adeguamento di una **connessione** esistente al **Gestore**. Tale richiesta deve altresì contenere le seguenti ulteriori informazioni:

- a) l'esistenza di eventuali ulteriori **punti di connessione** con le reti pubbliche, i relativi **gestori di rete** e i relativi **POD**;
- b) la richiesta di dismettere i predetti **punti di connessione** o di modificare l'impianto elettrico dell'**ASSPC** in modo tale da prevedere che non ci sia alcuna interconnessione circuitale, anche transitoria, tra i predetti **punti di connessione**;
- c) la richiesta di mantenere i predetti **punti in connessione** circuitale e le motivazioni alla base di questa richiesta.

Il **Gestore**, qualora la richiesta sia conforme con le normative e la regolazione vigente, procede all'erogazione del **servizio di connessione** previo coordinamento con i **gestori di rete** su cui insistono gli altri **punti di connessione**.

3) richieste relative ad **ASSPC** già connesso alla rete pubblica tramite più **punti di connessione** tra loro circuitalmente interconnessi. Rientrano in tali casi sia gli adeguamenti su **punti di connessione** esistenti sia la realizzazione di nuovi **punti di connessione** circuitalmente connessi a punti già esistenti.

In tali casi, qualora il **punto di connessione** principale, secondo quanto previsto dall'articolo 9 del **TISSPC**, insista sulla **RTN**, le richieste di adeguamento devono essere inoltrate al **Gestore**, anche nel caso in cui l'adeguamento della **connessione** riguardi **punti di connessione**

secondari. A tal fine, il **soggetto richiedente** è tenuto ad evidenziare le informazioni utili ad identificare gli altri **punti di connessione** ed in particolare i relativi **POD** e i gestori delle reti su cui tali punti insistono.

Resta inteso che in tali casi il gestore della rete su cui insiste il **punto di connessione** principale attiva un'eventuale procedura di coordinamento con gli altri **gestori di rete** coinvolti;

- 4) richiesta di un nuovo **punto di connessione** dell'**ASSPC** alla **RTN**, in aggiunta agli esistenti, in assenza di una **connessione** circuitale tra i diversi punti.

Tenuto conto che, a seguito della **connessione** alla **RTN** di un **ASSPC** la titolarità del **punto di connessione** alla rete pubblica è sempre posta in capo al **cliente finale** presente all'interno dell'**ASSPC**, qualora il **cliente finale** richieda al **Gestore** una modifica della **connessione** esistente che modifichi la **potenza in immissione richiesta**, il **cliente finale** medesimo, informa contestualmente il **produttore** della richiesta di modifica presentata, dandone evidenza al **Gestore**.

Resta inteso che, per le richieste di adeguamento di una **connessione** esistente che non ne modifichino la configurazione inserita in **GAUDÌ** o sull'impianto elettrico dell'utente e che non comportino interventi del **Gestore** sul **punto di connessione** o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di **rete**, il **soggetto richiedente** è tenuto esclusivamente ad inviare al **Gestore** una comunicazione di aggiornamento.

1A.8.2 *Modalità e tempi di risposta del Gestore - preventivo di connessione*

Il preventivo di **connessione** comprende, oltre a quanto disposto ai paragrafi [1A.5.2.1](#) e [1A.7.2.1](#), le seguenti indicazioni:

- a) nei casi in cui si vogliono connettere alla **RTN**, tramite lo stesso **punto di connessione**, **impianti di produzione** e impianti corrispondenti a **unità di consumo**, l'indicazione che le configurazioni impiantistiche

- ammissibili sono esclusivamente quelle descritte ai sensi del **TISSPC**;
- b) nei casi di cui al precedente punto, l'indicazione che per i **SEU** e i **SESEU**, i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali e di compensazione territoriale, sono determinati facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica prelevata nei **punti di connessione** alla rete pubblica, mentre, per l'energia auto consumata, i corrispettivi a copertura degli oneri generali e di compensazione territoriale si applicano nella misura stabilita dalla legislazione vigente e che tali benefici tariffari si applicano, solo a seguito del rilascio, da parte del **GSE**, della relativa qualifica, secondo le modalità indicate nel **TISSPC**.

Inoltre, nei casi in cui il **cliente finale** richieda al **Gestore** una modifica della **connessione** esistente che modifichi la **potenza in immissione richiesta**, il **Gestore** all'atto dell'invio del preventivo di **connessione** informa anche il **produttore** della richiesta di modifica presentata.

1.A.8.3. Disposizioni per le richieste di connessione di emergenza

Nei casi previsti dall'articolo 18.3 del **TISSPC**, il **produttore** può richiedere la realizzazione di una **connessione** di emergenza e presentare apposita richiesta al **Gestore**. In tali casi:

- a) qualora la **potenza in immissione richiesta** sul punto di emergenza sia minore o uguale alla **potenza in immissione richiesta** sul **punto di connessione** dell'**ASSPC**, la **richiesta di connessione** è gestita:
- ai fini del calcolo del corrispettivo di **connessione**, come una richiesta di nuova **connessione**,
 - ai fini della definizione della **STMG** ed eventualmente della **STMD**, come se la **potenza in immissione richiesta** fosse stata già prenotata dal **produttore** all'atto della **richiesta di connessione** dell'**ASSPC** e quindi già disponibile.
- b) negli altri casi, la richiesta di connessione di emergenza è gestita come una richiesta di nuova **connessione** presentata ai sensi del **TICA**.

1A.8.4. Condizioni economiche per la connessione

Nei casi di nuova **richiesta di connessione** alla **RTN** sia in prelievo che in immissione, qualora i prelievi non siano unicamente destinati all'alimentazione dei servizi ausiliari, il corrispettivo di **connessione** è posto pari a quello che, complessivamente, sosterebbe un **cliente finale** che chiede, in sequenza, prima la **connessione** dell'utenza passiva ai sensi del **TIC**, poi la **connessione** dell'**impianto di produzione** ai sensi del **TICA**.

Nei casi di richieste di modifica della **connessione** esistente ai fini della realizzazione di un **ASSPC**:

- si applicano i corrispettivi previsti dal **TICA** e riepilogati nel paragrafo [1A.5.11](#) qualora la **richiesta di connessione** si configuri come una richiesta in immissione;
- si applicano i corrispettivi previsti dal **TIC** e riepilogati nel paragrafo [1A.7.6](#) qualora la **richiesta di connessione** si configuri come una richiesta in prelievo.

Le richieste di adeguamento di **connessioni** esistenti di cui al paragrafo [1A.8.1](#), che non ne modifichino la configurazione inserita in **GAUDÌ** o sull'impianto elettrico dell'**utente della rete** e che non comportino interventi del **Gestore** sul **punto di connessione** o sulla rete esistente, né la realizzazione di sviluppi di **rete**, non comportano il pagamento di alcun corrispettivo.

1A.8.5 Adempimenti successivi alla conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione

Il **soggetto richiedente**, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'**impianto di produzione**, invia al **Gestore**:

- la comunicazione di ultimazione lavori, evidenziando che i lavori sono stati ultimati entro le tempistiche previste dall'autorizzazione

alla costruzione ed all'esercizio ivi incluse proroghe concesse dall'ente autorizzante. Tale comunicazione è effettuata tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà. Entro 5 giorni lavorativi dal ricevimento della predetta dichiarazione, il **Gestore** provvede ad aggiornare conseguentemente il sistema **GAUDI**';

- nei casi in cui i prelievi di energia elettrica non siano destinati esclusivamente all'alimentazione dei **servizi ausiliari dell'impianto di produzione**, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, firmata sia dal futuro produttore che dal futuro cliente finale in cui si attesti in quale tipologia di **ASSPC** rientra la configurazione impiantistica che sussisterà a valle del **punto di connessione** a seguito del completamento del procedimento di connessione. In tali casi, qualora ne ricorrano le condizioni, dovrà essere altresì inviata una comunicazione in merito alla volontà di acquisire la qualifica di **SEU** previa istanza al GSE.

1A.9 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI CORRISPONDENTI A RETI DIVERSE DA QUELLE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

Nel caso di **reti** diverse dalle **reti con obbligo di connessione di terzi** la procedura di connessione alla **RTN** segue le stesse modalità, in quanto compatibili, descritte nel paragrafo 1A.6.

1A.10 PROCEDURA PER LA CONNESSIONE DI IMPIANTI EOLICI OFF- SHORE

1A.10.1 Nel caso di impianti eolici off-shore la procedura di connessione alla **RTN** segue le stesse modalità, in quanto compatibili, descritte nel paragrafo 1A.5, con le precisazioni indicate nel presente paragrafo.

1A.10.2 La **Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG)** contenuta nel preventivo di **connessione** comprende la descrizione dell'**impianto di rete per la connessione**, corrispondente ad una delle **soluzioni tecniche convenzionali per la connessione** di cui alla sezione 1A.4, e

dell'**impianto di utenza per la connessione** correlato (ivi incluse le infrastrutture ricadenti in acque nazionali) ovvero della **soluzione per la connessione** specifica.

1A.10.3 Nel caso di distinte **richieste di connessione** alla **RTN** che insistano nella medesima porzione di **rete**, il **Gestore** si riserva di individuare **soluzioni per la connessione** che minimizzino le infrastrutture di **rete** nell'area geografica interessata, destinando se del caso le infrastrutture medesime a più **Utenti**.

1A.10.4 Il **Gestore**, a seguito di specifica richiesta da parte del **soggetto richiedente** all'atto dell'accettazione del preventivo può consentire la ricomprensione tra gli **impianti di rete per la connessione** dell'**impianto per la connessione** individuato inizialmente come **impianto di utenza per la connessione** qualora ricorrano le seguenti condizioni:

a. sia possibile individuare uno **schema di rete** che consenta di garantire la continuità e la sicurezza di esercizio della **rete** su cui l'impianto da ricomprensione nella **RTN** si va ad inserire;

b. sia funzionale ai futuri interventi di sviluppo della **RTN**,

e purché l'**impianto di utenza per la connessione** sia progettato e realizzato nel rispetto dei requisiti standard degli impianti della **RTN**.

1A.10.5 In presenza delle condizioni descritte al paragrafo precedente, il **Gestore** valuta la possibilità di ricomprensione dell'impianto di utenza tra gli impianti di rete. In alternativa, il **Gestore** può proporre una diversa soluzione per la connessione, individuando disposizioni ad hoc di natura sia tecnica che economica.

CAPITOLO 1

ACCESSO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

INDICE

SEZIONE 1B - REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE.....	5
1B.1 OGGETTO.....	5
1B.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	5
1B.3 CARATTERISTICHE E PRESTAZIONI DELLA RTN NEI SITI DI CONNESSIONE	6
1B.3.1 Limiti di variazione della frequenza	7
1B.3.2 Limiti di variazione della tensione.....	7
1B.3.3 Interruzioni del servizio.....	8
1B.3.4 Numero atteso dei buchi di tensione.....	8
1B.3.5 Altre caratteristiche della tensione in condizioni di esercizio normale	8
1B.3.5.1 Massimo livello di distorsione armonica totale.....	8
1B.3.5.2 Massimo grado di dissimmetria della tensione trifase	9
1B.3.5.3 Indici di severità della fluttuazione di tensione (flicker).....	9
1B.3.6 Livelli di tenuta alle sovratensioni e coordinamento dell'isolamento	9
1B.3.7 Valori massimo e minimo delle correnti di corto circuito	10
1B.3.8 Caratteristiche e prestazioni dei sistemi di protezione	10
1B.3.9 Caratteristiche dei dispositivi di interruzione e sezionamento.....	12
1B.3.10 Stato del neutro	12
1B.3.11 Conduzione degli impianti di trasmissione	12
1B.3.12 Prestazioni dei sistemi di comunicazione.....	13
1B.3.13 Limiti di scambio di potenza attiva e reattiva.....	13
1B.4 REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI DIRETTAMENTE CONNESSI.....	14
1B.4.2 Punti di separazione funzionale	15
1B.4.3 Gestione delle stazioni elettriche.....	15
1B.4.3.1 Punti di consegna multipli	17
1B.4.3.2 Alimentazioni di emergenza.....	17
1B.4.3.3 Responsabilità per la sicurezza	18
1B.4.4 Manutenzione delle apparecchiature	18
1B.4.5 Protezioni.....	18
1B.4.5.1 Criteri generali.....	18
1B.4.5.2 Protezioni della stazione di consegna.....	20
1B.4.5.3 Protezione contro guasti esterni all'impianto dell'Utente	20
1B.4.5.4 Protezioni contro guasti interni all'impianto dell'Utente.....	21

1B.4.5.5	Protezioni dei collegamenti AT e AAT tra la stazione di consegna e la RTN	21
1B.4.5.6	Tarature dei dispositivi di protezione	22
1B.4.5.7	Interventi sui dispositivi di protezione	22
1B.4.5.8	Dispositivi di richiusura automatica	23
1B.4.5.9	Telescatto rapido per protezione	24
1B.4.5.10	Telepilotaggio	24
1B.4.6	Caratteristiche dei componenti elettrici	24
1B.4.7	Stato del neutro	25
1B.4.8	Interfacciamento con i sistemi del Gestore e prestazioni dei sistemi di comunicazione	25
1B.4.8.1	Apparati di telecontrollo e telecomando	28
1B.4.8.2	Informazioni inviate dall'Utente	28
1B.4.8.3	Telecomandi per l'attuazione delle azioni previste nel Piano di difesa	29
1B.4.8.4	Collegamenti telefonici	30
1B.4.9	Contributo alle correnti di corto circuito	30
1B.4.10	Coordinamento dell'isolamento	31
1B.4.11	Limiti di scambio di potenza	32
1B.4.11.1	Scambio in condizioni normali	32
1B.4.11.2	Scambio in altre condizioni	32
1B.4.12	Servizi di sistema per gli impianti di produzione	33
1B.4.13	Documentazione tecnica del sito di connessione	35
1B.4.13.1	Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto di Utente	36
1B.4.13.2	Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione	37
1B.4.13.3	Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo	37
1B.4.14	Dati tecnici della rete, documentazione di progetto dell'impianto di Utente e Regolamento di Esercizio	38
1B.5	REGOLE TECNICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN	44
1B.5.1	Caratteristiche della tensione	44
1B.5.1.1	Distorsione armonica	44
1B.5.1.2	Dissimmetria delle tensioni	45
1B.5.2	Prestazioni degli impianti di produzione	45
1B.5.3	Prestazioni dei gruppi di generazione	47
1B.5.4	Prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione	50
1B.5.5	Funzionamento in presenza di correnti di sequenza inversa	52
1B.5.6	Servizi di sistema	52
1B.5.6.1	Regolazione primaria di frequenza	52
1B.5.6.2	Regolazione di tensione ed ulteriori servizi	53
1B.5.7	Caratteristiche dei regolatori di velocità	54
1B.5.8	Caratteristiche dei regolatori di tensione	55
1B.5.9	Informazioni trasmesse dal Produttore	57
1B.5.9.1	Segnali e misure per la gestione della RTN	57
1B.5.9.2	Informazioni per la rapida ripresa del servizio	57
1B.5.9.3	Informazioni per la ricostruzione dei disservizi	58

1B.5.10	<i>Livelli di regolazione trasmessi dal Gestore</i>	58
1B.5.11	<i>Protezioni dei gruppi di generazione</i>	58
1B.5.11.1	<i>Protezioni contro i guasti interni</i>	58
1B.5.11.2	<i>Protezioni contro i guasti esterni</i>	60
1B.5.12	<i>Verifiche periodiche</i>	62
1B. 5.BIS	REGOLE TECNICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN	63
1B. 5 bis. 1	<i>Segnali e misure trasmessi dall'impianto</i>	64
1B. 5 bis.2	<i>Limiti di variazione della frequenza di rete</i>	64
1B. 5 bis.3	<i>Potenza massima degli impianti</i>	65
1B.5 bis.4	<i>Ripristino del servizio elettrico</i>	65
1B. 5 bis.5	<i>Regolazione della frequenza</i>	65
1B. 5 bis.6	<i>Regolazione della tensione</i>	66
1B. 5 bis.7	<i>Requisiti di flessibilità</i>	66
1B. 5 bis.7.1	<i>Procedure di rialimentazione e condizioni di avviamento e parallelo</i>	66
1B. 5 bis.7.2	<i>Presa di carico</i>	67
1B. 5 bis.7.3	<i>Capacità di variazione della potenza reattiva</i>	67
1B. 5 bis.7.4	<i>Funzionamento in seguito a guasti esterni</i>	67
1B. 5 bis.7.5	<i>Attitudine ad alimentare porzioni isolate della RTN</i>	68
1B. 5 bis.8	<i>Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi</i>	68
1B. 5 bis.9	<i>Protezioni dei gruppi</i>	69
1B. 5 bis.10	<i>Verifiche</i>	69
1B. 5 bis.11	<i>Procedure a garanzia della sicurezza del sistema elettrico</i>	69
1B.6	REGOLE TECNICHE PER LE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DIRETTAMENTE CONNESSE	69
1B.6.1	<i>Caratteristiche della tensione</i>	71
1B.6.2	<i>Distacco del carico</i>	71
1B.6.2.3	<i>Distacco della GD</i>	72
1B.6.3	<i>Procedure per la riaccensione e la rialimentazione</i>	73
1B.6.4	<i>Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva</i>	73
1B.6.5	<i>Segnali e misure trasmessi dall'Utente</i>	74
1B.6.5.1	<i>Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN</i>	74
1B.6.5.2	<i>Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi</i>	75
1B.6.6	<i>Piccole reti isolate</i>	75
1B.6.7	<i>Interoperabilità e sviluppo delle reti</i>	76
1B.6.8	<i>Porzioni limitate della RTN</i>	77
1B.6.9	<i>Reti delle Ferrovie dello Stato</i>	77
1B.6.9.1	<i>Distacco del carico</i>	78
1B.6.9.2	<i>Procedura per la riaccensione e la rialimentazione</i>	79
1B.6.9.3	<i>Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva</i>	79
1B.6.9.4	<i>Segnali e misure trasmessi dall'Utente</i>	79
1B.7	REGOLE TECNICHE PER GLI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO	80

1B.7.1	Caratteristiche della tensione	81
1B.7.2	Dispositivi per il distacco del carico	82
1B.7.3	Segnali e misure trasmessi dall'Utente	83
1B.7.3.1	Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN	83
1B.7.3.2	Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi	84
1B.7.4	Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva	84
1B.8	REGOLE TECNICHE PER GLI IMPIANTI CORRISPONDENTI A RETI DIVERSE DA RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI	84
1B.8.1	Linee di interconnessione con l'estero	86
1B.8.2	Altre reti direttamente connesse alla RTN	87
1B.8.3	Reti non direttamente connesse con la RTN	88
1B.9	SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE	88
1B.10	VIOLAZIONI ALLE REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE	90
1B.10.1	Violazioni	90
APPENDICE	93	
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	93

SEZIONE 1B - REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE

1B.1 OGGETTO

1B.1.1 La presente sezione 1B disciplina le condizioni tecniche per l'accesso regolamentato alla **RTN** al fine di garantire il corretto funzionamento del **SEN**.

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

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

1B.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

1B.2.1 Le Regole Tecniche si applicano a:

- a) **impianti di produzione**;
- b) **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**;

- c) impianti corrispondenti a **reti con obbligo di connessioni di terzi**;
- d) impianti corrispondenti a **reti diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi**;
- e) **merchant lines**.

1B.2.2 L'adeguamento alle Regole Tecniche di impianti esistenti eventualmente non conformi avviene con gradualità, tenendo conto delle esigenze del servizio, dell'impegno di risorse richiesto dagli interventi e della sostenibilità dei relativi costi, anche mediante il ricorso alle deroghe di cui al Capitolo 14 sezione 14.3 e secondo le modalità e le tempistiche definite dall'AEEGSI.

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

Le caratteristiche di funzionamento della **RTN** nei **siti di connessione**, di cui al paragrafo [1B.4.14](#) del presente capitolo, sono assicurate dal **Gestore** sempre che:

- (a) non sussistano condizioni critiche per la sicurezza del **SEN** o parti di esso;
- (b) gli **Utenti** della **RTN** rispettino le prescrizioni dettate dalle presenti Regole tecniche (ed in generale nel Codice di Rete).

Per i valori influenzati prevalentemente dalle caratteristiche degli impianti di cui al paragrafo [1B.3.5](#) i valori riportati si riferiscono agli obiettivi di qualità assunti in pianificazione della **RTN**.

Maggiori indicazioni circa gli indici di qualità del servizio sono riportate nel [Capitolo 11](#) del presente Codice di Rete.

Per quanto riguarda gli indici di qualità del servizio indicati ai successivi paragrafi [1B.3.4](#) e [1B.3.5](#), i relativi valori potranno essere aggiornati anche a seguito di apposite campagne di monitoraggio.

La definizione delle diverse **condizioni** di funzionamento (**normali, di allarme, di emergenza, di interruzione e di ripristino**) del **SEN** è riportata nel [Capitolo 10](#) del presente Codice di Rete.

1B.3.1 **Limiti di variazione della frequenza**

1B.3.1.1 La frequenza nominale della **RTN** è pari a 50 Hz.

1B.3.1.2 In **condizioni normali** o **di allarme** la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,9 - 50,1 Hz, con esclusione della Sardegna e della Sicilia dove la frequenza è mantenuta nell'intervallo 49,5 - 50,5 Hz.

1B.3.1.3 In condizioni **di emergenza** o **di ripristino** la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz.

1B.3.2 **Limiti di variazione della tensione**

1B.3.2.1 Per ogni **sito di connessione** è definita la tensione nominale e la tensione d'esercizio.

1B.3.2.2 In **condizioni normali**, in condizioni **di allarme**, in condizioni **di emergenza** e in **condizioni di ripristino** i valori della tensione sono indicati nel documento "Livelli attesi della qualità della tensione", pubblicato nel sito www.terna.it, alla sezione Qualità del servizio di trasmissione, aggiornato annualmente.

1B.3.3 Interruzioni del servizio

1B.3.3.1 I livelli di qualità del servizio di trasmissione, come specificati nel Capitolo 11 del presente Codice di Rete, sono indicati nel documento “Qualità del servizio di trasmissione- Rapporto annuale” pubblicato nel sito www.terna.it, alla sezione Qualità del servizio di trasmissione-, aggiornato annualmente.

1B.3.4 Numero atteso dei buchi di tensione

Il numero dei **buchi di tensione**, per ciascun **sito di connessione**, può variare da qualche decina a un centinaio per anno. La variabilità è in funzione dell’ubicazione del **sito di connessione** nella **RTN**, del livello di tensione nominale, della **potenza di corto circuito** e dell’estensione della magliatura della **rete** su cui è inserito il **sito di connessione**.

1B.3.5 Altre caratteristiche della tensione in condizioni di esercizio normale

Le emissioni disturbanti consentite ai singoli **Utenti** sono valutate anche sulla base di prefissati valori della **potenza di corto circuito**, dichiarati all’**Utente** nei **siti di connessione in condizioni normali del SEN**.

La scelta della magliatura di **rete** non può essere condizionata dall’esigenza di ridurre i fenomeni di cui al presente paragrafo.

1B.3.5.1 Massimo livello di distorsione armonica totale

In **condizioni normali**, il fattore di **distorsione armonica totale (THD)** sulla **RTN**, è generalmente contenuto entro i seguenti valori:

- (a) 3% per la rete 150-132 kV;
- (b) 1,5% per la rete 380-220 kV.

1B.3.5.2 *Massimo grado di dissimmetria della tensione trifase*

In **condizioni normali**, il **grado di dissimmetria della tensione** in ciascun **sito di connessione** è, generalmente, inferiore all'1%, salvo nei casi di **interruzione** di una fase, contro i quali non sono adottate sulla **RTN protezioni** specifiche.

1B.3.5.3 *Indici di severità della fluttuazione di tensione (flicker)*

I valori assunti in sede di pianificazione della **RTN** dell'**indice di severità del flicker a breve termine (P_{st})** e dell'**indice di severità del flicker a lungo termine (P_{lt})** sono contenuti entro le seguenti soglie:

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

1B.3.6 *Livelli di tenuta alle sovratensioni e coordinamento dell'isolamento*

Il coordinamento dell'isolamento negli impianti in esercizio della **RTN** non è realizzato secondo standard uniformi, a causa del differente periodo di costruzione degli impianti.

Per tale motivo, nella documentazione di cui al paragrafo 1B.4.14.1 sono individuati i livelli di tenuta negli impianti della **RTN** rilevanti ai fini del coordinamento dell'isolamento nel **sito di connessione**.

1B.3.7 Valori massimo e minimo delle correnti di corto circuito

- 1B.3.7.1 Le correnti di **corto circuito** nei diversi **siti di connessione** dipendono dalle caratteristiche delle **reti** e dalle condizioni di **esercizio** delle stesse. I criteri e le procedure generali per il calcolo della potenza convenzionale di **corto circuito** massima e minima sono descritti nel documento A.8 al Codice di Rete “Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV” di cui all’Appendice A del presente capitolo.
- 1B.3.7.2 Il **Gestore** rende disponibili sul proprio sito internet, nella sezione Qualità del servizio di Trasmissione, i valori minimi e massimi della potenza convenzionale di **corto circuito** per ciascun **sito di connessione**, aggiornati annualmente.
- 1B.3.7.3 Per ulteriori dettagli si rimanda al Capitolo 11, sezione [11.8](#), del presente Codice di Rete.

1B.3.8 Caratteristiche e prestazioni dei sistemi di protezione

- 1B.3.8.1 Gli **Utenti** devono tenere conto, nella progettazione e nell’**esercizio** dei propri impianti, dei criteri generali e delle caratteristiche di selettività, rapidità e affidabilità del sistema di **protezione** della **RTN** riportati nel presente paragrafo.
- 1B.3.8.2 Nel **Regolamento di Esercizio** sono indicate le caratteristiche e le prestazioni delle **protezioni** relative agli impianti della **RTN** rilevanti ai fini del loro coordinamento con le **protezioni** dell’**Utente**.
- 1B.3.8.3 Il sistema di **protezione della rete** è principalmente basato su relè di tipo distanziometrico e relè di tipo differenziale, entro i cui limiti tecnici di funzionamento è garantita la corretta eliminazione dei **guasti**.

1B.3.8.4 Con riferimento ai sistemi di **protezione** si applica quanto riportato nel documento A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV” e nel documento A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

(a) Protezioni principali

I sistemi di **protezione** della **RTN** sono realizzati con l'obiettivo di mettere fuori servizio soltanto le porzioni di **rete** affette da **guasto** isolabili mediante interruttori.

Le **protezioni** principali impiegate sulla **RTN** sono dimensionate e tarate in modo da interrompere la corrente di **corto circuito**, ad eccezione dei **guasti** altamente resistivi, nei tempi sottoelencati, tranne che in zone particolari di impianto:

- (i) 100 ms in impianti a 380 kV;
- (ii) 100 ms in impianti isolati in SF₆ a 380 kV e 220 kV;
- (iii) 100 ms in impianti prossimi ad **impianti di produzione**, ove sussistano particolari problemi di **stabilità**;
- (iv) 150÷350 ms (in funzione delle caratteristiche costruttive dell'impianto) in impianti isolati in SF₆ a 150-132 kV.
- (v) 500 ms in impianti isolati in aria a 220 kV e 150-132 kV (non rientranti in nessuna delle categorie precedenti).

I tempi di cui alle lettere (i), (ii) e (iii) sono compatibili, anche in caso di mancata apertura dell'interruttore principale, con il limite massimo di 250 ms fissato per garantire la **stabilità transitoria** del sistema primario di trasmissione.

(b) Protezioni di riserva

In caso di mancato intervento della **protezione** principale, il **guasto** viene eliminato da **protezioni** poste in elementi di rete adiacenti. Tali **protezioni**, in questa circostanza, hanno la funzione di riserva alla **protezione** principale.

Per conseguire la selettività in una porzione di **rete**, le protezioni delle porzioni di **rete** adiacenti, nel loro funzionamento come **protezioni di riserva**, sono ritardate opportunamente, in modo da non intervenire in anticipo sulla **protezione** principale.

Sono previsti diversi livelli di **protezione di riserva**; i relativi tempi di intervento sono compresi tra 0,3 e 3,5 secondi, a seconda delle condizioni di **rete** e di **guasto** e della tensione nominale della **rete**.

1B.3.9 ***Caratteristiche dei dispositivi di interruzione e sezionamento***

1B.3.9.1 A causa dei differenti periodi di installazione, le caratteristiche tecniche e funzionali dei dispositivi di interruzione e sezionamento negli impianti che attualmente costituiscono la **RTN** non sono rispondenti a standard uniformi.

1B.3.10 ***Stato del neutro***

La **RTN** è progettata ed esercita con il neutro efficacemente a terra.

1B.3.11 ***Condizione degli impianti di trasmissione***

1B.3.11.1 Il **Gestore** e gli altri **Titolari della RTN** sono preposti al buon funzionamento degli impianti, nei limiti delle prestazioni degli impianti stessi, e sono

responsabili dell'**esercizio** e della conduzione degli impianti, della relativa **manutenzione** e della sicurezza di persone e cose. Qualsiasi anomalia sugli impianti degli altri **Titolari della RTN** che limita l'**esercizio** e che abbia influenza sulla prestazione della **RTN** deve essere comunicata al **Gestore**.

L'**esercizio** degli impianti comprende la conduzione e il **monitoraggio** continuo dello stato degli impianti, l'esecuzione delle **manovre** ed il pronto intervento. Le **manovre** sono eseguite, a distanza, mediante il sistema di teleconduzione o, manualmente, tramite il presidio degli impianti.

1B.3.11.2 Per l'espletamento dell'**esercizio** e della conduzione degli impianti, il **Gestore** e gli altri **Titolari della RTN** dispongono di strutture e organizzazione che assicurano, in modo continuativo (24 ore al giorno per tutti i giorni dell'anno) e con tempi di intervento adeguati, l'adempimento delle funzioni assegnate.

1B.3.12 *Prestazioni dei sistemi di comunicazione*

1B.3.12.1 Nella **RTN** sono installate **apparecchiature di misura**, di trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telescatto, teleregolazione e telecomando.

1B.3.12.2 Le prestazioni funzionali di riferimento dei sistemi di teletrasmissione installati sulla **RTN** sono quelle riportate nella [Tabella 1](#) del paragrafo [1B.4.8](#).

1B.3.13 *Limiti di scambio di potenza attiva e reattiva*

1B.3.13.1 I valori ammissibili del prelievo e dell'immissione di **potenza attiva** e **potenza reattiva** nei **siti di connessione** sono stabiliti dal **Gestore**.

Concorrono alla determinazione di detti valori e ad eventuali limitazioni a quanto richiesto dall'**Utente**:

- (a) portata in **sicurezza N-1** e numero dei collegamenti disponibili;
- (b) flussi di potenza in particolari situazioni di **carico** (punta invernale, estiva, notturna, minimo annuo, ecc.);
- (c) mantenimento della sicurezza statica e dinamica d'**esercizio**;
- (d) vincoli all'**esercizio** di elettrodotti imposti dalle amministrazioni competenti, noti alla stessa data;
- (e) indisponibilità per lavori.

1B.4 REGOLE TECNICHE COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE DI IMPIANTI DIRETTAMENTE CONNESSI

- 1B.4.0.1 La **connessione** di un **Utente** alla **RTN** non deve dar luogo ad alcun degrado nelle prestazioni o nella affidabilità della **RTN** stessa, e deve contribuire alla sicurezza ed alla qualità del servizio elettrico, secondo la tipologia d'impianto.
- 1B.4.0.2 La progettazione dell'impianto dell'**Utente** deve essere eseguita tenendo presente che, con la **connessione**, l'impianto stesso non deve influenzare negativamente il funzionamento della **RTN** né deve danneggiare gli altri **Utenti** della **RTN**.
- 1B.4.0.3 L'**Utente** progetta e realizza gli impianti nel rispetto della normativa nazionale ed internazionale vigente in materia di sicurezza e tutela dell'incolumità delle persone e delle cose (conformemente alle norme CEI, IEC, CENELEC, UNI, ISO). L'esecuzione degli impianti deve avvenire utilizzando materiali e

componenti realizzati ed installati a regola d'arte (si veda per maggior dettaglio il paragrafo 1B.4.6).

1B.4.2 Punti di separazione funzionale

1B.4.2.1 I punti di separazione funzionale fra le attività di competenza del **Gestore** e quelle di competenza dell'**Utente** sono indipendenti dalla proprietà degli impianti. Tali punti sono individuati, sulla **RTN**, come quelli oltre i quali la posizione degli organi di manovra e di interruzione presenti non influenza la configurazione della **RTN** stessa.

1B.4.2.2 Negli schemi di collegamento in antenna, riportati nell'Allegato 2 "Guida agli schemi di connessione" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, che in nessun caso influenzano la configurazione della **RTN**, il punto di separazione funzionale può essere individuato a monte o a valle dell'interruttore generale, la cui manovra di chiusura deve, comunque, essere concordata con il **Gestore**.

1B.4.2.3 Per i circuiti di **bassa tensione** relativamente al controllo e protezione il confine è individuato in apposite interfacce o morsettiere di interfaccia, che provvedono allo scambio dati ed alla separazione galvanica dei circuiti.

1B.4.3 Gestione delle stazioni elettriche

La gestione dell'impianto dell'**Utente** afferente ad una **stazione di consegna** implica relazioni funzionali tra **Utente**, **Gestore** ed eventualmente altro **Titolare di porzione di RTN** interessata che, per l'**attività di dispacciamento** e l'**attività di trasmissione**, devono essere formalizzate attraverso opportuni regolamenti.

- (a) La **stazione di consegna** è costituita da almeno due zone distinte, di pertinenza, rispettivamente, dell'**Utente** e del **Gestore** o di altro

Titolare di porzione di RTN. Le aree di competenza e di responsabilità nell'**esercizio**, nella conduzione e nella **manutenzione** delle diverse parti, devono essere ben individuate, sugli schemi ed in sito, da chiari confini fisici e devono essere riportate anche nel **Regolamento di Esercizio**.

La separazione delle responsabilità deve altresì trovare riscontro nella separazione dei circuiti ausiliari tramite opportune interfacce e, nella parte **AT** e **AAT**, tramite l'interposizione di organi di sezionamento, per le responsabilità inerenti alla sicurezza delle persone e delle cose.

Per le **stazioni elettriche** esistenti dove si riscontrino obiettive difficoltà di realizzazione della separazione circuitale, gli eventuali accordi e regolamenti già stipulati tra **Utente** e **Gestore** o altro **Titolare di porzione di RTN** devono essere congiuntamente riesaminati, se necessario, per definire chiaramente le responsabilità.

Le maglie di terra della **stazione di consegna** devono essere predisposte per il collegamento alla maglia di terra dell'impianto dell'**Utente**, al fine di consentire di collegare o mantenere separate le maglie di terra di stazioni contigue. Il dimensionamento e la verifica periodica delle tensioni di passo e di contatto si basano sul valore massimo convenzionale della corrente di **corto circuito**, e del relativo tempo di eliminazione, che sono stabiliti dal **Gestore**.

- (b) La gestione delle parti del **sito di connessione** non facenti parte della **RTN** ma funzionali all'**attività di dispacciamento** e all'**attività trasmissione** è coordinata dal **Gestore** attraverso i **contratti di servizio**.

Per tale parte d'impianto l'**Utente** deve assicurare:

- (i) l'osservabilità in remoto dell'impianto tramite telemisure e telesegnali;
 - (ii) l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle **protezioni**;
 - (iii) la conduzione dell'impianto senza interruzione e con tempi di esecuzione adeguati;
 - (iv) il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.
- (c) In merito alle procedure di **indisponibilità** programmata si applica quanto riportato al [Capitolo 3](#) del presente Codice di Rete.

1B.4.3.1 *Punti di consegna multipli*

Il parallelo tra porzioni di **RTN** attraverso **reti** con più **siti di connessione** è regolato dal **Gestore**.

L'**Utente** deve prendere provvedimenti tali da impedire paralleli, accidentali o non autorizzati, fra due punti diversi della **RTN**.

Gli eventuali interblocchi nell'impianto dell'**Utente** devono essere concordati con il **Gestore**.

1B.4.3.2 *Alimentazioni di emergenza*

In presenza di alimentazione di emergenza l'**Utente** deve impedire, mediante opportuni interblocchi, la chiusura contemporanea di tale alimentazione e di quella principale, in modo da evitare paralleli accidentali o non autorizzati fra due punti diversi della **RTN** o fra **reti** differenti.

1B.4.3.3 *Responsabilità per la sicurezza*

Gli **Utenti** adottano regole di sicurezza per l'esecuzione di lavori nell'impianto stesso, in accordo con tutte le norme di legge vigenti in materia e con le procedure adottate dal **Gestore** e dagli altri **Titolari di porzione di RTN**.

Il **Gestore**, gli altri **Titolari di porzione di RTN** e gli **Utenti** aggiornano le regole di sicurezza, in relazione all'evoluzione normativa e alle modificazioni degli impianti.

Maggiori precisazioni sono riportate nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di Rete.

1B.4.4 *Manutenzione delle apparecchiature*

1B.4.4.1 L'installazione e la **manutenzione** di apparecchiature del **Gestore** o di altro **Titolare della RTN** o dell'**Utente** rientrano nelle competenze e nelle responsabilità del titolare delle stesse, anche se installate in un'area di proprietà altrui.

Il **Regolamento di Esercizio** contiene un elenco di dettaglio di tali apparati.

1B.4.4.2 La regolamentazione dei piani di **indisponibilità** è riportata nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di Rete.

1B.4.5 *Protezioni*

1B.4.5.1 *Criteri generali*

1B.4.5.1.1 I sistemi di **protezione** dell'**Utente** devono:

- (a) essere coordinati con quelli della **RTN**;

- (b) essere monitorati dall'**Utente** ai fini dell'accertamento del comportamento e per la ricostruzione dei **disservizi di rete**;
- (c) assicurare la riserva in caso di malfunzionamento della **protezione** principale di porzioni di **rete** limitrofe;
- (d) contribuire alla sicura individuazione degli elementi guasti ed alla loro conseguente esclusione, per accelerare la diagnosi del **disservizio di rete** e la ripresa del servizio.

1B.4.5.1.2 La scelta del sistema di **protezione** deve essere effettuata di concerto con il **Gestore**, tenendo conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti:

- (a) assetto delle **protezioni** nella **stazione di consegna** e, nei casi in cui la **stazione di consegna** coincida con l'impianto dell'**Utente**, nella/e **stazione/i** ad esso limitrofa/e;
- (b) livello di tensione delle **connessioni**
- (c) schemi di **connessione** e di stazione;
- (d) caratteristiche della **stazione di consegna** e, nei casi in cui la **stazione di consegna** coincida con l'impianto dell'**Utente**, nella/e **stazione/i** ad esso limitrofa/e (del tipo con isolamento in aria, in SF₆, ecc.);
- (e) caratteristiche del collegamento (linea aerea, in cavo o mista) e sua lunghezza.

1B.4.5.1.3 Le caratteristiche e la tipologia dei relè da adottare devono tenere conto della natura attiva o passiva dell'impianto dell'**Utente**. Si considerano attive le **utenze** con presenza di generazione oppure di alimentazioni multiple.

1B.4.5.1.4 Per le utenze con basse potenze di **corto circuito** devono essere adottati particolari accorgimenti per garantire la selettività, così come indicato al paragrafo [1B.4.5.5](#).

1B.4.5.1.5 Gli indici di corretto funzionamento su **guasto** dei sistemi di **protezione** relativi all'impianto dell'**Utente**, alla **stazione di consegna** ed alle linee di connessione non dovranno essere inferiori al 99%.

1B.4.5.2 *Protezioni della stazione di consegna*

1B.4.5.2.1 Il sistema principale di **protezione** nella **stazione di consegna** deve eliminare i **guasti** in maniera selettiva e con tempi coordinati con quelli adottati nella **RTN**, a pari livello di tensione.

1B.4.5.2.2 Devono essere previste **protezioni di riserva** che, opportunamente coordinate, suppliscano, ove necessario, al mancato intervento delle **protezioni** principali.

1B.4.5.2.3 I sistemi di sbarre delle **stazioni di consegna** a 380 kV devono essere dotati di una **protezione** differenziale di sbarra.

Nei sistemi di sbarre delle **stazioni di consegna** a 120, 132, 150 e 220 kV l'impiego di una **protezione** differenziale di sbarra è stabilito dal **Gestore** tenendo conto delle caratteristiche funzionali e costruttive dell'impianto.

1B.4.5.3 *Protezione contro guasti esterni all'impianto dell'Utente*

1B.4.5.3.1 Il macchinario dell'impianto dell'**Utente** deve essere protetto contro sollecitazioni dovute a **guasti** non eliminati dalle **protezioni** della **RTN** o da queste non coperti (quali, ad esempio, i guasti longitudinali).

Al fine di evitare il verificarsi di danni ai propri impianti, derivanti dalle distorsioni armoniche e dalle **dissimmetrie della tensione** presenti in **rete**, l'**Utente** è tenuto ad installare adeguate **protezioni** che isolino l'impianto al superamento dei limiti fissati. Tali **protezioni** devono essere tarate, d'accordo con il **Gestore**, in maniera tale da non escludere anticipatamente

l'impianto in regime transitorio e con l'obiettivo di salvaguardare le esigenze di disponibilità della **RTN**.

1B.4.5.4 *Protezioni contro guasti interni all'impianto dell'Utente*

1B.4.5.4.1 Le **protezioni** contro i **guasti** interni devono provvedere ad isolare tempestivamente e selettivamente la sola parte coinvolta dell'impianto dell'**Utente**, compatibilmente con lo schema di **connessione** adottato, senza coinvolgere parti di **RTN** o altri **Utenti** direttamente o indirettamente connessi.

1B.4.5.4.2 L'**Utente** è responsabile del mantenimento dell'efficienza del sistema di **protezione** contro i **guasti** interni.

1B.4.5.5 *Protezioni dei collegamenti AT e AAT tra la stazione di consegna e la RTN*

1B.4.5.5.1 Le linee **AT** e **AAT** di collegamento afferenti alla **stazione di consegna** **devono** essere protette secondo i criteri adottati dal **Gestore** per le linee della **RTN** di pari livello di tensione come specificato nel documento A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1B.4.5.5.2 Nella **stazione di consegna** devono essere installati interruttori in grado di interrompere la massima corrente di **corto circuito** calcolata dal **Gestore**.

1B.4.5.5.3 Gli interruttori nelle **stazioni di consegna** collegate alla rete a 380 kV devono essere dotati di una **protezione** di mancata apertura.

1B.4.5.5.4 Nelle **stazioni di consegna** collegate a reti a tensione pari a 120, 132, 150 e 220 kV, l'impiego di una **protezione** di mancata apertura è stabilito dal **Gestore** tenendo conto delle caratteristiche funzionali e costruttive dell'impianto.

1B.4.5.5.5 Nei casi di **impianti di produzione** di modeste dimensioni e con potenza di **corto circuito** troppo bassa per garantire il corretto intervento di **protezioni** distanziometriche, devono essere adottate **protezioni** di massima corrente, coordinate con relè di minima tensione. In presenza di trasformatori di gruppo eserciti a neutro isolato, il sistema di **protezione** deve essere integrato con relè di massima tensione omopolare.

1B.4.5.6 *Tarature dei dispositivi di protezione*

1B.4.5.6.1 Le tarature di tutte le **protezioni** elettriche, principali e di riserva, ovunque installate (nella **stazione di consegna**, in quelle limitrofe e nell'impianto dell'**Utente**), che condizionano l'eliminazione dei **guasti** sulla **RTN** sono stabilite dal **Gestore** mediante procedure codificate e secondo i criteri esposti nel documento A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** e l'**Utente** si devono scambiare a tal fine tutte le informazioni necessarie.

1B.4.5.6.2 Qualora l'**Utente** ritenga che le tarature non garantiscano l'integrità del proprio macchinario o delle proprie apparecchiature, ne dà immediata comunicazione al **Gestore**, che previa verifica assume gli opportuni provvedimenti.

1B.4.5.7 *Interventi sui dispositivi di protezione*

1B.4.5.7.1 Le caratteristiche funzionali e le tarature delle **protezioni** elettriche, concordate o già impostate sulle **protezioni** stesse, non possono essere modificate dall'**Utente** senza il preventivo assenso del **Gestore**.

1B.4.5.7.2 L'**Utente** è tenuto ad adeguare le **protezioni** installate sui propri impianti nelle zone di confine con la **RTN**, su richiesta del **Gestore**, in caso di insufficienza funzionale.

1B.4.5.8 *Dispositivi di richiusura automatica*

1B.4.5.8.1 Alle **protezioni** di linea già descritte devono essere associati dispositivi di richiusura rapida e/o lenta.

1B.4.5.8.2 Il **Gestore**, a seconda delle caratteristiche dell'impianto e della **rete** al contorno, definisce il tipo di richiusura (unipolare, tripolare, uni-tripolare) da adottare, le temporizzazioni e, ove necessario, le condizioni di sincronismo. Tali scelte devono essere effettuate secondo i criteri usualmente adottati per linee della **RTN** di pari livello di tensione.

1B.4.5.8.3 In generale, la richiusura rapida tripolare non è adottata nei collegamenti direttamente afferenti a **impianti di produzione** convenzionali con **generatori** rotanti, per evitare sollecitazioni meccaniche inammissibili sui **generatori** presenti, e nei tronchi successivi di **rete**, dove sussista un elevato rischio di perdita del sincronismo.

1B.4.5.8.4 In casi particolari, così come indicato al paragrafo [1B.5.11.2.5](#), la richiusura rapida tripolare può essere adottata anche in prossimità di **impianti di produzione** convenzionali con **generatori** rotanti, predisponendo opportuni sistemi di protezione e criteri di **esercizio** cautelativi.

1B.4.5.8.5 Per limitare le sovratensioni di manovra, sulla rete a 380 kV non viene di norma adottata la richiusura rapida tripolare.

1B.4.5.8.6 Nei collegamenti in antenna, per assicurare il successo della richiusura rapida unipolare, legata alla selezione di fase ed alla estinzione dell'arco, si adottano opportuni dispositivi accessori specifici.

1B.4.5.8.7 Su richiesta del **Gestore** l'**Utente** è tenuto ad adottare negli stalli linea, interruttori a comando unipolare per consentire l'impiego della richiusura automatica unipolare.

1B.4.5.9 Telescatto rapido per protezione

In relazione alle caratteristiche degli impianti ed allo schema di **connessione**, il **Gestore** può prescrivere l'impiego di sistemi di telescatto diretto, che agiscono sugli interruttori dell'impianto dell'**Utente**.

1B.4.5.10 Telepilotaggio

Nel caso di linee dell'**Utente** in cui uno o più estremi appartengano alla **RTN**, l'estremo di competenza dell'**Utente** deve essere equipaggiato con apparati di telepilotaggio compatibili con quelli adottati negli estremi **RTN**.

1B.4.6 Caratteristiche dei componenti elettrici

1B.4.6.1 Le prescrizioni seguenti si applicano:

- (a) alla **stazione di consegna**, anche qualora essa coincida con l'impianto dell'**Utente**;
- (b) alle **stazioni** limitrofe alla **stazione di consegna**.

1B.4.6.2 Tutte le parti di impianto e le apparecchiature devono essere conformi, di norma, agli standard tecnici e di qualità in vigore dodici mesi prima dell'installazione, salvo casi particolari che verranno individuati dal **Gestore**.

Le parti di impianto rilevanti ai fini dell'affidabilità e della continuità del servizio della **RTN** (quali, ad esempio, macchine, apparecchiature o sistemi di controllo) devono essere fornite da costruttori operanti in regime di qualità certificata.

Tutti gli apparati e tutti i circuiti, primari e secondari, devono presentare caratteristiche di funzionamento e sovraccaricabilità, permanente e transitoria (per almeno 1 s), corrispondenti alle caratteristiche nominali e alle correnti massime di **corto circuito** della **RTN** nei **siti di connessione**.

Particolare attenzione deve essere posta nella scelta di interruttori, sezionatori, **TA**, **TV** e trasformatori, per i quali le caratteristiche di prestazione devono essere selezionate tenendo conto delle caratteristiche della **RTN**.

1B.4.6.3 Il proprietario di ciascun componente o apparato garantisce la rispondenza del componente o dell'apparato stesso ai requisiti richiesti.

1B.4.7 Stato del neutro

1B.4.7.1 Per tensioni uguali o superiori a 120 kV, i centri stella dei trasformatori elevatori di centrale e di interconnessione tra reti devono essere predisposti per il collegamento francamente a terra.

1B.4.7.2 Il **Gestore** stabilisce un piano di collegamento a terra dei centri stella dei trasformatori in modo da assicurare che, nel rispetto delle caratteristiche d'isolamento delle macchine già installate, il neutro delle **reti** a tensione uguale o superiore a 120 kV rimanga, in ogni punto, collegato efficacemente a terra e che le correnti di **corto circuito** monofase non risultino superiori a quelle di **corto circuito** trifase.

1B.4.8 Interfacciamento con i sistemi del Gestore e prestazioni dei sistemi di comunicazione

L'impianto dell'**Utente** deve essere integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della **RTN**.

La sicurezza dell'**esercizio** è assicurata mediante lo scambio di dati ed informazioni tra Impianti, Sale manovra e Centri di Controllo e Teleconduzione del **Gestore**.

Lo scambio di informazioni, ordini e comandi riguardano il controllo in tempo reale, la teleregolazione, la teletrasmissione dati, la telefonia e i telecomandi.

Per consentire il controllo della **RTN** da parte del **Gestore**, l'**Utente** è tenuto a fornire misure e segnalazioni su parti del proprio impianto, tali da assicurare l'osservabilità dell'impianto stesso e le funzioni di gestione del sistema.

La trasmissione dei dati singoli o aggregati dall'impianto sino alle sedi del **Gestore** è a carico e nella responsabilità dell'**Utente**, che deve anche garantire sia la corrispondenza delle informazioni e dei dati trasmessi con quelli configurati sul sistema di controllo del **Gestore** così come da esso comunicati, sia tutti i servizi di sistema di cui al successivo paragrafo 1B.4.12 ad essa associati.

Il **Gestore** stabilisce i formati dei dati ed i protocolli di comunicazione. Le modalità d'interfacciamento devono essere compatibili con il sistema di controllo del **Gestore**.

Le eventuali interfacce con le sedi del **Gestore**, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a carico dell'**Utente** anche se installate presso i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** medesimo.

Le modalità d'interfacciamento con il **Gestore** sono riportate nel documento A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Sotto il profilo funzionale, le prestazioni minime dei sistemi di telecontrollo nei **siti di connessione**, strumentali al funzionamento della **RTN**, sono riportate nella seguente [Tabella 1](#).

TABELLA 1

Funzione	Periodicità o ritardo	Classe di precisione (*)	Modalità	Disponibilità (3)	Integrità (3)
CONTROLLO IN TEMPO REALE					
<i>Misure</i>					
Tensione (1)	4"	0,5	Periodica		<10 ⁻⁶
Frequenza (1)	4"	0,5	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza attiva (1)	4"	2,2	Periodica		<10 ⁻⁶
Potenza reattiva (1)	4"	2,2	Periodica		<10 ⁻⁶
<i>Segnali di stato</i>					
Interruttori	2"-4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Sezionatori	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Eventi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
Allarmi (2)	4"	=	Spontanea		<10 ⁻¹⁰
TELETRASMISSIONE DATI					
<i>Monitoraggio</i>					
Cronologia eventi	10"	=	Spontanea		
Trasferimento file	1 h	=	Spontanea		
<i>Telecomandi</i>					
Comandi interruttori	1"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
Altri telecomandi	2"	=		0,9995	<10 ⁻¹⁴
<i>Teleregolazioni</i>					
Potenza attiva	2"	1	Periodica		
Potenza reattiva	2"	1	Periodica		
Tensione	2"	0,5	Periodica		
Frequenza	2"	0,5	Periodica		

(1) **Nella generalità dei casi ad eccezione delle misure impiegate nelle teleregolazioni di tensione e di frequenza per le quali ci si riferisca all'ultima sezione della tabella (teleregolazioni).**

(2) **1" se si tratta di eventi o allarmi di particolare importanza per la conduzione.**

(3) **Definizione secondo la Norma CEI 57-7, la ediz., febr. 1998, fascicolo 57-7 3632 R**

- (*) **La classe di precisione indicata è riferita alla classe di precisione dell'intera catena di misura per le misure composte (potenza attiva e potenza reattiva), mentre riguarda i trasformatori di misura (TV) per le misure di tensione. I Convertitori dovranno avere una classe di precisione superiore rispetto quella dei trasformatori di misura (almeno 0,5 per UP sottoposte a solo telecontrollo, e classe 0,1 – 0,2 per UP partecipanti a Teleregolazioni di potenza o tensione)**

1B.4.8.1 *Apparati di telecontrollo e telecomando*

- 1B.4.8.1.1 Il **Gestore** può richiedere che uno o più apparati di telecontrollo e/o telecomando (es. Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio, UPDM) nell'impianto dell'**Utente** vengano dedicati a funzioni particolari quali il telescatto e telecomando dei **gruppi di generazione** e/o al distacco di **carico** e alla trasmissione e ricezione dati. Il ricorso a macchine dedicate a singole funzioni (ad esempio telescatto), la cui installazione è a carico dell'**Utente** o del **gestore di reti** con obbligo di connessione di terzi, può essere richiesto per rientrare nei requisiti di sicurezza e nei tempi di attuazione dei comandi e delle segnalazioni, relative al documento A.9 "**Piano di difesa**" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

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

- 1B.4.8.1.2 Per la trasmissione di dati (ad es. file) in tempo differito il **Gestore** deve dare il proprio consenso all'adozione di dispositivi non integrati negli apparati di telecontrollo.

1B.4.8.2 *Informazioni inviate dall'Utente*

- 1B.4.8.2.1 Ciascun **Utente** deve trasmettere al **Gestore** le informazioni dei propri impianti per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per l'**esercizio** ordinario della **RTN**, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei **disservizi di rete**.

1B.4.8.2.2 Per ciascuna categoria di **Utenti**, è riportato, nella sezione relativa, un elenco standard minimo di tali informazioni.

1B.4.8.2.3 L'elenco di dettaglio delle informazioni richieste è riportato nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.4.8.3 Telecomandi per l'attuazione delle azioni previste nel Piano di difesa

1B.4.8.3.1 L'impianto dell'**Utente** deve essere opportunamente predisposto per poter ricevere, smistare ed attuare comandi di tele stimolazione, tele riduzione e sola apertura di interruttori, automatici o manuali, impartiti a distanza dai sistemi di **protezione** della **RTN** o dai sistemi centralizzati del **Gestore** facenti parte del **Piano di difesa** della rete.

Per quanto riguarda la predisposizione degli impianti a tali funzioni si dovrà fare riferimento all'Allegato A.69, nonché ai seguenti allegati per la categoria specifica di impianto:

- per gli impianti eolici Allegati A.64 e A.17;
- per gli impianti fotovoltaici, Allegato A.68
- per gli impianti degli **Utenti** che forniscono il **servizio di interrompibilità del carico**, Allegati A.40, A.41 e A.42

A tal fine l'impianto deve essere equipaggiato con apparati di ricezione compatibili con quelli adottati nella **RTN**.

1B.4.8.3.2 I comandi di apertura agiranno, in caso di sovraccarichi su elementi di **rete** o per prevenire squilibri di potenza in una data area della **RTN**:

- (a) sugli interruttori funzionali all'**attività di trasmissione**, dell'impianto **Utente** o appartenenti alle stazioni ad esso limitrofe o altri punti della **RTN**, in modo tale da escludere l'intero impianto;

- (b) su altri interruttori dell'impianto, concordati con il **Gestore**, al fine di distaccare porzioni di **carico** o far uscire dal servizio **impianti di produzione**.

1B.4.8.3.3 I circuiti di smistamento devono contenere i ritardi di eventuali relè ripetitori entro 10 ms.

1B.4.8.3.4 I **telecomandi** rapidi per protezione sono assimilati ai **telescatti**.

1B.4.8.3.5 I **telecomandi** di tele stimolazione o tele riduzione agiscono, per il tramite degli apparati di telecomando, sui sistemi di regolazione o modulazione della potenza degli impianti dell'**Utente**.

1B.4.8.4 Collegamenti telefonici

1B.4.8.4.1 I centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** impartiscono alle Sale Manovra dell'**Utente** disposizioni relativamente alla conduzione degli impianti, sia in **condizioni normali** che in **condizioni di emergenza**.

1B.4.8.4.2 Se richiesto dal **Gestore**, l'**Utente** deve predisporre una linea telefonica dedicata.

1B.4.8.4.3 Le caratteristiche funzionali delle apparecchiature necessarie allo scopo sono definite dal **Gestore**.

1B.4.9 Contributo alle correnti di corto circuito

1B.4.9.1 Il **Gestore** calcola, nelle stesse ipotesi di calcolo di cui al paragrafo [1B.3.7.1](#), i contributi alle correnti di **corto circuito** provenienti dagli impianti dell'**Utente**, sulla base dei dati che l'**Utente** stesso è tenuto a comunicare ed aggiornare.

1B.4.9.2 La corrente di **corto circuito** in ogni punto della **RTN**, incluso il contributo dell'impianto dell'**Utente**, non deve essere superiore al 90% del potere di **interruzione** degli interruttori installati.

Il potere di **corto circuito** nominale degli interruttori, così come definitivo dalla normativa CEI di riferimento, è di norma, scelto tra uno dei seguenti valori:

- (a) 50 kA o 63 kA per il 380 kV;
- (b) 31,5 kA o 40 kA o 50 kA per il 220 kV;
- (c) 20 kA o 31,5 kA o 40 kA per il 132-150 kV.

1B.4.9.3 I tempi d'intervento delle **protezioni** di cui al paragrafo 1B.3.8 non possono essere aumentati in caso di deboli contributi.

1B.4.9.4 Provvedimenti eventuali per la riduzione dei contributi alle correnti di **corto circuito** possono essere adottati con modifiche impiantistiche o con l'adozione di appositi dispositivi.

1B.4.10 Coordinamento dell'isolamento

1B.4.10.1 Il coordinamento dell'isolamento dovrà essere effettuato coerentemente con i criteri adottati sulla **RTN** (cfr. paragrafo [1B.3.6](#)), a parità di livello di tensione nominale.

1B.4.10.2 Se richiesto dal **Gestore**, gli avvolgimenti **AT** e AAT dei trasformatori dovranno essere realizzati con pieno isolamento verso terra, per consentire, in qualsiasi momento, l'esercizio con centro stella non collegato a terra.

1B.4.11 Limiti di scambio di potenza

Le condizioni generali applicabili sono riportate di seguito, rimandando per quelle particolari ai paragrafi relativi alle diverse tipologie di **Utente**.

1B.4.11.1 Scambio in condizioni normali

Le caratteristiche costruttive dell'impianto devono essere tali da garantire con continuità e regolarità gli scambi di **potenza attiva** e **potenza reattiva** coerentemente ai programmi di immissione e prelievo previsti e alle **regolazioni** cui l'impianto partecipa.

1B.4.11.2 Scambio in altre condizioni

1B.4.11.2.1 Le caratteristiche costruttive dell'impianto (inclusi i processi, le regolazioni degli stessi e le relative tarature) devono essere idonee:

- (a) per gli **impianti di produzione**, a seguire l'evoluzione in tensione ed in corrente nei limiti prefissati, restando connessi e producendo la **potenza attiva** di programma;
- (b) per gli impianti corrispondenti a **unità di consumo**, a garantire la stessa potenza ritirata precedentemente in **condizioni normali**, salvo la quota parte di essa dipendente dalla frequenza e dalla tensione e salvo inserimento dell'impianto dell'**Utente** nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**.

1B.4.12 Servizi di sistema per gli impianti di produzione

Si riporta nel seguito una sintesi dei servizi di sistema che i titolari di **impianti di produzione**, direttamente e indirettamente connessi alla **RTN**, sono tenuti ovvero possono fornire al **Gestore**.

Nella tabella sono altresì indicati i riferimenti ai capitoli del Codice di Rete nonché ai documenti allegati che specificano in dettaglio i requisiti e le caratteristiche tecniche degli **impianti di produzione** ai fini della prestazione dei servizi di sistema indicati.

Servizio	Obbligo/Facoltà di prestazione del servizio	Requisiti e Caratteristiche tecniche
Risoluzione delle Congestioni in sede di programmazione	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 4.4.1
Regolazione Primaria di Potenza	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.1 ; 1B.5.7 ; 4.4.2 ; Allegato A.6; Allegato A.15
Regolazione Secondaria di frequenza/Potenza/	Obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.3 ; Allegato A.23
Regolazione Terziaria di frequenza/Potenza	obbligatorio per le UP idonee e abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.4
Bilanciamento	Obbligatorio per le UP idonee e si abilitate alla fornitura del servizio su MSD	Par. 4.4.5 ; Allegato A.23

Servizio	Obbligo/Facoltà di prestazione del servizio	Requisiti e Caratteristiche tecniche
Regolazione primaria di tensione	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.2 ; Par. 1B.5.8 ; Par. 4.4.7 ; Allegato A.6; Allegato A.14; Allegato A.16
Regolazione secondaria di tensione	Obbligatorio per UP rilevanti idonee al servizio	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 4.4.8 ; Allegato A.6; Allegato A.14
Rifiuto del carico	Obbligatorio per UP termoelettriche con potenza maggiore di 100 MW	Par. 1B.5.3.4 ; Par. 4.4.9
Partecipazione alla rialimentazione del Sistema Elettrico	Obbligatorio per UP rilevanti indicate nell'Allegato A.10	Par. 1B.5.6.2.3 ; Par. 1B.5.12 ; Par. 4.4.10 ; Allegato A.10
Telescatto	Obbligatorio su richiesta del Gestore e per tutte le UP rilevanti abilitate a MSD localizzate nei poli a produzione limitata	Par. 1B.4.8 Par. 4.4.11 ; Allegato A.9

Nota:, il **Gestore** ha facoltà di richiedere per esigenze legate alla sicurezza del **SEN**, anche per le UP rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, le seguenti prestazioni dei servizi di sistema di cui alla precedente tabella "A": **Telescatto**, **Regolazione primaria di tensione**, **Regolazione secondaria di tensione**.

..

1B.4.13 Documentazione tecnica del sito di connessione

Il **Gestore** e l'**Utente** devono identificare univocamente l'impianto ed individuare i referenti abilitati a fornire le informazioni tecniche.

Per ogni **sito di connessione** deve essere predisposta la documentazione tecnica di riferimento, ai fini della gestione del **sito di connessione**.

L'**Utente** è responsabile della redazione, dell'aggiornamento, della conservazione e della formale comunicazione al **Gestore** della documentazione tecnica relativa al proprio impianto.

Tale documentazione deve comprendere almeno:

- (a) schema elettrico unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto dell'**Utente della connessione**;
- (b) schemi funzionali del sistema di comando e controllo, per ciascun componente di impianto;
- (c) descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo delle apparecchiature **AT** e **AAT**, dei sistemi di comando, protezione e controllo, dei servizi ausiliari e del macchinario presenti in impianto.

I segni grafici utilizzati negli schemi elettrici di impianto devono essere conformi alla relativa normativa tecnica vigente.

L'**Utente** deve mettere a disposizione del **Gestore**, a semplice richiesta di quest'ultimo, tutta la documentazione tecnica di impianto, in forma elettronica e nei formati definiti dal **Gestore**, limitatamente alle parti di impianto che hanno influenza sulla gestione della **RTN**.

L'**Utente** è altresì tenuto a collaborare all'aggiornamento periodico del data base del **sistema di controllo** del **Gestore** su richiesta del medesimo.

In occasione di sostituzione o installazione di nuove apparecchiature di caratteristiche tecniche non identiche alle precedenti, l'**Utente** è tenuto a dare preventiva informativa dei dati caratteristici al fine di consentire l'**esercizio** ottimale della **RTN**.

Per ogni **sito di connessione** è conservato presso il **Gestore** l'elenco delle caratteristiche tecniche del sito stesso. Tale elenco è costituito ed aggiornato a cura del **Gestore**, sulla base delle informazioni fornite dall'**Utente**. Nell'elenco sono anche segnalate le eventuali deroghe concesse.

Le informazioni relative alle prestazioni degli impianti e dei processi di produzione di energia elettrica sono riportate nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.4.13.1 Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto di Utente

1B.4.13.1.1 Lo schema unifilare deve rappresentare accuratamente i circuiti e le loro **connessioni** per l'intero **sito di connessione**.

Sullo schema unifilare devono essere rappresentate tutte le apparecchiature **MT**, **AT** e **AAT**, così come posizionate in impianto, e i collegamenti a tutti i circuiti in **bassa tensione** ed esterni. Lo schema unifilare deve recare, inoltre, nomi, numerazioni e caratteristiche nominali principali di tutto il macchinario e di tutte le apparecchiature **AT** e **AAT** presenti in impianto. In caso siano presenti, dovranno essere segnalati tutti gli interblocchi atti a non mettere in parallelo fonti di alimentazione diverse. Dovranno essere descritte nello schema unifilare le **protezioni** elettriche dell'impianto.

Sulla planimetria e sulle sezioni dell'impianto devono essere rappresentate tutte le apparecchiature **MT**, **AT** e **AAT** e devono essere chiaramente individuati i confini di proprietà tra l'impianto **di rete per la connessione** (**stazioni di consegna**, collegamenti **AAT** o **AT**) e l'impianto dell'**Utente**.

1B.4.13.1.2 Se nel **sito di connessione** sono presenti apparecchiature blindate con isolamento in gas, tale circostanza deve essere chiaramente indicata sullo schema stesso, evidenziandone la compartimentazione.

1B.4.13.2 Schemi funzionali del Sistema di Comando, Controllo e Protezione

1B.4.13.2.1 Per gli **stalli** della **stazione di consegna** e dell'impianto dell'**Utente** devono essere redatti:

- (a) uno schema funzionale, anche semplificato, che documenti le logiche fondamentali di **protezione**, gli interblocchi e le relazioni tra le funzioni di automazione e di **protezione**;
- (b) uno schema o una lista dei segnali logici ed analogici per il monitoraggio disponibili.

1B.4.13.3 Descrizioni tecniche, manuali e dati di collaudo

1B.4.13.3.1 Per ciascuna tipologia di apparato e di componente dell'impianto di sua competenza, l'**Utente** deve fornire, desumendoli eventualmente dal manuale del costruttore, tutti i dati necessari per le attività del **Gestore**.

1B.4.13.3.2 Per le parti soggette a collaudo, i dati in questione saranno sostituiti dai dati di collaudo.

1B.4.14 *Dati tecnici della rete, documentazione di progetto dell'impianto di Utente e Regolamento di Esercizio*

1B.4.14.1 La documentazione relativa alla **connessione**, resa disponibile, per quanto di rispettiva competenza, dal **Gestore** e dall'**Utente**, attiene ai seguenti aspetti:

- a) prestazioni della **RTN** nel particolare **sito di connessione** (così come indicato alla sezione [1B.3](#));
- b) caratteristiche degli impianti della **RTN**, dell'**Utente** e delle linee di collegamento nel particolare **sito di connessione**;
- c) disciplina dei rapporti tra **Gestore** e **Utente** per quanto attiene all'**esercizio**, al controllo ed alla **manutenzione** delle porzioni d'impianto funzionali alla **RTN**, con particolare riferimento a quanto riportato nei paragrafi [1B.4.2](#) e [1B.4.3](#) e alla sezione [1B.9](#).

1B.4.14.2 Gli argomenti principali oggetto della documentazione relativa alla **connessione** sono i seguenti.

(a) *Prestazioni indicative della RTN nel sito di connessione*

- (i) limiti di variazione della tensione;
- (ii) massimo livello di **distorsione armonica totale**;
- (iii) massimo valore dell'**indice di severità del flicker**, sia a breve che a lungo termine;
- (iv) eventuali difformità, dovute a vetustà o a particolari concezioni progettuali, nelle prestazioni della **RTN** rispetto a quanto dichiarato nella sezione [1B.3](#).

(b) *Caratteristiche degli impianti e dei processi*

(i) Impianti della RTN

- coordinamento dell'isolamento relativo alla **stazione di consegna**;
- caratteristiche del sistema di **protezione** nella **stazione di consegna**.

(ii) Impianti dell'Utente

- elenco ed ubicazione degli interruttori comandati a distanza dai sistemi di **protezione** della **RTN** o da dispositivi del **Gestore** (quali, ad esempio, quelli necessari per l'attuazione del **Piano di difesa** della rete);
- caratteristiche dei variatori sottocarico dei trasformatori **AT/MT** o **AAT/MT** dell'**Utente**;
- eventuale impiego ed ubicazione di dispositivi per il distacco di **carichi** o di **gruppi di generazione**;
- criteri integrativi per la definizione dei confini di competenza funzionale, quando si tratti di un **Utente** con elevate esigenze di interoperabilità verso la **RTN** (ad esempio una **rete di distribuzione**) o di un impianto cui siano associati particolari processi industriali;
- eventuale impiego di dispositivi automatici per l'inserzione e la disinserzione di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (quali, ad esempio, condensatori di rifasamento o reattori);
- elenco degli eventuali apparati di proprietà del **Gestore** che siano installati nell'impianto dell'**Utente**.

(iii) Linee di collegamento

- coordinamento dell'isolamento;
- caratteristiche degli interruttori e dei sezionatori;
- sistemi di **protezione** e misura.

(iv) Impianti di produzione

- caratteristiche tecniche dell'impianto e modalità di **esercizio** con particolare riferimento alla flessibilità della produzione (tipo di servizio, minimo tecnico, gradiente di presa di carico in funzione della potenza erogata, ecc.);
- Dati tecnici di dettaglio relativi ai **generatori**
- Dati tecnici di dettaglio relativi ai motori primi
- Dati tecnici di dettaglio relativi ai trasformatori elevatori con la definizione del rapporto di trasformazione e del campo di regolazione della tensione e la descrizione dell'eventuale variatore di rapporto.
- Dati tecnici di dettaglio relativi ai regolatori di frequenza con la definizione dei valori di statismo impostati sui regolatori di velocità
- Dati tecnici di dettaglio relativi ai regolatori di tensione ed al modello IEEE associato
- **Curve di capability** dei generatori a diversi valori di tensione e di temperatura

- Curve di corrente inversa ammesse dei generatori
- Costanti di inerzia dell'intero asse di generazione (turbina, compressore, giunti, alternatore) e separatamente per singoli componenti
- intervalli di tensione e di frequenza nei quali, in presenza di **carichi essenziali**, il titolare dell'**impianto di produzione** garantisce la produzione di **potenza attiva**;
- eventuali impieghi dei sistemi di eccitazione dei **generatori** diversi dalla **regolazione primaria di tensione** (regolazione della tensione **AT** e **AAT** nel **punto di consegna**; programma di erogazione di **potenza reattiva**; regolazione a **potenza reattiva** costante; regolazione a fattore di potenza costante);
- Elenco delle **protezioni** dei **generatori** e dei trasformatori elevatori con indicazione del costruttore, del modello, delle regolazioni e della matrice di scatto (interruttori comandati, scatti, blocchi, ecc ...);
- logiche attuate per il **load rejection** ed il funzionamento in isola a seguito distacco dalla **rete**

I dati descritti precedentemente dovranno essere inseriti nel sistema di gestione dell'anagrafica unica degli **impianti di produzione- GAUDI** tramite l'apposito portale internet (www.terna.it) e dovranno essere conformi alle prescrizioni riportate nell'Allegato A.65- Dati tecnici dei gruppi di generazione di cui all'Appendice A del presente capitolo.

L'inserimento dei dati dovrà avvenire secondo quanto previsto nel documento "Istruzioni Operative per il Produttore (dotato di Certificato Digitale) -

Registrazione delle Unità di Produzione Rilevanti” pubblicato sul sito del **Gestore**.

I dati suddetti saranno utilizzati per definire i piani di taratura dei sistemi di **protezione** e regolazione dell’impianto e riportati in modo organico nel **Regolamento di Esercizio**.

(c) Esercizio, conduzione e controllo degli impianti

- gestione dei **punti di consegna** multipli e delle alimentazioni di emergenza, che comportino la messa in parallelo tra loro di parti distinte della **RTN**;
- caratteristiche dei **sistemi di telecomunicazione**;
- modalità transitorie di interfacciamento dell’**Utente** verso il **Gestore** per lo scambio dei dati;
- eventuale abilitazione alla partecipazione dell’**Utente** a servizi di sistema;
- scelta dei periodi di **indisponibilità** di elementi di impianto;
- accesso agli impianti e procedure per l’esecuzione di lavori;
- sicurezza delle persone e delle cose in occasione di interventi di **manutenzione**.

1B.4.14.3 Fermo restando quanto previsto nella **Convenzione Tipo** per i rapporti tra **Gestore e Titolari di RTN**, il **Gestore** disciplina convenzionalmente con l’**Utente** nel rispetto delle presenti Regole tecniche, le seguenti attività:

- (a) **esercizio**, conduzione e controllo degli impianti;

- (b) modalità di **protezione** e **monitoraggio** degli impianti;
- (c) modalità di comando e **regolazione** degli impianti;
- (d) responsabilità sulle verifiche degli impianti di terra;
- (e) accesso agli impianti e procedure in sicurezza per l'esecuzione di lavori;
- (f) **indisponibilità** degli elementi di impianto in occasione di interventi per **manutenzione** e suoi periodi orientativi;
- (g) misura delle partite commerciali
- (h) teledistacco di **gruppi di generazione** o di **carichi**.

Regole, procedure e informazioni necessarie ai fini della **connessione** alla **RTN** sono contenute nei seguenti documenti:

- a) **Contratto per la connessione** che il **Gestore** adotta per disciplinare le modalità di **connessione** alla **RTN (Allegato A. 57)**;
- b) **Regolamenti di Esercizio** stipulati tra **Gestore** ed **Utente** per disciplinare i rapporti attinenti all'**esercizio** e alla **manutenzione** del **sito di connessione**, nonché i rapporti tra le unità interessate precisandone le rispettive competenze. (con particolare riferimento a quanto riportato nelle sezioni [1B.4.2](#) e [1B.4.3](#) e sezione [1B.9](#)). Il **Regolamento di Esercizio** contiene, inoltre, l'elenco dettagliato delle informazioni (telesegnali, telemisure, telecomandi, teleregolazioni) che l'**Utente** ed il **Gestore** devono scambiarsi e le eventuali deroghe alle Regole tecniche, accordate dal **Gestore** secondo la procedura descritta nel Capitolo 14, sezione [14.3.](#),
- c) Procedure concordate tra **Gestore** ed **Utente** al fine di stabilire le modalità operative relative a specifiche attività o processi.

1B.5 REGOLE TECNICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN

Il contenuto del presente paragrafo si applica a tutti gli **impianti di produzione** direttamente connessi alla **RTN**, ivi compresi i **gruppi di generazione** degli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo di energia elettrica. Le prescrizioni sono diversificate in considerazione della tipologia di impianto: ciclo termico convenzionale, ciclo combinato, eolico, fotovoltaico, etc.

Per le **centrali** eoliche e fotovoltaiche trovano applicazione rispettivamente gli allegati A.17 "Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche" ed A.68 "Impianti di produzione fotovoltaica – requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, secondo le modalità e le tempistiche previste dall'Autorità.

1B.5.1 **Caratteristiche della tensione**

1B.5.1.1 *Distorsione armonica*

1B.5.1.1.1 Il **Produttore** fornisce, all'atto della **richiesta di connessione**, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di armoniche; sulla base di tali dati il **Gestore** valuta gli effetti sulla **rete**, in condizioni di minima **potenza di corto circuito** sulla **rete** stessa.

1B.5.1.1.2 Le armoniche emesse dall'impianto devono essere tali che il **THD** nel **sito di connessione** non superi i valori indicati al paragrafo [1B.3.5.1](#).

1B.5.1.1.3 Nel calcolo del **THD**, il **Gestore** includerà i **carichi** disturbanti dell'**impianto di produzione**.

1B.5.1.2 Dissimmetria delle tensioni

Il **Produttore** documenterà eventuali **carichi** presenti ed alimentati in modo da indurre dissimmetrie nelle tensioni.

1B.5.2 Prestazioni degli impianti di produzione

1B.5.2.1 L'**Utente** è tenuto a dichiarare, su richiesta del **Gestore**, le caratteristiche dell'impianto per singolo **gruppo di generazione**. I dati dichiarati devono riferirsi a quelli di **esercizio**. Qualora l'**Utente** non fornisca i dati richiesti il **Gestore** né dà comunicazione all'**Autorità**.

Oltre alle informazioni generali sulla tipologia d'impianto sono richiesti la tipologia di processo e le fonti primarie utilizzate.

L'**Utente** deve inoltre dichiarare tutti i vincoli legati al processo, limitativi delle prestazioni tipiche della tipologia d'appartenenza, e gli eventuali vincoli di natura ambientale.

1B.5.2.2 Le caratteristiche d'interesse principali ai fini della individuazione della flessibilità in **esercizio** sono indicate nel capitolo 4 del presente Codice.

1B.5.2.3 Le caratteristiche d'interesse ai fini del comportamento elettrico sono tutte quelle necessarie alla esecuzione di calcoli in regime statico e dinamico, quali **corto circuito**, load flow, transitori elettromeccanici, ecc. e devono riferirsi al singolo **generatore** o **gruppo di generazione**, secondo quanto prescritto nell'Allegato A.65- Dati tecnici dei gruppi di generazione di cui all'Appendice A del presente capitolo.

Ai fini della capacità di fornire servizi di sistema le caratteristiche sono quelle dei regolatori e delle **curve di capability** nel campo di variazione della tensione.

1B.5.2.4 I dati relativi ai tassi di guasto possono essere richiesti dal **Gestore** e in tal caso devono essere forniti dagli **Utenti**.

Qualora i dati di cui sopra, non siano resi disponibili dall'**Utente**, il **Gestore** assumerà, per le valutazioni di propria competenza, i valori corrispondenti ai dati storici della medesima tipologia di impianto o i dati reperibili sulla bibliografia tecnica.

L'Utente fornisce altresì i valori dei rendimenti dell'**impianto di produzione** che vengono trattati ai sensi di quanto previsto al Capitolo 12, sezione [12A.3](#), del presente Codice di Rete.

1B.5.2.5 Stessi obblighi di dichiarazione e responsabilità devono essere applicati alle informazioni relative a:

- (a) capacità ad alimentare porzioni isolate della **RTN** e/o **carichi propri**;
- (b) capacità a sopportare il **rifiuto di carico**;
- (c) capacità a fornire il servizio di **riaccensione**.

Le caratteristiche sopra elencate saranno tenute in considerazione nel valutare l'idoneità dell'impianto a fornire energia e servizi di sistema.

Resta inteso che in tutti i casi di violazione degli obblighi informativi di cui al presente paragrafo, il **Gestore** ne darà segnalazione all'**Autorità** per i seguiti di competenza.

1B.5.3 Prestazioni dei gruppi di generazione

1B.5.3.1 I **generatori** devono essere in grado di mantenere con continuità uno stato di funzionamento compreso nei seguenti limiti:

- (a) **potenza attiva** erogata (P_c) qualsiasi, compresa tra la **potenza efficiente** (P_e) e il minimo tecnico dichiarato;
- (b) **potenza reattiva** richiesta dalla **rete**, compresa tra il valore minimo ($Q_{c,min}$) e quello massimo ($Q_{c,max}$), desunti sulla **curva di capability** (fig. 1) in corrispondenza della **potenza attiva** erogata e a tensione di macchina e frequenza comprese nell'area A di [fig. 2](#).

1B.5.3.2 Inoltre, i **generatori** devono poter mantenere, per periodi singoli non superiori a 15 minuti e conformemente alle condizioni stabilite dalla normativa tecnica di riferimento CEI sul generatore rotante convenzionale, il seguente stato di funzionamento:

- (a) **potenza attiva** erogata (P_c) qualsiasi, compresa tra la **potenza efficiente** (P_e) e il minimo tecnico dichiarato;
- (b) **potenza reattiva**, se richiesta dalla rete, compresa tra il valore minimo ($Q_{c,min}$) e quello massimo ($Q_{c,max}$), desunti sulla **curva di capability** in corrispondenza della **potenza attiva** erogata, con tensione di macchina e frequenza comprese:
 - (i) nell'area B di [fig. 2](#), per i **generatori** a rotore liscio di potenza nominale uguale o superiore a 10 MVA;
 - (ii) nell'area C di [fig. 2](#), per i **generatori** a rotore liscio di potenza nominale inferiore a 10 MVA e per i **generatori** a poli salienti.

Il **produttore** non deve limitare le caratteristiche dell'impianto qualora questo sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli riportati in fig.

2, e a tal fine è tenuto a concordare con il **Gestore** le relative modalità di gestione.

1B.5.3.3 Il fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) ai terminali del **generatore** rotante convenzionale deve essere:

(a) per macchine a rotore liscio non superiore a:

(i) 0,85 per taglie sino a 200 MVA;

(ii) 0,9 per taglie superiori a 200 MVA;

(b) per macchine a poli salienti non superiore a:

(i) 0,85 per taglie sino a 70 MVA;

(ii) 0,9 per taglie superiori a 70 MVA.

Il fattore di potenza in sottoeccitazione ai terminali del **generatore** deve essere non superiore a 0,95 della potenza nominale. La presenza di limitatori o apparati per la regolazione della tensione non devono ridurre, in modo significativo, la **potenza reattiva** limite. La taratura delle **protezioni** e dei limitatori dovrà essere comunque concordata con il **Gestore**.

1B.5.3.4 I **gruppi di generazione** termoelettrici di potenza superiore a 100 MW, fatte salve dimostrate impossibilità tecniche, debbono fornire il servizio di **rifiuto del carico**, consistente nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della sconnessione del **gruppo di generazione** dalla **rete**, alimentando i propri servizi ausiliari dai rispettivi trasformatori di unità per un tempo pari ad almeno 12 ore.

Il requisito relativo alle 12 ore potrà essere soggetto a revisione sulla base delle risultanze delle prove di cui al paragrafo [1B.5.12.1](#) e delle esigenze di esecuzione della **riaccensione**.

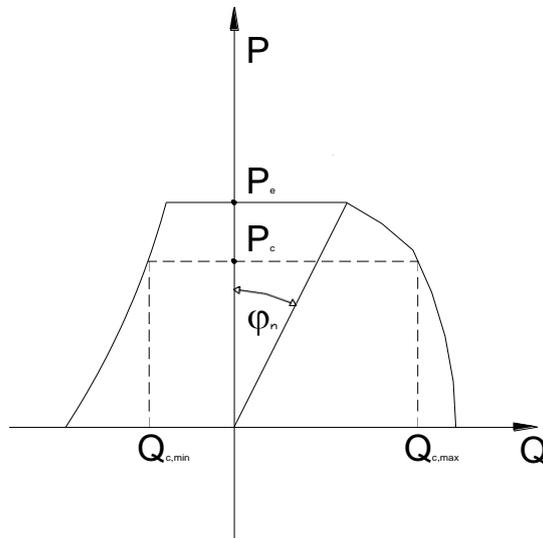


Fig. 1 – Curva di capability tipica per un gruppo di generazione.

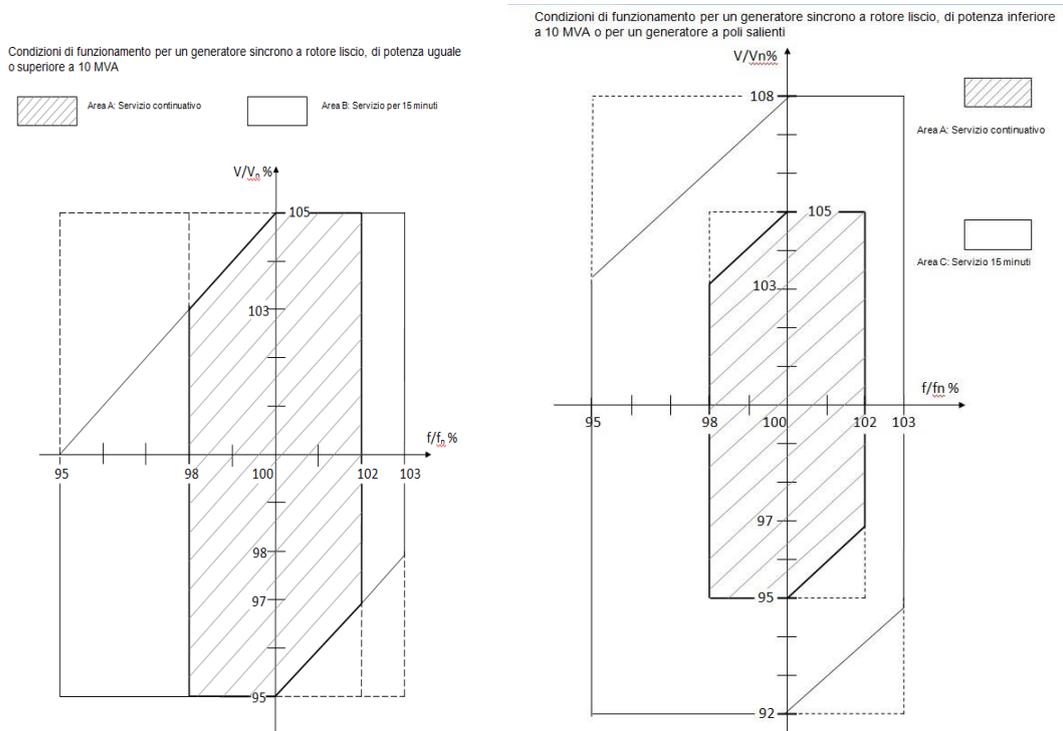


Fig. 2 – Stati di funzionamento dei generatori. In ascissa è riportata la frequenza; in ordinata è riportata la tensione ai morsetti del generatore. Entrambe le grandezze sono espresse in per cento dei rispettivi valori nominali.

1B.5.4 Prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione

1B.5.4.1 L'impianto di produzione e i relativi macchinari e apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in **condizioni di emergenza e di ripristino di rete.**

In tali condizioni l'impianto di produzione deve garantire, secondo quanto stabilito nel presente Capitolo ed eventualmente specificato nella documentazione di cui al paragrafo 1B.4.14.1:

- (a) l'erogazione della **potenza attiva** programmata;

- (b) la possibile partecipazione alla regolazione di frequenza, secondo le caratteristiche proprie dei **gruppi**;
- (c) la possibile partecipazione alla regolazione di tensione, secondo le caratteristiche proprie dei **gruppi**.

Il regolatore deve garantire il funzionamento stabile del **gruppo** per un tempo indefinito, per qualunque frequenza compresa fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque **carico** compreso fra il **carico** dei servizi ausiliari e la potenza massima generabile dal **gruppo**. Inoltre, deve garantire il corretto funzionamento fino a 46,5 Hz per tempi limitati (frazioni di secondo).

1B.5.4.2 Per gli **impianti di produzione** integrati in processi con carichi essenziali alla produzione di energia elettrica e dichiarati, in sede di definizione e sottoscrizione del **Regolamento di Esercizio** di cui ai paragrafi [1B.4.14.1](#) e [1B.4.14.3](#), non idonei al funzionamento in **condizioni di emergenza di rete**, il **Produttore** deve dichiarare il campo di tensione e il campo di frequenza nei quali è garantita la produzione di **potenza attiva**. Il **Gestore** si riserva di limitare a priori il ritiro di potenza a fini preventivi di sicurezza degli approvvigionamenti.

1B.5.4.3 Ciascun **Utente** è responsabile della **protezione** del proprio macchinario e delle proprie apparecchiature contro danni causati da eventuali regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori del campo di variazione in **condizioni di emergenza o di ripristino della rete**. Modalità di separazione dalla **rete** in regimi di frequenza e/o di tensione al di fuori dei limiti espressi e modalità di rientro in servizio sono concordate con il **Gestore** nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.5.5 Funzionamento in presenza di correnti di sequenza inversa

1B.5.5.1 Ogni **gruppo di generazione** deve tollerare, senza scollegarsi, la corrente di sequenza inversa causata da guasti dissimmetrici, eliminati dalle **protezioni di riserva** della **RTN** con i seguenti tempi: 2 secondi per la rete 150-132 kV; 2,6 secondi per la rete 220 kV; 4 secondi per la rete 380 kV.

1B.5.6 Servizi di sistema

1B.5.6.1 Regolazione primaria di frequenza

1B.5.6.1.1 Tutti i **gruppi** di potenza nominale superiore a 10 MVA devono contribuire alla **regolazione primaria di frequenza** (cfr. Allegato A.15), secondo le procedure stabilite dal **Gestore** nelle Regole per il dispacciamento di cui al [Capitolo 4](#) del presente Codice di rete, ad eccezione di quelli privi, per propria natura, di capacità regolanti, quali, ad esempio:

- (a) i **gruppi di generazione** e pompaggio dotati di turbina Francis reversibile;
- (b) i gruppi geotermoelettrici.

Gli impianti a fonte rinnovabile di tipo eolico e fotovoltaico devono essere in grado di non degradare il sistema durante i transitori di frequenza, secondo quanto previsto negli allegati A.17 "Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche" ed A.68 "Impianti di produzione fotovoltaica – requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT" di cui all'Appendice A del presente capitolo.

Su richiesta del **Gestore**, i **gruppi** devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionante su una porzione isolata di **rete**, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0,25\%$, e consentire la rimagliatura della **rete**.

1B.5.6.2 *Regolazione di tensione ed ulteriori servizi*

1B.5.6.2.1 Tutti i **gruppi di generazione** devono contribuire alla **regolazione primaria di tensione** (cfr. Allegati A.14 e A.16).

1B.5.6.2.2 Le modalità richieste di **regolazione** (di gruppo ovvero di sbarra **AT** o **AAT**), eventuali profili di tensione da conseguire o programma di erogazione della **potenza reattiva** da attuare sono definiti nel **Regolamento di esercizio**. Il **Gestore** invia all'**Utente** i livelli di riferimento di tensione o **potenza reattiva** da adottare mediante il Sistema Comandi di cui all'Allegato A.34 o con sistemi analoghi per le **UP non abilitate**.

1B.5.6.2.3 In base alle esigenze della **RTN** e secondo procedure che vengono stabilite nelle Regole per il dispacciamento, di cui al [Capitolo 4](#), un'**unità di produzione** può essere selezionata, con tutti i propri **gruppi** o con parte di essi, con riferimento alle seguenti attività:

- (a) **regolazione secondaria di frequenza/potenza;**
- (b) regolazione terziaria di frequenza/potenza;
- (c) **regolazione secondaria di tensione**
- (d) **piano di difesa;**
- (e) ripristino del sistema elettrico.

Gli impianti ed i relativi **gruppi** possono essere scelti tra quelli abilitati e idonei, per le loro caratteristiche e per la loro ubicazione rispetto alla **rete**, a fornire lo specifico servizio.

Le modalità per l'erogazione dei servizi sono descritte nei seguenti allegati:

- Allegato A.15 per la **regolazione secondaria di frequenza;**

- Allegato A.16 per la **regolazione secondaria di tensione**;
- Allegati A.9, A.52 e A.69 per il **piano di difesa**;
- Allegato A.10 per il **ripristino del sistema elettrico**.

1B.5.7 *Caratteristiche dei regolatori di velocità*

1B.5.7.1 Ogni **gruppo di generazione** deve essere dotato di un regolatore di velocità, il cui segnale di riferimento del **carico** possa essere variato da 0 al 100% del **carico** nominale in un tempo massimo di 50 s. Il regolatore deve essere in grado di funzionare correttamente anche in condizioni perturbate della tensione ausiliaria di alimentazione (ad es., in presenza di **guasti sulla RTN**).

1B.5.7.2 Se il **gruppo** partecipa alla **regolazione primaria di frequenza**, il regolatore deve possedere gli ulteriori requisiti funzionali descritti qui di seguito.

<i>Grado di statismo</i>	Tarabile tra 2% e 8%
<i>Tolleranza massima sulla misura di velocità</i>	0,02%
<i>Zona di insensibilità massima</i>	± 10 mHz

1B.5.7.3 Gli statismi sono coordinati dal **Gestore** e impostati normalmente nei seguenti campi:

- (a) per i **gruppi** idroelettrici tra 2% e 5%;
- (b) per i **gruppi** termoelettrici tra 5% e 8%.

Nel definire il valore di statismo si tiene conto, tra l'altro, delle caratteristiche del **gruppo di generazione**, dell'ubicazione dell'impianto nella **RTN** e della eventuale partecipazione dell'impianto alla **riaccensione**.

1B.5.7.4 I valori da impostare per le bande morte tarabili sono definiti dal **Gestore** sulla base delle caratteristiche degli impianti e in accordo alle regole **ENTSO- E**.

1B.5.7.5 Per i **gruppi** che partecipano alla **regolazione secondaria di frequenza** i regolatori di **carico** devono inoltre essere in grado di ricevere, dal regolatore centralizzato del **Gestore**, comandi remoti di variazione del segnale di riferimento di **carico**.

1B.5.7.6 Su richiesta del **Gestore**, i **gruppi** devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionante su una porzione isolata di **rete**, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0,25\%$, e consentire la rimagliatura della **rete**.

1B.5.8 Caratteristiche dei regolatori di tensione

1B.5.8.1 Un sistema automatico di controllo dell'eccitazione, ad azione continua, deve regolare la tensione ai morsetti del **gruppo di generazione**, con un errore non superiore al $\pm 0,5\%$ del valore di riferimento impostato. Il sistema di eccitazione dovrà essere dotato di limitatori di sovraeccitazione e sottoeccitazione per il rispetto delle curve di prestazione della macchina e dovrà possedere i requisiti descritti nel seguito.

Errore di tensione massimo ammissibile	$\pm 0,5\%$
Riferimento di tensione	Tarabile tra 80% Vn e 110% Vn
Ceiling a funzionamento nominale	Eccitatrici statiche: 200 %
	Altre eccitatrici: 160 %
Tempo di mantenimento del ceiling in caso di corto circuito vicino (per generatori di potenza > 100 MVA)	2 s
Corrente di campo massima per 10 s (per generatori di potenza > 100 MVA)	150%
Compound positivo (per generatori di potenza > 50 MVA)	70%-80% della c.d.t. sul trasformatore elevatore

- 1B.5.8.2 Non sono previste, in generale, la regolazione a **potenza reattiva costante** e quella a fattore di potenza costante. In casi particolari, il **Gestore** ed il **Produttore** potranno concordare l'adozione di una di tali modalità, citandola espressamente nel **Regolamento di Esercizio**.
- 1B.5.8.3 Il limite di sovraeccitazione deve essere temporaneamente superabile per consentire il forzamento della corrente di campo in caso di **guasto** nella **RTN**.
- 1B.5.8.4 Il sistema di eccitazione (per le eccitatrici statiche) deve funzionare regolarmente anche con tensione di alimentazione pari al 20% della propria tensione nominale (purché le singole tensioni di fase si mantengano simmetriche).
- 1B.5.8.5 Per **generatori** di potenza superiore a 100 MW o qualora richiesto dal **Gestore**, devono essere previsti dispositivi di stabilizzazione ("Power System Stabilizer", PSS) che agiscano sul sistema di eccitazione in modo da smorzare le pendolazioni di potenza causate da disturbi sulla **RTN**. Le tarature di tali dispositivi devono essere concordate con il **Gestore** nell'ambito del **Regolamento di Esercizio**.

1B.5.9 **Informazioni trasmesse dal Produttore**

Di seguito sono elencate le tipologie di informazioni che ciascun **Produttore** deve trasmettere al **Gestore**. L'elenco di dettaglio e le modalità di scambio delle informazioni sono stabiliti, per ciascun **impianto di produzione**, nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.5.9.1 Segnali e misure per la gestione della RTN

1B.5.9.1.1 Per l'**esercizio** in tempo reale della **RTN** è necessario che ciascun **impianto di produzione** trasmetta le telemisure e i telesegnali secondo quanto prescritto e con le modalità di cui agli Allegati A.6 "Criteri di telecontrollo e di acquisizione dati" ed A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna" di cui all'Appendice A del presente capitolo.

1B.5.9.1.2 Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di Rete.

1B.5.9.2 Informazioni per la rapida ripresa del servizio

1B.5.9.2.1 A seguito di un disservizio, l'**Utente** deve comunicare tempestivamente al **Gestore**:

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

1B.5.9.2.2 Le informazioni dei registratori cronologici di eventi (RCE), presso l'impianto dell'**Utente** e limitatamente ai confini tra **RTN** ed impianto, devono pervenire al **Gestore** entro 10 secondi dall'evento.

1B.5.9.3 *Informazioni per la ricostruzione dei disservizi*

1B.5.9.3.1 Per la ricostruzione dei disservizi l'**Utente** è tenuto a rendere disponibili al **Gestore**:

- (a) le registrazioni rilevate da **oscilloperturbografi** (relative, ad esempio, a valori istantanei di corrente e di tensione, segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di **protezione**);
- (b) le registrazioni cronologiche di eventi;
- (c) le registrazioni di transitori elettromeccanici;
- (d) le segnalazioni locali.

Tali informazioni devono essere conservate dall'**Utente** per un periodo non inferiore ai 10 anni.

1B.5.10 *Livelli di regolazione trasmessi dal Gestore*

Gli impianti degli **Utenti** che partecipano alla **regolazione secondaria di tensione** ed alla **regolazione secondaria di frequenza/potenza** devono essere predisposti per ricevere i relativi segnali di livello, trasmessi dal **Gestore**.

1B.5.11 *Protezioni dei gruppi di generazione*

1B.5.11.1 *Protezioni contro i guasti interni*

1B.5.11.1.1 L'insieme minimo di **protezioni** elettriche da adottare (riferite al singolo **generatore**) è costituito da quelle elencate qui di seguito:

- (a) differenziale di **generatore** (per **generatori** di potenza pari o superiore a 10 MVA);
- (b) minima impedenza (per **generatori di** potenza pari o superiore a 50 MVA);
- (c) terra statore;
- (d) terra rotore;
- (e) sottoeccitazione e/o perdita di eccitazione;
- (f) massima tensione;
- (g) direzionale di **potenza attiva** (per **generatori** termoelettrici);
- (h) massimo flusso (per **generatori** di potenza pari o superiore a 50 MVA);
- (i) perdita di passo (per **generatori** di potenza pari o superiore a 100 MVA);
- (j) massima velocità;
- (k) massima temperatura parti attive e/o fluido refrigerante;
- (l) differenziale di trasformatore elevatore o totale (per **generatori** di potenza pari o superiore a 10 MVA);
- (m) protezione distanziometrica lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore con una zona di misura orientata in direzione trasformatore (per **generatori** di potenza pari o superiore a 200 MVA);
- (n) massima corrente lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore (per **generatori** di potenza inferiore a 200 MVA);
- (o) mancata apertura interruttore di **gruppo** (per **generatori** di potenza pari o superiore a 20 MVA).

Fatto salvo quanto specificatamente previsto nel **Regolamento di Esercizio** in relazione a particolari tipologie d'impianto, le **protezioni** elettriche sopra elencate valgono (con le eccezioni indicate) per tutti i **gruppi di generazione**, indipendentemente dal tipo e dalla **potenza nominale**.

1B.5.11.1.2 Le **protezioni** per “sottoeccitazione e/o perdita di eccitazione”, “massima tensione”, “direzionale di potenza attiva”, “massimo flusso” e “perdita di passo” sono sensibili a perturbazioni sulla **RTN** (quali **guasti** e oscillazioni elettromeccaniche) ed a **condizioni di emergenza e di ripristino** della **RTN** stessa. La taratura di tali **protezioni** deve, quindi, essere concordata con il **Gestore**.

1B.5.11.1.3 La **protezione** per mancata apertura dell'interruttore di **gruppo** può inviare un comando di apertura ad interruttori installati nella **stazione di consegna** o nella/e stazione/i limitrofa/e tramite telescatto.

1B.5.11.1.4 Le **protezioni** contro i **guasti** interni devono comandare il blocco del **gruppo di generazione**.

1B.5.11.2 Protezioni contro i guasti esterni

1B.5.11.2.1 Ciascun **generatore** deve essere dotato di **protezioni** in grado di separarlo dalla **RTN** in caso di **guasti** nella **RTN** non eliminati correttamente. Le tarature di tali **protezioni** devono essere coordinate con quelle delle protezioni nella **RTN** e sono, quindi, stabilite dal **Gestore**.

1B.5.11.2.2 Le **protezioni** contro i **guasti** esterni devono limitarsi all'apertura dell'interruttore **AT** o **AAT** di macchina allo scopo di separare il **generatore** ed il trasformatore elevatore dalla **RTN**. Inoltre, essi devono mantenersi in servizio sui propri servizi ausiliari, pronti alla ripresa del parallelo con la **RTN**.

1B.5.11.2.3 Le **protezioni** in questione sono le seguenti:

- (a) **protezione** distanziometrica lato **AT** o **AAT** del trasformatore elevatore con tre zone di misura orientate in direzione rete (per **generatori** di potenza pari o superiore a 200 MVA);
- (b) massima corrente con minima tensione lato **MT** (per **generatori** di potenza inferiore a 200 MVA);
- (c) relè di massima tensione omopolare lato **AT** o **AAT** (per **gruppi di generazione** il cui trasformatore elevatore sia esercito con neutro isolato);
- (d) relè a sequenza inversa (squilibrio di corrente);
- (e) massima e minima frequenza;
- (f) **protezione** di sbarra se presente nella **stazione di consegna**.

1B.5.11.2.4 L'impianto dell'**Utente**, connesso direttamente o tramite linea a **stazioni di consegna** dotate di **protezione** contro la mancata apertura dei relativi interruttori, deve essere predisposto per ricevere un comando d'apertura da smistare ai propri interruttori. In particolare, tale esigenza si presenta nel caso in cui l'**impianto di Utente** sia collegato alla **stazione di consegna** tramite collegamento privo di interruttore nel lato stazione.

1B.5.11.2.5 Per **gruppi di generazione** aventi taglia inferiore a 10 MVA e connessi a **reti** a tensione di 120÷150 kV, possono essere concordate tra **Gestore** ed **Utente** modalità di distacco per **guasti** esterni per consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dei **gruppi** stessi, a beneficio della continuità del servizio. Tali modalità devono essere disciplinate nel **Regolamento di Esercizio**

1B.5.12 Verifiche periodiche

1B.5.12.1 Il **Gestore** definisce procedure per la verifica concernenti:

- (a) il livello e le funzioni di controllo della **potenza attiva e reattiva** immessa in **rete**;
- (b) le funzioni automatiche di distacco degli **impianti di produzione** al verificarsi di prestabilite condizioni di **rete**;
- (c) l'attuazione delle azioni di **rifiuto di carico** (vedi paragrafo [1B.5.3.4](#));
- (d) l'attuazione delle azioni previste durante le fasi di ripristino del servizio elettrico in seguito ad **interruzioni** del servizio medesimo;
- (e) la funzionalità degli apparati di **protezione** sottoposti ad azioni di coordinamento con i dispositivi di **protezione** installati sulla **RTN**.

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

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

1B.5.12.2 Le modalità di messa a disposizione delle risorse e di svolgimento delle prove sono riportate nei seguenti documenti di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo:

A.15 Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza;

- A.18 Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore;
- A.19 Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico.

1B.5.12.3 Ai soggetti interessati dalle verifiche di cui al punto [1B.5.12.1](#) è fatto obbligo di partecipare e di cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle stesse.

1B. 5.bis REGOLE TECNICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE INDIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RTN

Il contenuto del presente paragrafo si applica a tutti gli **impianti di produzione** indirettamente connessi con la **RTN**. Per gli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo, si definiscono “impianti di produzione indirettamente connessi” le parti di impianto dedicate alla generazione e indirettamente connesse con la RTN

Gli **impianti di produzione** indirettamente connessi si distinguono in:

- (a) impianti di tipo 1: **unità di produzione** connesse con la **RTN** per il tramite di una porzione di **rete** con tensione nominale pari o superiore a 120 kV (generalmente un sistema sbarre);
- (b) impianti di tipo 2: **unità di produzione** rilevanti, come definiti al [Capitolo 4](#) del presente Codice di Rete, connesse con la **RTN** per il tramite di una porzione di **rete** con tensione nominale inferiore a 120 kV
- (c) impianti di tipo 3: **unità di produzione** non rilevanti, connesse con la **RTN** per il tramite di una porzione di **rete** con tensione inferiore a 120 kV.

Agli impianti di tipo 1 si applicano le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi (cfr. paragrafo 1B.5).

Per tutti e tre i tipi di impianti, vale il principio generale secondo cui la **connessione** non deve causare alcun degrado nelle prestazioni della **RTN**.

Le Regole Tecniche relative agli impianti di tipo 2 e 3 sono indicate nei paragrafi seguenti.

1B. 5 bis.1 Segnali e misure trasmessi dall'impianto

1B.5 bis.1.1 I segnali e le misure che genericamente ciascun **impianto di produzione** di tipo 2 deve trasmettere al **Gestore**, quando questi lo richieda, sono:

- (a) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (b) misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** nel **punto di connessione** e separatamente per ciascun **gruppo di generazione**.

L'elenco di dettaglio è riportato, per ciascun **impianto di produzione**, nel **Regolamento di Esercizio**.

1B. 5 bis.1.2 I titolari di **impianti di produzione** di tipo 3, ricadenti nell'ambito di applicazione dell'Allegato A.6 al presente Codice di Rete, devono fornire al **Gestore** direttamente o indirettamente tramite il gestore di rete a cui sono connessi i dati di cui all'Allegato A.6 secondo le modalità ivi indicate.

1B. 5 bis.2 Limiti di variazione della frequenza di rete

In generale tutti gli **impianti di produzione** ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in **condizioni di emergenza**.

1B. 5 bis.2.1 Gli impianti di tipo 2 relativamente ai campi di frequenza entro cui l'impianto stesso deve rimanere connesso, seguono le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi di cui al paragrafo 1B.5.

1B. 5 bis.2.2 Per gli impianti di tipo 3 le prescrizioni relative ai limiti di variazione della frequenza di **rete** sono descritte nell'Allegato A.70, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21. Le modalità applicative di tali prescrizioni sono invece contenute nei provvedimenti dell'**Autorità**.

1B. 5 bis.3 Potenza massima degli impianti

Il **gestore di rete** della **rete** a cui gli **impianti di produzione** di tipo 2 e 3 sono direttamente connessi deve verificare che la potenza massima complessiva (attiva e reattiva) dell'impianto e quelle dei singoli **gruppi di generazione** siano compatibili con le portate, le cadute di tensione ammissibili e le condizioni generali d'**esercizio** di tutte le linee di connessione interessate.

1B.5 bis.4 Ripristino del servizio elettrico

Gli **impianti di produzione** indirettamente connessi di tipo 2 e di tipo 3 non partecipano al ripristino del servizio elettrico di pertinenza del **Gestore**, salvo diversa esigenza del gestore della **rete** a cui sono direttamente connessi.

1B. 5 bis.5 Regolazione della frequenza

1B. 5 bis.5.1 Gli impianti di tipo 2 devono contribuire alla **regolazione primaria di frequenza**, ad eccezione di quelli privi, per propria natura, di capacità regolanti (quali, ad esempio, i gruppi idroelettrici ad acqua fluente).

Il grado di statismo è scelto, di comune accordo tra **Gestore e produttore**, nell'intervallo tra 2% e 5%.

1B. 5 bis.5.2 Per gli impianti di tipo 3 le prescrizioni relative alla regolazione della frequenza di rete sono descritte nell'Allegato A.70, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21. Le modalità applicative di tali prescrizioni sono invece contenute nei provvedimenti dell'**Autorità**.

1B. 5 bis.6 Regolazione della tensione

1B. 5 bis.6.1 Per i gruppi di tipo 2, la partecipazione alla regolazione di tensione, qualora il **Gestore** lo richieda, deve seguire le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi (cfr. Capitolo 1B.5). Le modalità di attuazione della regolazione della tensione, vale a dire le modalità operative per lo scambio di segnali e misure, è oggetto di accordo tra il **produttore** ed il della **rete** cui l'**impianto di** produzione di tipo 2 è direttamente connesso.

1B. 5 bis.6.2 Per i gruppi di tipo 3, la partecipazione alla regolazione di tensione, qualora il **Gestore** lo richieda, deve seguire le prescrizioni descritte nell'Allegato A.70 del presente Codice di Rete, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21.

1B. 5 bis.7 Requisiti di flessibilità

1B. 5 bis.7.1 Procedure di rialimentazione e condizioni di avviamento e parallelo

1B. 5 bis.7.1.1 Per gli impianti di tipo 2 le procedure per la rialimentazione e le condizioni di avviamento e parallelo sono oggetto di accordo tra il **produttore** ed il

gestore di rete della **rete** cui l'**impianto di produzione** di tipo 2 è direttamente connesso.

1B. 5 bis.7.1.2 Per gli impianti di tipo 3 le procedure per la rialimentazione e le condizioni di avviamento e parallelo devono seguire le prescrizioni descritte nell'Allegato A.70 del presente Codice di Rete, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21.

1B. 5 bis.7.2 Presa di carico

1B. 5 bis.7.2.1 Per gli impianti di tipo 2 le prescrizioni relative alla presa di **carico** devono seguire le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi (cfr. Capitolo 1B.5).

1B. 5 bis.7.2.2 Per gli impianti di tipo 3 il **Gestore** concorda con il **gestore di rete** della **rete** a cui l'impianto è direttamente connesso eventuali prescrizioni relative alla presa di **carico** dei **gruppi**; quest'ultimo gestore garantisce la compatibilità con l'**impianto di produzione**.

1B. 5 bis.7.3 Capacità di variazione della potenza reattiva

1B. 5 bis.7.3.1 Per gli impianti di tipo 2 le prescrizioni relative alla capacità di variare la **potenza reattiva** devono seguire le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi (cfr. Capitolo 1B.5).

1B. 5 bis.7.3.2 Per gli impianti di tipo 3 le prescrizioni relative alla capacità di variare la **potenza reattiva** devono seguire le prescrizioni descritte nell'Allegato A.70 del presente Codice di Rete, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21.

1B. 5 bis.7.4 Funzionamento in seguito a guasti esterni

1B. 5 bis.7.4.1 In caso di **guasti** sulla **rete** cui l'impianto è direttamente connesso si applicano le regole stabilite dal **gestore di rete** di tale **rete**. Possono essere concordate opportune modalità di distacco selettivo dell'impianto di tipo 2 e 3 in modo da isolare l'impianto interessato e da consentire la richiusura rapida tripolare anche in prossimità dell'impianto stesso, a beneficio della continuità del servizio.

1B. 5 bis.7.4.2 In caso di mancanza di tensione (totale o parziale) sulla **RTN**, occorre evitare che l'**impianto di produzione** di tipo 2 e 3 alimenti, sia pure indirettamente, tale **rete**.

1B. 5 bis.7.5 Attitudine ad alimentare porzioni isolate della RTN

Gli **impianti di produzione** di tipo 2 e 3 non possono alimentare porzioni isolate della **RTN**. Quando si crei accidentalmente un'isola di **rete** comprendente impianti della **RTN**, l'intero **impianto di produzione** deve venire separato dalla **rete di distribuzione** cui è connesso.

1B. 5 bis.8 Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

Per alcune situazioni particolari, il **Gestore** può richiedere informazioni rilevate da:

- (a) registratori cronologici degli eventi;
- (b) **oscilloperturbografi** (quali, ad esempio, valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori, etc.).

1B. 5 bis.9 Protezioni dei gruppi

1B. 5 bis.9.1 Per gli impianti di tipo 2 le prescrizioni relative alle **protezioni dei gruppi** devono seguire le Regole Tecniche applicabili agli **impianti di produzione** direttamente connessi (cfr. Capitolo 1B.5).

1B. 5 bis.9.2 Per gli impianti di tipo 3 le prescrizioni relative alle **protezioni dei gruppi** devono seguire le prescrizioni descritte nell'Allegato A.70 del presente Codice di Rete, nella norma CEI 0-16 e nella norma CEI 0-21.

1B. 5 bis.10 Verifiche

Si applica quanto indicato al paragrafo [1B.5.12](#).

1B. 5 bis.11 Procedure a garanzia della sicurezza del sistema elettrico

Per gli impianti tipo 3 il **Gestore**, per motivi di sicurezza del **SEN**, può richiedere la riduzione della generazione distribuita (GD) connessa alle **reti** elettriche di **media tensione (MT)** secondo le modalità riportate nell'Allegato A.72 "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)" di cui all'Appendice A del presente capitolo.

1B.6 REGOLE TECNICHE PER LE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DIRETTAMENTE CONNESSE

1B.6.0.1 Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutte le **reti con obbligo di connessione di terzi** connesse direttamente con la **RTN**, attraverso **connessioni** semplici o multiple (**connessioni** multi-sito).

Nel seguito sono descritti criteri e procedure per la gestione coordinata della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** al fine di garantire adeguati livelli di **interoperabilità delle reti** nonché al fine della garanzia della sicurezza di funzionamento del **SEN**.

La **connessione** diretta di impianti di tale tipologia di **reti** avviene, di norma, tramite linee a 150–132 –kV e trasformazioni dirette 220 kV/**MT**, 150- 132 kV/**MT** o trasformazioni AT/AT

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

Per tale motivo:

- (a) le isole di distribuzione a 132 e 150 kV devono essere osservabili dal **sistema di controllo** del **Gestore**, come indicato nel documento A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizioni dati” di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo e secondo le caratteristiche dei sistemi di trasmissione riportate nell'allegato A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo”;
- (b) le **protezioni** dei tratti consistenti l'isola devono essere coordinate strettamente con quelle presenti sulla **RTN**, in accordo a quanto previsto nel documento A.4 “Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV” e A.11 “Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV”.

Per le **stazioni elettriche** e linee elettriche facenti parte di **reti con obbligo di connessione di terzi** connesse direttamente ad impianti della **RTN**, il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** deve adottare regole

tecniche di **connessione** nei confronti di terzi non in contrasto con quelle adottate dal **Gestore** per gli **impianti direttamente connessi alla RTN**.

1B.6.1 Caratteristiche della tensione

1B.6.1.1 Sulla rete **AT** e **AAT** il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** è tenuto a limitare i disturbi generati dai propri utenti con le stesse prescrizioni e limitazioni adottate dal **Gestore** per la **RTN** di pari tensione.

1B.6.2 Distacco del carico

1B.6.2.1 I **carichi** alimentati dalle **reti di distribuzione** sono integrati nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**. In tale ambito l'alleggerimento del carico viene effettuato:

- (a) con dispositivi installati nelle **stazioni elettriche** delle **reti di distribuzione** (modalità in locale);
- (b) con dispositivi centralizzati del **Gestore** (teledistacchi), che agiscono sugli interruttori delle **reti di distribuzione**, direttamente o indirettamente mediante il **sistema di controllo** del **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi**;
- (c) con dispositivi installati negli impianti di **unità di consumo** indirettamente connessi con la **RTN** e comandati dal sistema centralizzato del **Gestore**.

L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo **carico** (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale.

A tale scopo, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi** dovranno essere installati, a cura dei rispettivi gestori e su richiesta del **Gestore**, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata, in accordo agli Allegati A.12 “Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico e piano di alleggerimento” e A.53 “Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”.

1B.6.2.2 Il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi** è responsabile della **manutenzione** dei dispositivi in questione e deve segnalare qualsiasi variazione sostanziale di **carico** distaccabile.

1B.6.2.3 Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al paragrafo 1B.4.8.1 e [1B.4.8.3](#).

1B.6.2.4 Nei casi in cui a seguito di eventi sulla **RTN** si verificano delle violazioni di corrente sui collegamenti **RTN** saranno concordate specifiche procedure di emergenza per ridurre il prelievo di **carico** da parte dell'**Utente** con obbligo di connessione di terzi che saranno effettuate manualmente ad opera dell'**Utente** stesso

1B.6.2.3 Distacco della GD

Il **Gestore**, per motivi di sicurezza del **SEN**, può richiedere al **gestore di rete** la riduzione della generazione distribuita (GD) connessa alle **reti** elettriche **MT** secondo le modalità riportate nell'Allegato A.72 “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)” di cui all'Appendice A del presente capitolo

1B.6.3 Procedure per la riaccensione e la rialimentazione

Per quanto concerne la predisposizione degli impianti a seguito di disservizi estesi, le **reti con obbligo di connessione di terzi** partecipano alle procedure di **riaccensione** secondo quanto stabilito dal **Gestore** nei Capitoli [4](#) e [10](#) del presente Codice di Rete.

1B.6.4 Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva

- 1B.6.4.1 Per limitare i transiti di **potenza reattiva** verso i **siti di connessione**, il **Gestore** può richiedere l'impiego, nelle **reti con obbligo di connessione di terzi**, di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (ad esempio condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione.
- 1B.6.4.2 La regolazione della tensione effettuata mediante la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori **AAT/MT** o **AT/MT** deve essere coordinata con le azioni del **Gestore**, che ha facoltà di richiedere interventi di controllo sui regolatori di tensione sottocarico dei trasformatori nel caso di condizioni di **esercizio** prossime al collasso di tensione;
- 1B.6.4.3 Ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete il **Gestore** può imporre ai **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi** il fattore di potenza nei punti di scambio.
- 1B.6.4.4 Ai fini del controllo della tensione, il **Gestore** può richiedere ai **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi** di implementare a propria cura sistemi per la **regolazione secondaria di tensione**, avvalendosi anche degli **impianti indirettamente connessi** alla **RTN** per la **rete** di propria competenza.

1B.6.5 **Segnali e misure trasmessi dall'Utente**

Per consentire l'interoperabilità tra la **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi**, il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi**, per tutti gli impianti di sua competenza, deve teletrasmettere al **Gestore** le tipologie di segnali e misure elencate nei successivi paragrafi.

L'elenco di dettaglio è riportato, per ciascuna **rete**, nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.6.5.1 **Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN**

1B.6.5.1.1 Per l'**esercizio** ordinario della **RTN** devono essere trasmessi i segnali e le misure di cui all'Allegato A.6 al presente Codice di Rete.

Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di Rete.

1B.6.5.2 Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

1B.6.5.2.1 Per la ricostruzione dei disservizi **il gestore di rete** è tenuto a rendere disponibili al **Gestore**:

- (a) Tutte le informazioni utili e necessarie alla ricostruzione del disservizio comprensivi di protocollo completo fuori dal perimetro di osservabilità del **Gestore** qualora richiesto;
- (b) le registrazioni rilevate da **oscilloperturbografi** (relative, ad esempio, a valori istantanei di corrente e di tensione, segnali logici relativi al funzionamento dei sistemi di **protezione**);
- (c) le registrazioni cronologiche di eventi;
- (d) le segnalazioni locali.

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

1B.6.6 ***Piccole reti isolate***

1B.6.6.1 Per le **piccole reti isolate**, il **Gestore** stabilirà criteri, ove necessario, per una **connessione** sicura ed affidabile con la **RTN**, tenendo conto delle disposizioni contenute nell'articolo 1, comma 43, della legge n. 239/2004.

1B.6.7 Interoperabilità e sviluppo delle reti

1B.6.7.1 Al fine di conseguire adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi**, è necessario il coordinamento della **gestione**, dell'**esercizio**, della **manutenzione** e dello **sviluppo** delle **reti** in questione con la **RTN**.

1B.6.7.2 I **contratti di servizio** vengono stipulati tra il **Gestore** e le parti interessate per disciplinarne i rapporti per quanto attiene alla conduzione, all'**esercizio**, alla **manutenzione** e allo **sviluppo** delle **stazioni elettriche** non appartenenti alla **RTN** ma ad essa funzionali.

1B.6.7.3 L'**esercizio** delle **stazioni elettriche** funzionali alla **RTN** è responsabilità dei rispettivi proprietari. Devono essere previste strutture e organizzazione che assicurino, in modo continuativo (24 ore al giorno) e con tempi di intervento adeguati, l'espletamento delle funzioni assegnate.

L'**esercizio** comprende la supervisione continua dello stato degli impianti, l'esecuzione delle **manovre** (ordinarie, in emergenza e di messa in sicurezza) a distanza oppure in locale, automaticamente o manualmente, ed il pronto intervento.

I titolari delle **stazioni elettriche** in questione garantiscono lo stato di funzionamento degli impianti nei limiti delle prestazioni e sono responsabili della **manutenzione** e della sicurezza di persone e cose.

La conduzione delle **stazioni elettriche** è coordinata dal **Gestore** con il controllo del **SEN** attraverso adeguati flussi informativi da e verso i centri di teleconduzione ed eccezionalmente da e verso gli impianti.

1B.6.7.4 Per la **manutenzione** ordinaria, straordinaria e per ogni altro intervento che interessi la **RTN**, Il **Gestore** coordina le **indisponibilità** di tutti i soggetti interessati, tenendo in particolare riguardo gli aspetti legati alla sicurezza

della trasmissione, come indicato dettagliatamente nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di Rete.

In caso di interventi straordinari che comportino l'adozione di **schemi di rete** provvisori (messa in retta di linee, collegamenti a T, etc.) per i periodi di tempo strettamente necessari, il **Gestore** può derogare temporaneamente ai livelli di sicurezza tipici della **condizione normale**, secondo quanto previsto nella successiva sezione [1B.12](#).

Analoghe limitazioni possono essere necessarie anche durante la **manutenzione** ordinaria in porzioni di **rete** non adeguatamente magliate.

1B.6.7.5 Per quanto riguarda lo **sviluppo** delle **reti con obbligo di connessione di terzi**, i relativi **gestori di rete** notificheranno al **Gestore** tutte le modifiche pianificate inerenti alle **reti** a tensione compresa tra 120 e 220 kV. Il **Gestore** valuterà i piani proposti al fine di conseguire adeguati livelli di interoperabilità.

1B.6.8 *Porzioni limitate della RTN*

Le porzioni limitate della **RTN** affidate in gestione a terzi devono essere conformi ai criteri esposti nella sezione [1B.3](#) per la **RTN** in generale.

1B.6.9 *Reti delle Ferrovie dello Stato*

Le stazioni delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) che collegano le proprie **reti** alla **RTN** devono essere conformi alle **Regole tecniche di connessione**, secondo quanto previsto dall'art. 3, comma 4 del D.M. 25 giugno 1999.

Considerata la configurazione della **RTN** a 150 e 132 kV sussistono elevate esigenze d'interoperabilità tra le stesse **reti**.

Per tale motivo:

- (a) le isole a 132 e 150 kV devono essere osservabili dal **sistema di controllo** del **Gestore**, secondo quanto stabilito nel documento A.6 “Criteri di telecontrollo e acquisizioni dati”, di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo;
- (b) le **protezioni** devono essere coordinate;
- (c) la **manutenzione** deve essere coordinata.

Per la **connessione** di **impianti di produzione** a linee della **RTN**, il **gestore della rete** in questione deve adottare regole di **connessione** coerenti con quelle adottate dal **Gestore**.

Gli **impianti di produzione** connessi alle **reti** delle Ferrovie dello Stato devono adottare criteri di **protezione** e di regolazione analoghi a quelli stabiliti per gli **impianti direttamente connessi alla RTN**.

Ai punti di connessione tra **reti AT** del **Gestore** e delle Ferrovie dello Stato è associato un **Regolamento di Esercizio** concordato tra le parti che stabilisce le condizioni di **interoperabilità delle reti**, competenze e responsabilità operative, modalità di **esercizio** e **manutenzione**, accesso agli impianti, assetto delle protezioni.

1B.6.9.1 *Distacco del carico*

1B.6.9.1.1 I **carichi** alimentati dalle **reti** delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) sono integrati nel **Piano di difesa** elaborato dal **Gestore**.

Nell'ambito del **Piano di difesa** l'alleggerimento del carico nel **SEN** è realizzato con modalità diffusa in modo da assicurare che venga alleggerito selettivamente il minimo **carico** necessario a ristabilire la frequenza nominale.

1B.6.9.2 *Procedura per la riaccensione e la rialimentazione*

Per quanto concerne la predisposizione degli impianti a seguito di **disservizi di rete** estesi, le **reti interne di utenza** delle Ferrovie dello Stato (o sue aventi causa) partecipano alle procedure di **riaccensione** secondo quanto stabilito dal **Gestore**.

1B.6.9.3 *Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva*

Per esigenze di regolazione della tensione nei **siti di connessione**, il **Gestore** può richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (ad es. condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione.

1B.6.9.4 *Segnali e misure trasmessi dall'Utente*

1B.6.9.4.1 Per consentire l'interoperabilità con la **RTN**, il gestore delle reti in questione trasmette al **Gestore** i segnali e le misure elencati genericamente di seguito.

L'elenco di dettaglio è stabilito, per ciascun **sito di connessione**, nel **Regolamento di Esercizio** stipulato tra **Gestore** e Ferrovie dello Stato.

(a) *Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN*

- (i) segnalazioni di posizioni di organi di manovra;
- (ii) misure di tensione;
- (iii) se richiesto dal **Gestore**, misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva**.

Le misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva**, se richieste, saranno fornite separatamente per ogni elemento di impianto (linea, trasformatore, ecc.).

(b) Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

In alcune stazioni di particolare rilevanza, cui fanno capo linee della **RTN**, sono richieste informazioni rilevate su tali linee da:

- (i) registratori cronologici degli eventi;
- (ii) **oscilloperturbografi** (valori istantanei di corrente e di tensione, segnali di posizione di interruttori o altro).

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

1B.7 REGOLE TECNICHE PER GLI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD UNITA' DI CONSUMO

1B.7.0.1 Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutti gli impianti corrispondenti ad **unità di consumo** direttamente connesse con la **RTN**, con **connessioni** semplici o multiple (**connessioni** multi-sito), ivi compresi i **carichi** degli impianti dove ha luogo sia generazione che consumo di energia elettrica.

1B.7.1 Caratteristiche della tensione

1B.7.1.1 Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo **Utente**, che si connetta alla **RTN** o che intenda apportare rilevanti modifiche ad un impianto già connesso, saranno fissate tenendo conto dei valori di pianificazione adottati, delle emissioni degli altri **Utenti** già allacciati alla medesima **rete**, dell'emissione trasferita dal resto della **rete** e delle emissioni future di nuovi **Utenti** che hanno già iniziato l'iter di **richiesta di connessione**.

Nelle porzioni di **rete** dove i limiti di pianificazione sono già superati non è ammesso l'allacciamento di nuovi **Utenti** disturbanti, senza interventi tali da far rientrare i valori nei limiti.

1B.7.1.2 Per valutare l'impatto del nuovo **Utente** sulla **RTN** sono necessari i seguenti dati:

- (a) i dati caratteristici dell'impianto dell'**Utente della connessione**;
- (b) i parametri caratteristici della **rete** nel **nodo** di allacciamento;
- (c) i limiti di emissione **Utente** tipici dell'impianto, in relazione alla taglia dichiarata dall'**Utente**;
- (d) le emissioni dell'impianto dell'**Utente**, valutate dal **Gestore** supponendo l'impianto stesso già connesso e tenendo conto del disturbo già preesistente.

1B.7.1.3 Nella valutazione dei limiti di emissione dell'impianto dell'**Utente** si possono verificare le seguenti alternative:

- (a) le emissioni dell'impianto non superano i valori di pianificazione: l'impianto può essere connesso;

- (b) le emissioni dell'impianto sono superiori ai limiti di pianificazione: la **connessione** è condizionata ad una ulteriore compensazione, tale da rientrare nei limiti di pianificazione, e comunque non superiore al 70%.

1B.7.1.4 L'impianto dell'**Utente** deve garantire il prelievo con un fattore di potenza induttivo compreso tra 0,95 e 1. Non è ammesso prelievo con fattore di potenza capacitivo. Il **Gestore** può richiedere all'**Utente** di ridurre l'eventuale rifasamento installato. Il **Gestore** può fissare compatibilmente con le possibilità impiantistiche soglie differenti per il prelievo o per l'immissione di energia reattiva in ragione di necessità locali della rete.

1B.7.2 Dispositivi per il distacco del carico

1B.7.2.1 L'alleggerimento del carico viene effettuato:

- (a) con dispositivi installati in impianto;
- (b) con dispositivi centralizzati del **Gestore** (teledistacchi).

L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte di variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo **carico** (in MW) necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo dovranno essere installati, su richiesta del **Gestore**, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.

1B.7.2.2 L'**Utente** è responsabile della **manutenzione** dei dispositivi in questione.

1B.7.2.3 Per l'alleggerimento del carico effettuato con dispositivi centralizzati si applicano le regole di cui al paragrafo 1B.4.8.1 e [1B.4.8.3](#).

1B.7.2.4 Posizione e modalità di intervento dei dispositivi di alleggerimento del carico sono definiti nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.7.2.5 Nel caso in cui l'**utente** abbia stipulato con il **Gestore** un contratto per la regolazione del **servizio di interrompibilità del carico** il **Gestore** ha la facoltà di effettuare, in ogni momento, presso l'impianto dell'**Utente** ispezioni, prove e verifiche per l'accertamento dei requisiti per il **servizio di interrompibilità del carico**.

1B.7.3 Segnali e misure trasmessi dall'Utente

1B.7.3.0.1 L'**Utente** deve trasmettere al **Gestore** le tipologie di segnali e misure elencate nel presente paragrafo limitatamente al **punto di connessione**.

L'elenco di dettaglio sarà stabilito, per ciascun **Utente**, nel **Regolamento di Esercizio**.

1B.7.3.1 Segnali e misure per l'esercizio ordinario della RTN

1B.7.3.1.1 Devono essere previsti:

- (a) segnali di posizione degli organi di manovra;
- (b) misure di tensione;
- (c) se richiesto dal **Gestore**, misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva**.

Le misure di **potenza attiva** e di **potenza reattiva** saranno fornite separatamente per ogni elemento di impianto.

1B.7.3.1.2 Per la regolazione economica delle misure di energia si rimanda al [Capitolo 7](#) del presente Codice di Rete.

1B.7.3.2 Informazioni per la rapida ripresa del servizio e per la ricostruzione dei disservizi

1B.7.3.2.1 Su richiesta del **Gestore**, con riferimento alle alle linee connesse alla **RTN**, gli Utenti dovranno fornire, se disponibili, informazioni rilevate da:

- (a) registratori cronologici degli eventi;
- (b) localizzatori di **guasto**;
- (c) **oscilloperturbografi**;
- (d) segnalazioni locali.

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

1B.7.4 *Dispositivi per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva*

1B.7.4.1 Il **Gestore** potrà richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** (quali ad esempio condensatori di rifasamento o reattori), ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione.

1B.8 REGOLE TECNICHE PER GLI IMPIANTI CORRISPONDENTI AD RETI DIVERSE DA RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

Le prescrizioni del presente paragrafo si applicano a tutti i circuiti di interconnessione semplice o multipla (**connessione** multi-sito) della **RTN** con **altre reti elettriche**.

L'interconnessione della **RTN** con **altre reti elettriche** non deve dar luogo ad alcun degrado nelle prestazioni o nella affidabilità della **RTN** stessa.

Nei **siti di connessione**, si devono rispettare gli stessi vincoli cui è soggetta la **RTN** per quanto concerne:

- (a) il massimo livello ammesso di **distorsione armonica totale** in immissione nella **RTN**;
- (b) il massimo **grado di dissimmetria della tensione** trifase ammesso in immissione nella **RTN**;
- (c) il massimo valore ammesso per gli indici di severità della fluttuazione di tensione;
- (d) i livelli di tenuta alle sovratensioni ed i criteri di coordinamento dell'isolamento;
- (e) il numero atteso annuo di **buchi di tensione** originati nelle **reti** di propria competenza.

Il rispetto di tali vincoli può non essere garantito transitoriamente se non sussistano, per la **rete** direttamente connessa, **condizioni di emergenza**.

1B.8.1 Linee di interconnessione con l'estero

1B.8.1.1 La **connessione** alla **RTN** dei circuiti di interconnessione con le **reti** elettriche estere è stabilita in accordo con i relativi **gestori di rete**, tenendo segnatamente conto delle regole e delle raccomandazioni dell'**ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*):

1B.8.1.2 A ciascun circuito di interconnessione è associato un **Regolamento di Esercizio**, concordato con i **gestori di rete** esteri, che stabilisce le condizioni di **interoperabilità delle reti**, gli assetti delle protezioni e le modalità di **esercizio e manutenzione**.

Ogni azione che comporti una variazione nei **Regolamenti di Esercizio** dei circuiti di interconnessione deve essere concordata tra **Gestore** e **gestori di rete** esteri.

1B.8.1.3 Il **Gestore** gestisce gli scambi di **potenza attiva** e **potenza reattiva** sui collegamenti in **sicurezza N-1** ed in modo da salvaguardare la sicurezza del **SEN**, anche attuando il **Piano di difesa della rete**, in caso di **disservizi di rete** più gravosi.

Il **Gestore** stabilisce pertanto, nell'ambito delle raccomandazioni e delle regole emesse da **ENTSO-E**, la **capacità totale trasmissibile** (**TTC** - *Total Transfer Capacity*), il **marginale operativo di trasmissione** (**TRM** - *Transmission Reliability Margin*) e la **capacità netta trasmissibile** (**NTC** - *Net Transfer Capacity*).

1B.8.1.4 Il **Gestore** e i **gestori di rete** esteri sono tenuti a scambiarsi preventivamente tutte le informazioni che possano avere ripercussioni sui transiti di potenza tra le rispettive **reti** di trasmissione.

A tale riguardo, in base alle regole emesse da **ENTSO-E**, il **Gestore** e i **gestori di rete** esteri definiscono di comune accordo, per ciascuna linea di interconnessione, una "regione d'influenza", vale a dire quella parte dei

rispettivi sistemi elettrici che ha impatto diretto sulla linea di interconnessione stessa.

1B.8.1.5 Per ciascuna regione d'influenza il **Gestore** e i **gestori di rete** esteri si scambiano tutte le informazioni necessarie per la **gestione**, la **manutenzione** e lo **sviluppo** delle **reti**. Tali informazioni riguarderanno almeno i seguenti aspetti:

- (a) caratteristiche ed equivalenti di **rete**;
- (b) schemi di **esercizio**;
- (c) programmi di **manutenzione**;
- (d) caratteristiche dei sistemi di **protezione** e controllo;
- (e) modalità di attuazione delle regolazioni di tensione e frequenza;
- (f) dati necessari all'analisi statica e dinamica delle **reti**;
- (g) modalità d'attuazione del **Piano di difesa** e ripristino.

1B.8.1.6 Per le **merchant lines** in corrente continua si applicano le prescrizioni del documento di riferimento A.59 "Requisiti e caratteristiche dei sistemi di trasmissione in corrente continua (HVDC)" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

1B.8.2 Altre reti direttamente connesse alla RTN

Alle altre **reti** diverse dalle **reti con obbligo di connessione di terzi** si applicano le disposizioni di cui ai paragrafi [1B.4](#), [1B.6.5.1.1](#) e [1B.6.9](#).

1B.8.3. Reti non direttamente connesse con la RTN

1B.8.3.1 Le **reti** non direttamente connesse con la **RTN** devono essere progettate ed esercite in modo tale da non causare, neppure indirettamente, degrado nelle prestazioni della **RTN** (in alcuna condizione di funzionamento) o nella sicurezza del servizio elettrico in genere.

Per tale ragione, le procedure di **gestione**, **esercizio** e **manutenzione** adottate sulle **reti** in questione devono essere coordinate con le Regole Tecniche adottate dal **Gestore** al quale è affidata l'azione di coordinamento.

1B.8.3.2 In particolare per le **reti con obbligo di connessione di terzi non direttamente connesse** relativamente alle funzioni di distacco delle utenze (ai fini del controllo in **condizioni di emergenza del SEN**) e alle procedure di rialimentazione si applica quanto definito nella sezione [1B.6](#).

1B.9 SEPARAZIONE FUNZIONALE DELL'ATTIVITÀ DI TRASMISSIONE DALLE ALTRE ATTIVITÀ ELETTRICHE

1B.9.1 L'ubicazione delle parti dell'impianto dell'**Utente** funzionali all'**attività di trasmissione** è, in linea di principio, indipendente dalla posizione dei punti di separazione funzionale di cui alla sezione [1B.4.2](#).

Vengono definiti funzionali all'**attività di trasmissione**:

- (a) tutti gli interruttori, sezionatori e sistemi di sbarra che, in relazione allo schema di **connessione**, sono necessari a configurare la **RTN**, ovvero a garantire la continuità, la magliatura e la flessibilità di **gestione** della **RTN**;
- (b) tutti i sistemi di **protezione**, i **telescatti** e gli automatismi di apertura che agiscono sugli interruttori di cui alla precedente lettera a), nonché

gli apparati di regolazione (di tensione e frequenza), che garantiscono la sicurezza di persone e cose e la **connessione** operativa degli impianti dell'**Utente** nelle condizioni di funzionamento ammesse;

- (c) gli apparati di monitoraggio, di misura e di telecomunicazione che garantiscono il flusso informativo tra **Gestore** ed **Utente**, fatta eccezione per quello che attiene alla misura di energia, ove valgono prescrizioni non comprese nelle presenti Regole Tecniche.

1B.9.2 I rapporti tra **Gestore** e **Utente** sono regolati da **contratti di servizio** di cui il **Regolamento di Esercizio** costituisce parte integrante.

I criteri generali sono i seguenti:

- (a) l'**esercizio**, e in particolare la conduzione, delle parti di cui alla lettera (a) del precedente paragrafo, deve essere effettuato attuando gli ordini del **Gestore**, che determina le configurazioni di **rete** attraverso il controllo degli organi di manovra. Il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti devono essere assicurati in tempi minimi;
- (b) l'**esercizio** delle parti di cui al precedente paragrafo [1B.9.1 lettera \(b\)](#), deve comprendere l'attuazione, ed il relativo riscontro, della taratura delle **protezioni** calcolata dal **Gestore**. In caso di malfunzionamento, il ripristino della piena funzionalità deve avvenire in tempi minimi, tenendo presente che l'**indisponibilità** delle **protezioni** comporta l'apertura del collegamento;
- (c) l'**esercizio** delle parti di cui al precedente paragrafo [1B.9.1 lettera \(c\)](#) deve assicurare le stesse prestazioni dell'**Utente** assicurate per gli apparati di cui alla lettera b), tenendo, tuttavia, conto della minore criticità delle parti di impianto in oggetto rispetto ai sistemi di **protezione** e controllo;

- (d) lo **sviluppo** delle parti di cui ai punti (a), (b) e (c) del precedente paragrafo deve essere armonizzato con lo **sviluppo** della **RTN** e, pertanto, deve essere concordato con il **Gestore**, che si riserva di richiedere gli interventi più idonei;
- (e) la **manutenzione** delle parti di cui ai punti (a), (b) e (c) del precedente paragrafo deve essere coordinata con le **indisponibilità di rete** e notificata al **Gestore**, secondo le procedure riportate nel [Capitolo 3](#) del presente Codice di Rete.

1B.9.3 La separazione funzionale dell'**attività di trasmissione** dalle altre attività elettriche deve, inoltre, consentire:

- (a) la semplicità dei rapporti intercorrenti tra il **Gestore** e gli altri esercenti gli impianti nel **sito di connessione**;
- (b) la chiara individuazione delle responsabilità inerenti la conduzione e la **manutenzione** di ogni singolo organo;
- (c) la sicurezza di persone e cose nel **sito di connessione**.

In particolare, per quanto riguarda la continuità circuitale, la flessibilità di gestione della **RTN** ed il mantenimento della **connessione** operativa, gli organi di manovra facenti parte funzionalmente della **RTN** devono essere comandati a distanza o localmente da personale operativo in turno continuo nell'arco delle 24 della giornata e nell'arco dell'intero anno.

1B.10 VIOLAZIONI ALLE REGOLE TECNICHE DI CONNESSIONE

1B.10.1 *Violazioni*

1B.12.1.1 Il **Gestore** verifica sulla base dei dati e delle informazioni in suo possesso, come autocertificate dagli **Utenti** ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, il rispetto

delle Regole Tecniche ed individua le violazioni poste in essere dagli **Utenti** direttamente e indirettamente connessi con le modalità previste al Capitolo 14, sezione [14.4](#) del presente Codice di rete.

1B.10.1.2 In relazione alle conseguenze che possono derivare dalla violazione di una o più Regole Tecniche, è possibile individuare due differenti categorie di violazioni:

a) Violazioni molto gravi;

Costituiscono, senza valore di esaustività, violazioni molto gravi:

- (i) il mancato rispetto, da parte degli **Utenti** della **RTN**, delle Regole Tecniche o delle norme in tema di sicurezza nell'utilizzo della strumentazione, degli apparati o degli impianti, quando ciò determini grave danno o pericolo di danno ad impianti, persone, cose, animali ovvero all'ambiente;
- (ii) il rifiuto immotivato da parte degli **Utenti** di permettere i controlli o le ispezioni previste nelle Regole Tecniche, ovvero il comportamento ostruzionista da parte degli stessi **Utenti** nei confronti dell'espletamento di tali controlli o ispezioni;
- (iii) il rifiuto immotivato del **Gestore** di consentire l'accesso alla **RTN** da parte di nuovi **Utenti**;
- (iv) l'interruzione, o la sospensione, immotivata da parte del **Gestore** del prelievo o della fornitura di energia elettrica ad un **Utente**.

b) Violazioni gravi

Costituiscono, senza valore di esaustività, violazioni gravi:

- (i) il mancato rispetto da parte degli **Utenti** delle Regole Tecniche o delle norme in tema di sicurezza nell'utilizzo della strumentazione,

degli apparati o degli impianti, quando ciò non determini grave danno o pericolo di danno ad impianti, persone, cose o animali;

- (ii) il rifiuto immotivato degli **Utenti** di fornire al **Gestore** le necessarie informazioni ovvero i chiarimenti in merito a comportamenti difformi dalle prescrizioni contenute nelle Regole Tecniche;
- (iii) il ritardo ingiustificato da parte del **Gestore** nel fornire i servizi richiesti ai nuovi **Utenti**.

Per la contestazione delle violazioni si applica la procedura prevista al Capitolo 14, paragrafo [14.4.2](#) del presente Codice di Rete.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

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

- A.1 "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.2 "Guida agli schemi di connessione";
- A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN";
- A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.5 "Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo";
- A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV";
- A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico";
- A.10 "Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale";
- A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV";

- A.12 “Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico e piano di alleggerimento”;
- A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”;
- A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione”;
- A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza”;
- A.16 “Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione”;
- A.17 “Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche”;
- A.18 “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore”;
- A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico”;
- A.40 “Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili”
- A.41 “Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione”
- A.42 “Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104”
- A.52 “Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione”
- A.53 “Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”
- A.57 “Schema di contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale”;
- A.59 “Requisiti e caratteristiche di riferimento dei sistemi di trasmissione in corrente continua (HVDC)”.

- A.64 “Modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica”
- A.65 “Dati tecnici dei gruppi di generazione”
- A.68 “Impianti di produzione fotovoltaica requisiti minimi per la connessione e l’esercizio in parallelo con la rete AT”
- A.69 “Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna”
- A.70 “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”
- A.72 “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI)”

CAPITOLO 1

ACCESSO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

INDICE

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

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

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

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

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

1C.1 OGGETTO

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

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

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

1C.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Per i parchi di produzione:
 - la sostituzione di un numero di aerogeneratori o inverter di potenza

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

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

3. Per gli **HVDC**:

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

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

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

1C.2.1 Classificazione degli impianti di produzione

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

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

connessione ≥ 110 kV indipendentemente dalla potenza.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.5.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione

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

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

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

Il **Produttore** non deve comunque volontariamente limitare il campo di funzionamento del gruppo ai valori sopra indicati; deve anzi, qualora le caratteristiche costruttive lo consentano, dichiarare al **Gestore** eventuali limiti più ampi di funzionamento, il cui effettivo utilizzo sarà concordato con il **Gestore** in fase di **richiesta di connessione** e definito nel **Regolamento di Esercizio**.

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

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

caratteristiche proprie del gruppo.

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

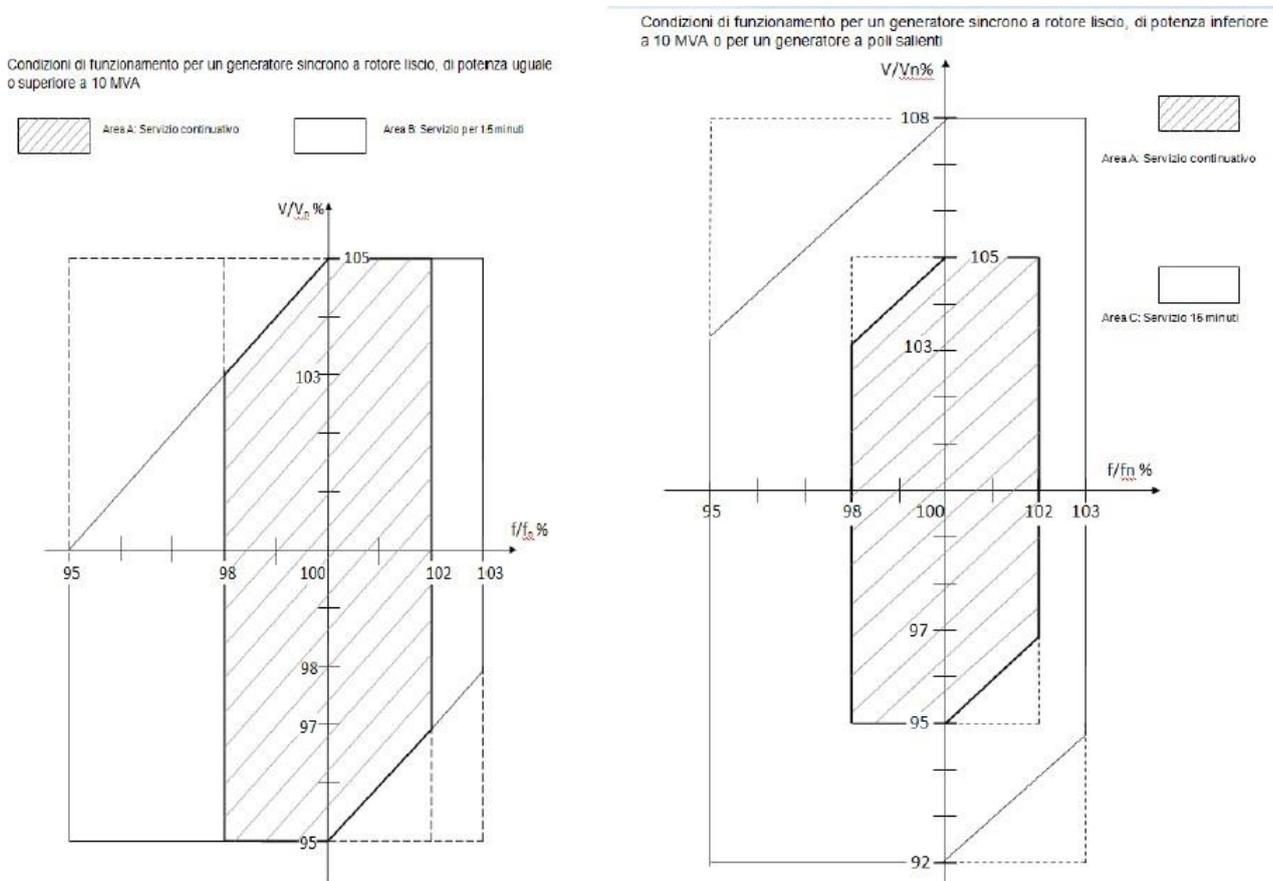


Figura 1: Stati di funzionamento dei gruppi di generazione. In ascissa è riportata la frequenza; in ordinata è riportata la tensione ai morsetti del generatore. Entrambe le grandezze sono espresse in per cento dei rispettivi valori nominali.

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

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

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

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

1C.5.2 Immunità ai disturbi di rete

1C.5.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza

I **gruppi di generazione** sincroni devono essere progettati per potere funzionare in parallelo alla **rete** senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a $2,5\text{Hz/s}$ valutata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

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

1C.5.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione

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

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

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

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

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

Il requisito esula completamente da azioni di distacco dalla **rete** definite da esigenze di esercizio e/o **protezioni della rete** e che sono implementate tramite apparecchiature e relativi parametri definiti dal **Gestore** (ad es. **protezioni**). In relazione a queste azioni, può essere richiesto il distacco dalla **rete** dei **gruppi di generazione** in condizioni tensione-tempo all'interno delle zone di distacco non ammesso.

Il rispetto del profilo di **Fault-Ride-Through** deve essere verificato per qualsiasi valore di **potenza di corto circuito** pre-guasto e post-guasto compreso tra i valori minimi e massimi della **potenza di corto circuito** attesi nel PdC. A tale riguardo, si può fare riferimento ai valori minimi e massimi delle **potenze di corto circuito** che il **Gestore** rende annualmente pubblici sul proprio sito internet per tutti i nodi della **RTN**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

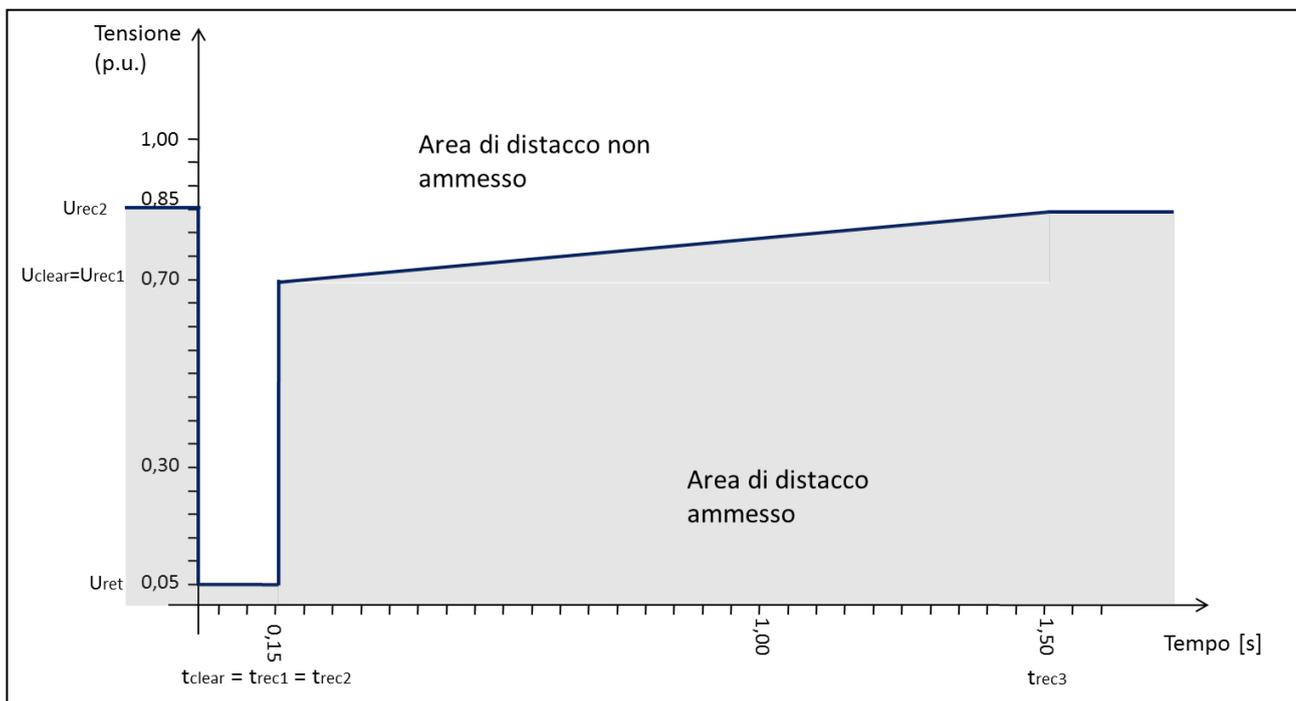
Per i **gruppi di generazione** sincroni di tipo C, i parametri del profilo di

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

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

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

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



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

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

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

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

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

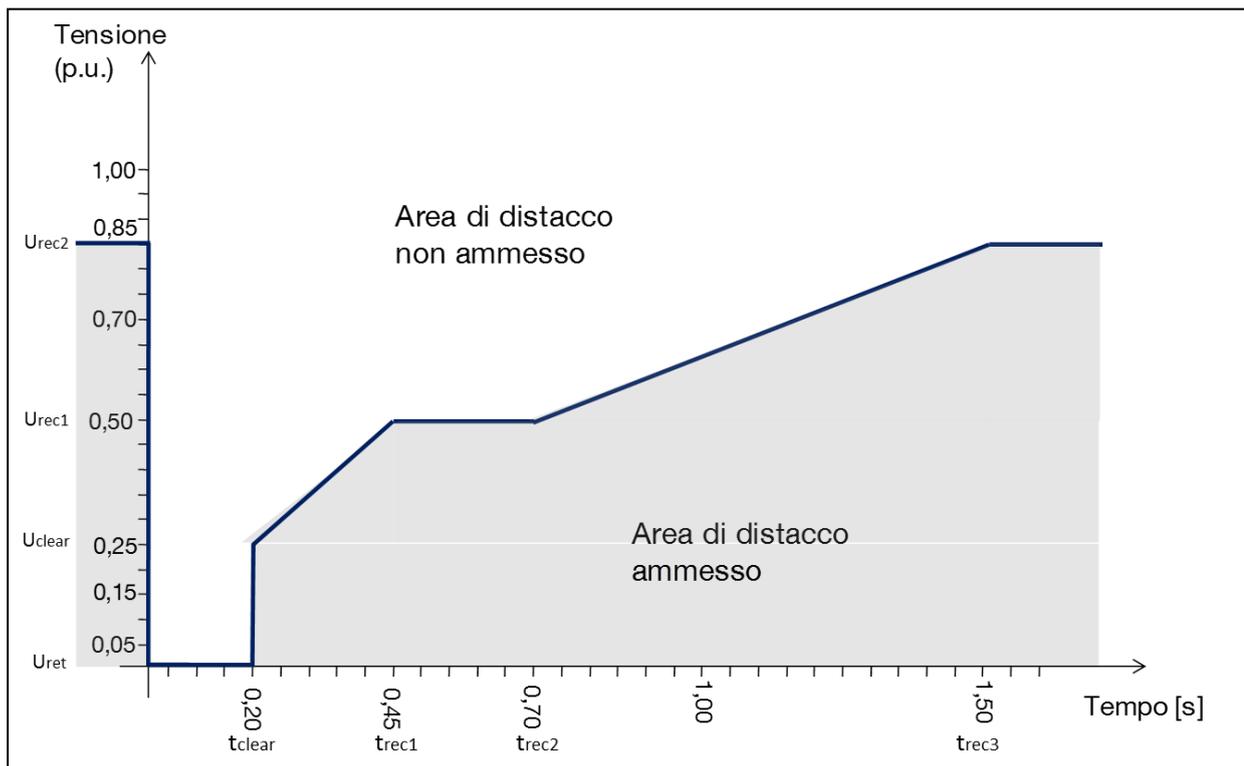
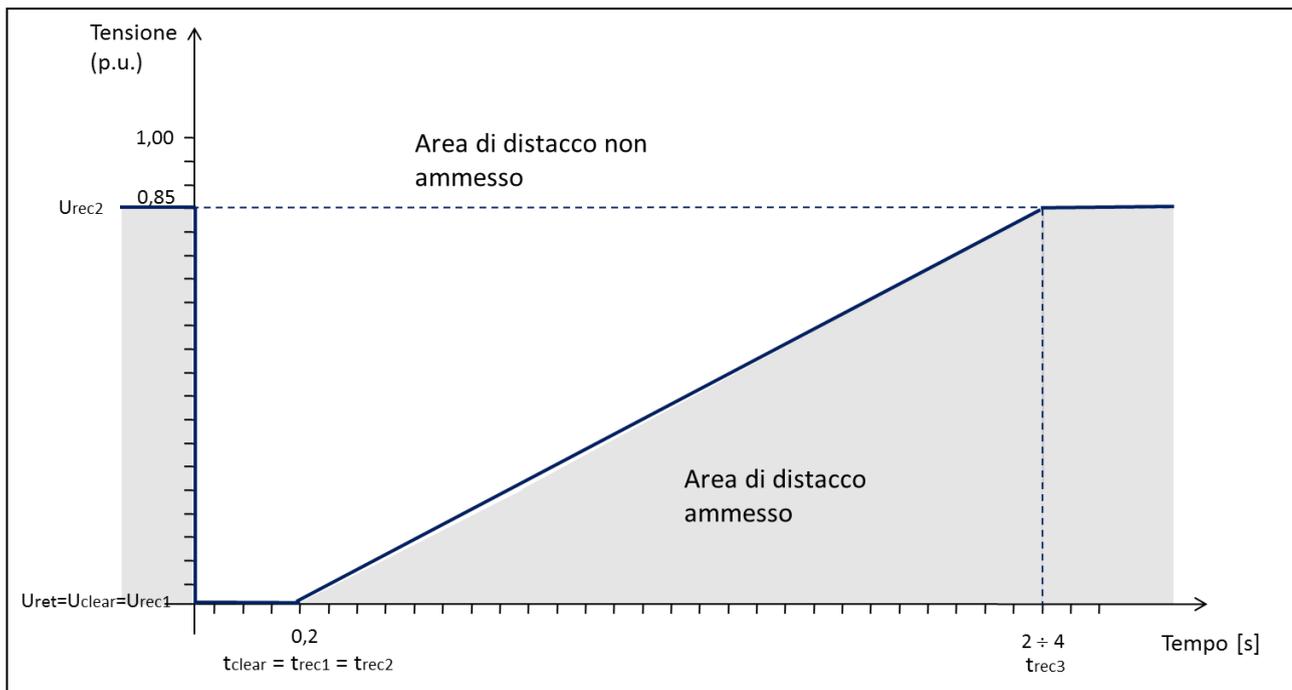


Tabella 3: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo D per guasti asimmetrici

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

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



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

1C.5.3.1 *Controllo potenza attiva target*

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

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

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

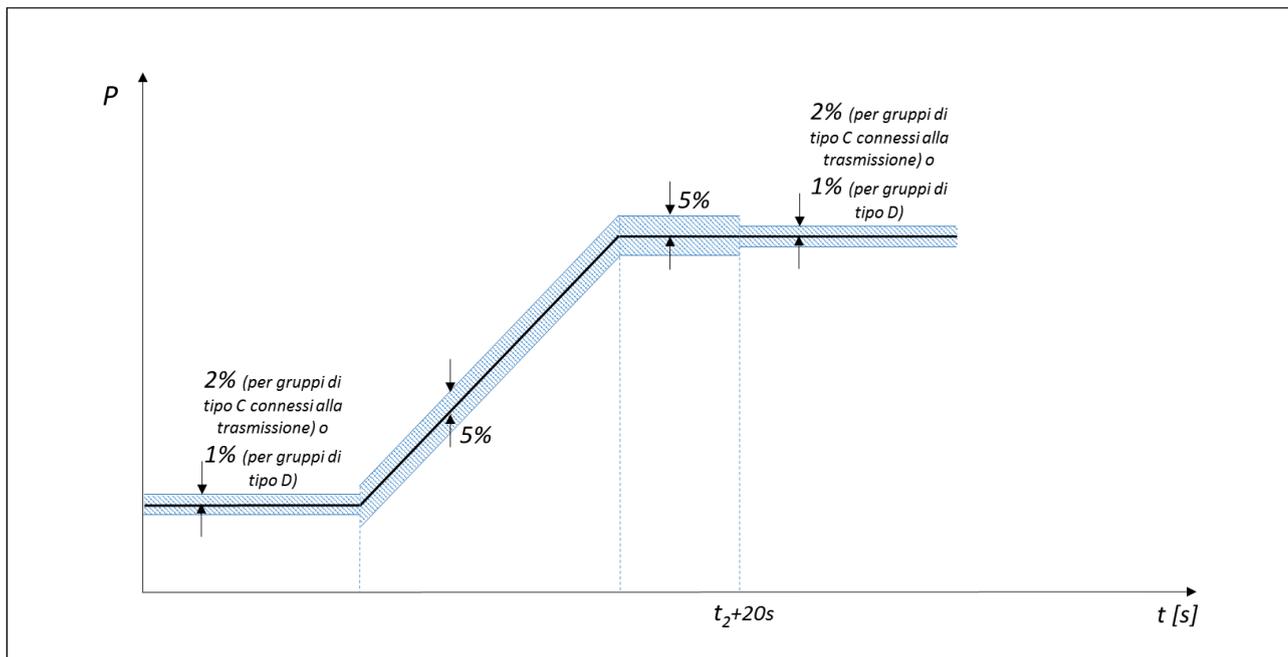
Ai fini della verifica del rispetto della soglia massima di errore, la **potenza attiva** deve essere misurata come media sul secondo. La prescrizione è da intendersi rispettata quando il 95° percentile delle rilevazioni rispetta le soglie di errore indicate.

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

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

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

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



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

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

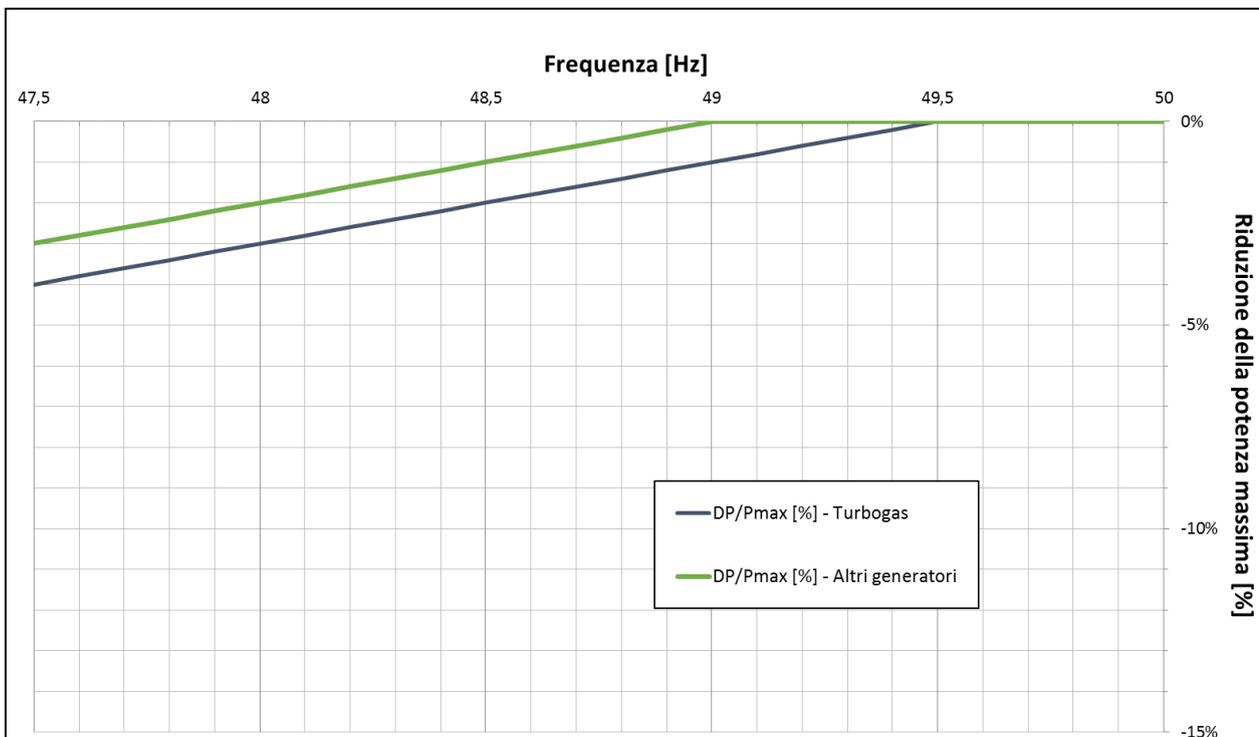
I parametri caratteristici di tali curve sono:

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

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

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

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



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

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

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

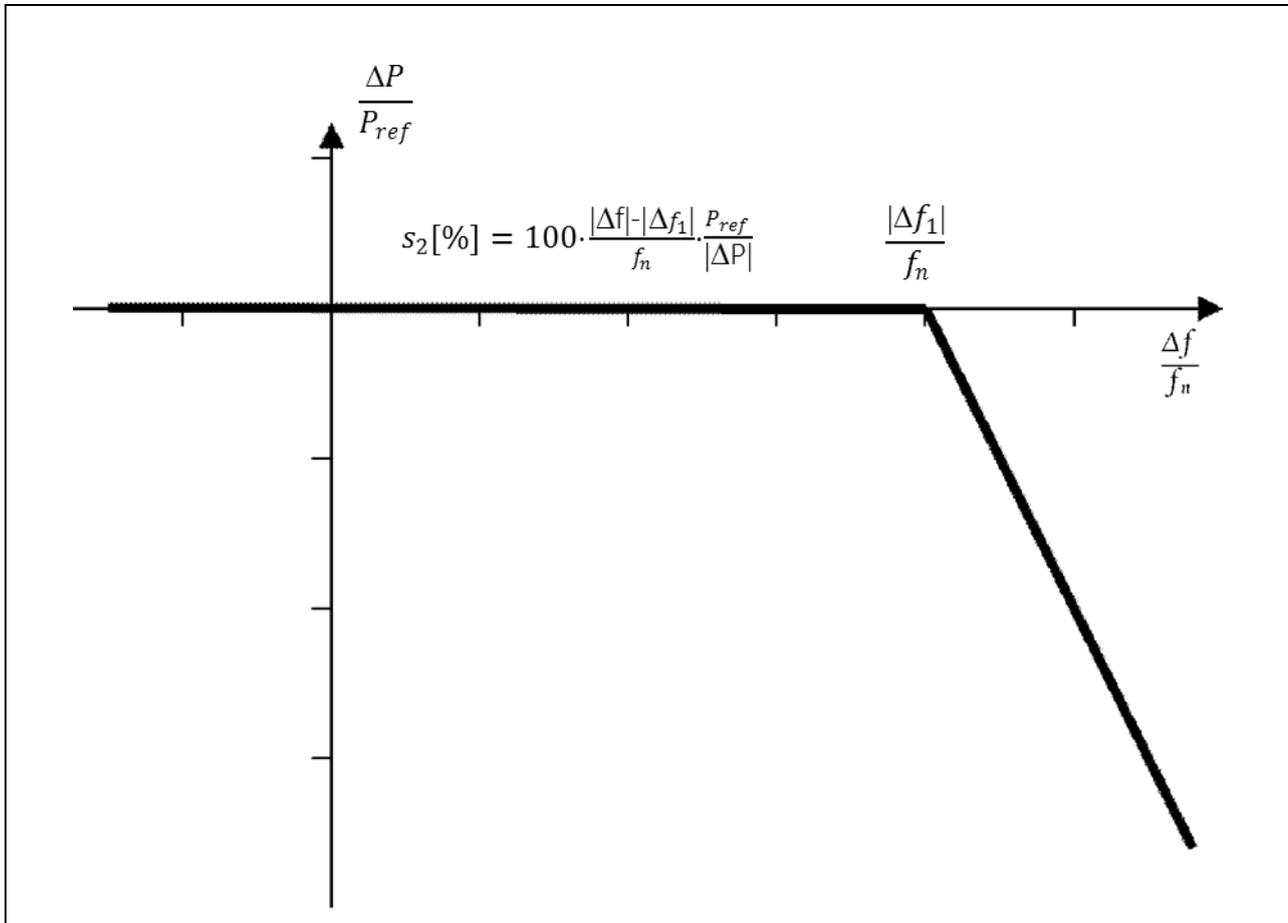
I principi di funzionamento delle modalità **LFSM-O** e **LFSM-U** sono riportati nelle Figura 7 e Figura 8 con i seguenti parametri e precisazioni:

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

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

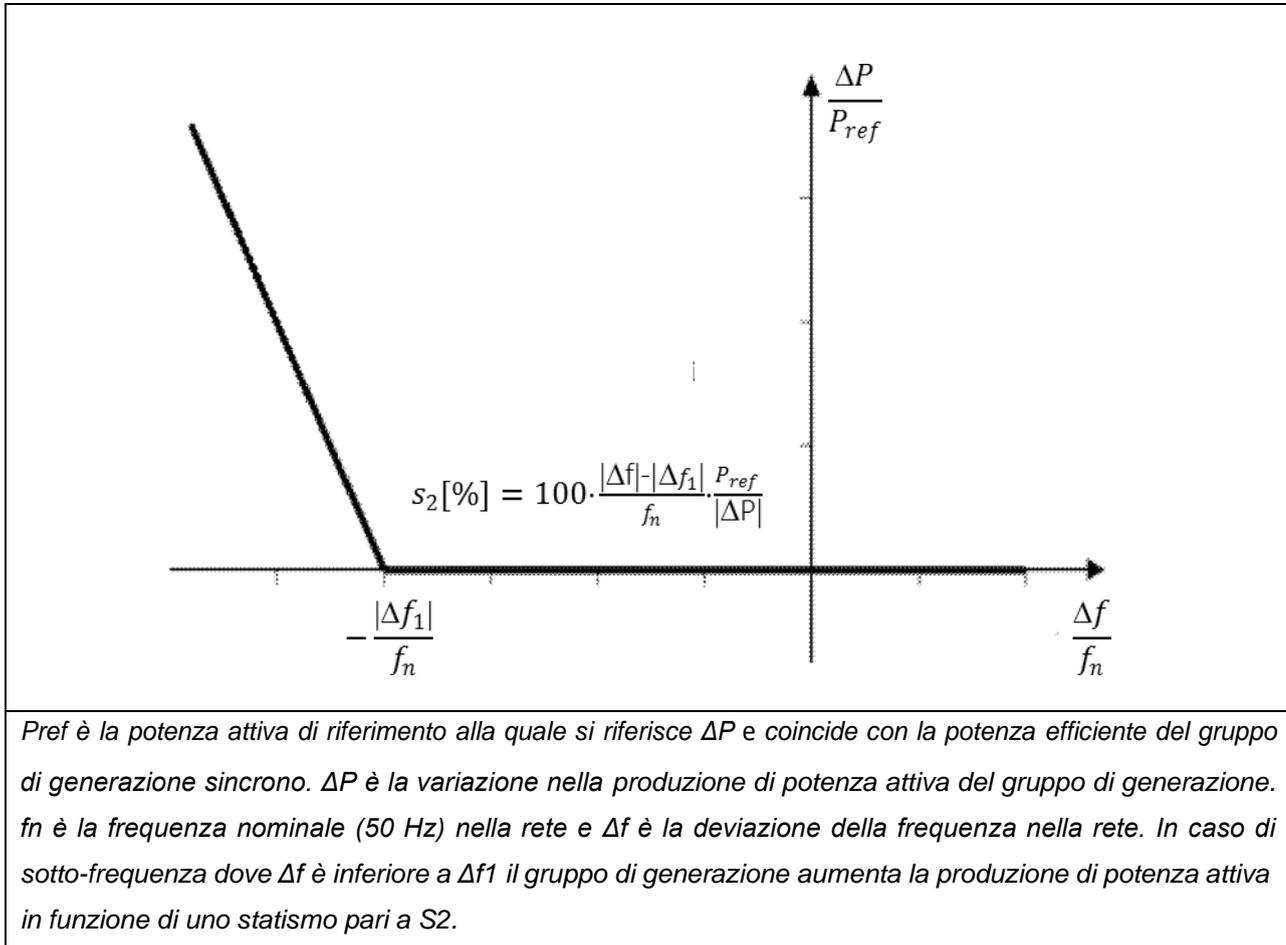
- la variazione di potenza deve essere eseguita con il massimo gradiente tollerabile per il funzionamento continuativo del **gruppo di generazione** sincrono (o dell'impianto se del caso), ossia il massimo gradiente che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico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

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



P_{ref} è la potenza attiva di riferimento alla quale si riferisce ΔP e coincide con la potenza efficiente del gruppo di generazione sincrono. ΔP è la variazione nella produzione di potenza attiva del gruppo di generazione. f_n è la frequenza nominale (50 Hz) nella rete e Δf è la deviazione della frequenza nella rete. Alle sovralfrequenze dove Δf è superiore a Δf_1 il gruppo di generazione deve fornire una variazione della produzione di potenza attiva negativa secondo uno statismo pari a S_2 .

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

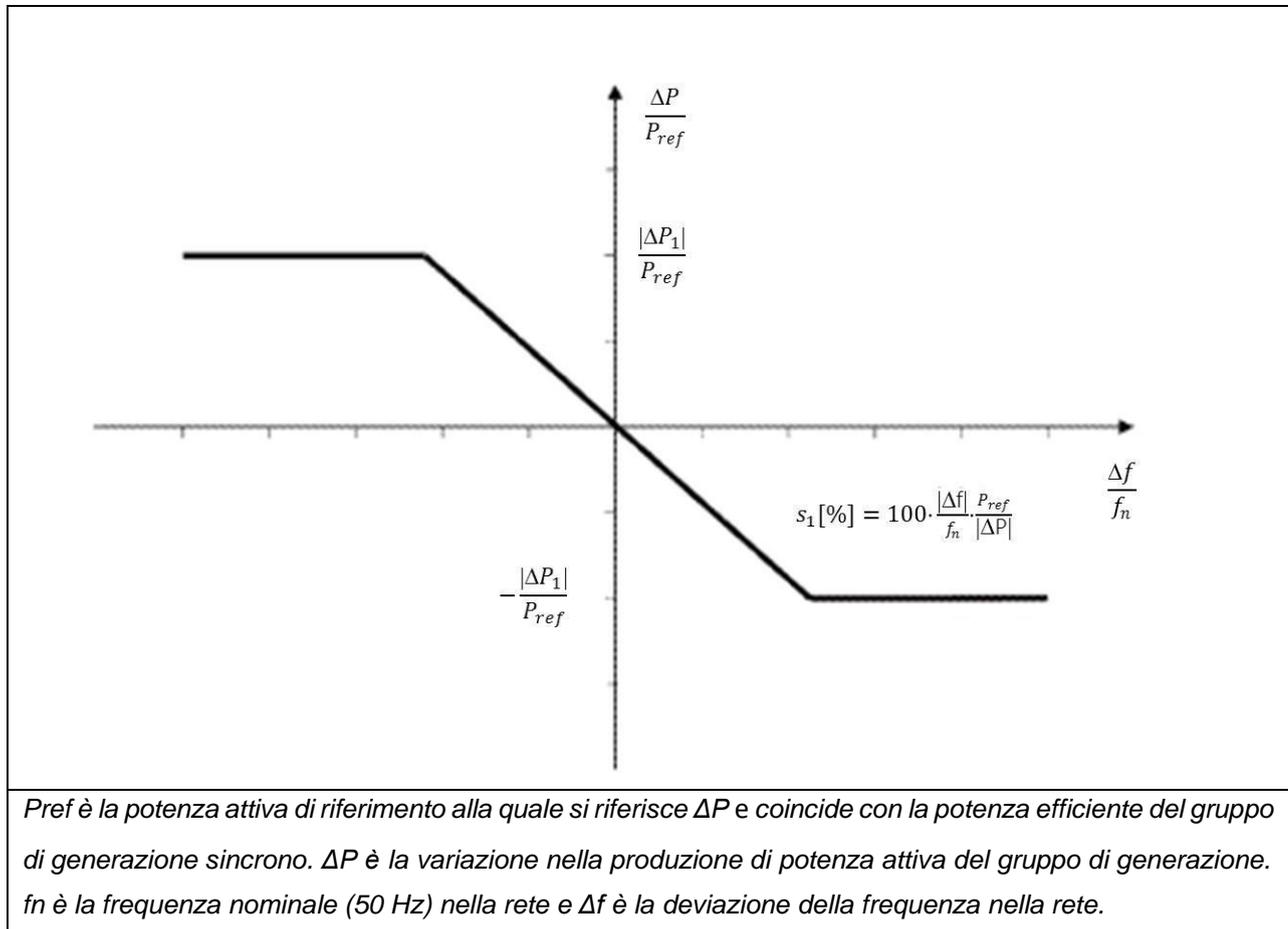


1C.5.3.4 Regolazione di potenza in modalità FSM

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

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

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



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

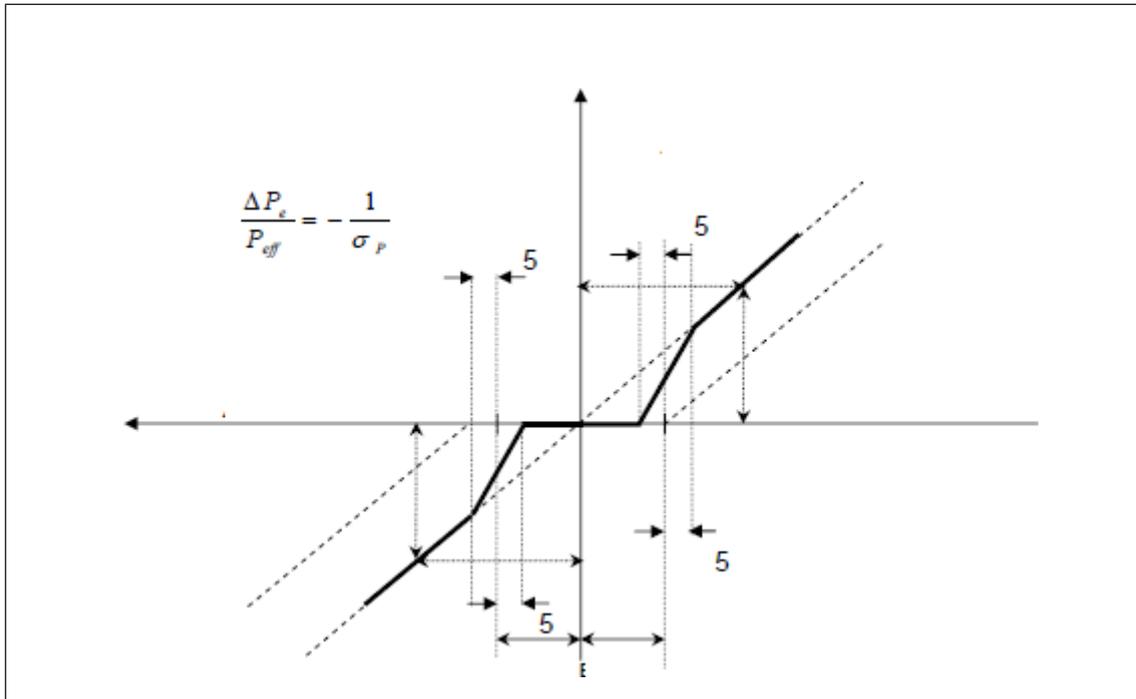
- l'accuratezza della misura di frequenza deve essere in accordo con lo standard industriale vigente e comunque non superiore a 10 mHz;
- la potenza P_{ref} rappresenta la **potenza efficiente** del **gruppo** se non diversamente specificato dal **Gestore**;
- l'insensibilità massima dei regolatori,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

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

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

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

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



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

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

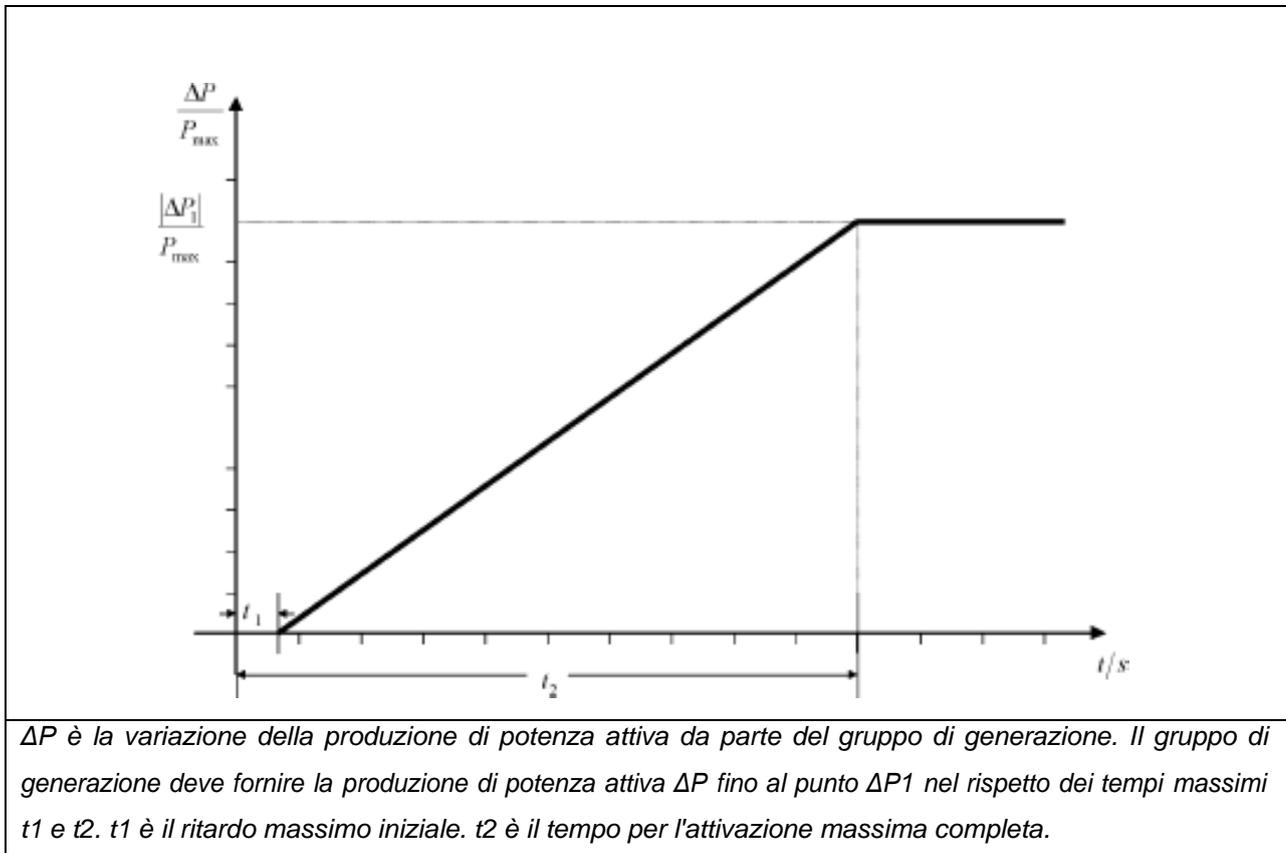


Tabella 4: Parametri per la risposta in frequenza FSM

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

1C.5.3.5 Controllo del ripristino della frequenza

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

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

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

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

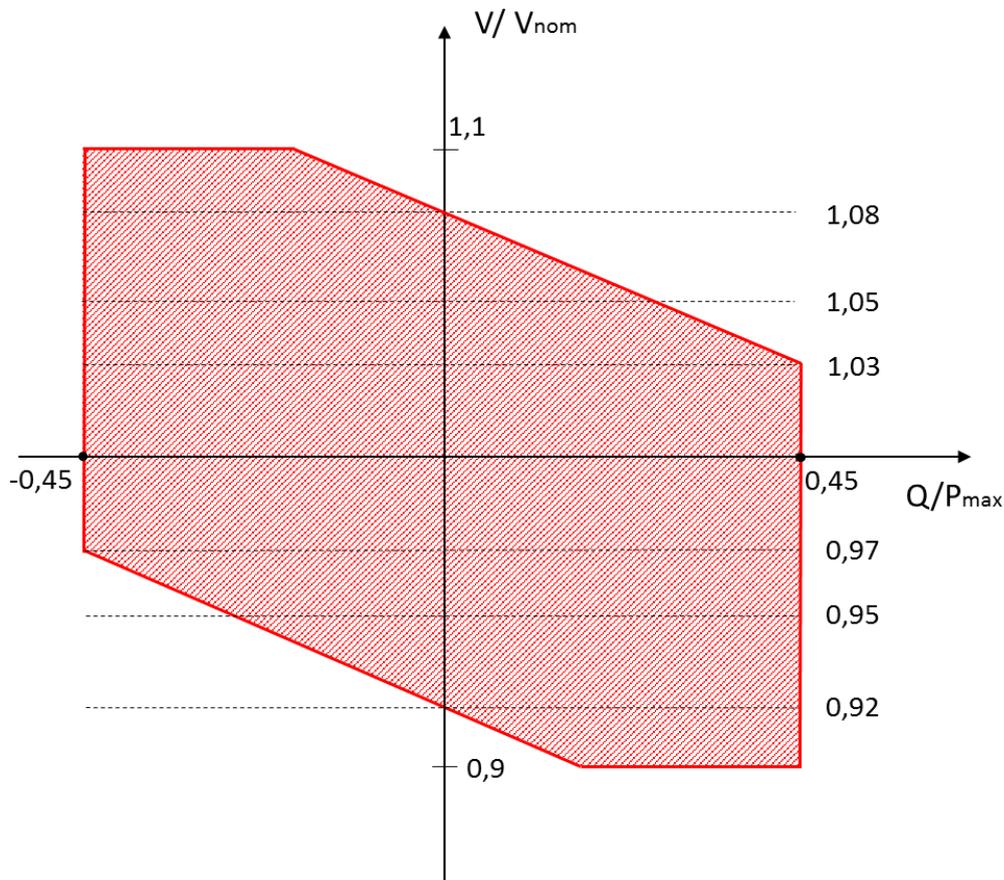
1C.5.4 Requisiti in relazione alla stabilità di tensione

1C.5.4.1 Capability della potenza reattiva

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

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

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



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

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

1C.5.4.2 Sistema di controllo della tensione

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

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

1C.5.4.3 Funzionalità SART

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

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

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

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

1C.5.5 Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.5.5.3 Partecipazione al piano di alleggerimento del carico

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

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

1C.5.5.4 Teledistacco

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

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

1C.5.5.5 Funzionalità di stimolazione degli impianti idroelettrici

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

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

1C.5.6 *Requisiti per la gestione del sistema*

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

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

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

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

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

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

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

1C.5.6.2 Limiti di rampa

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

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

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

1C.5.6.3 Sistema di protezione

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

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

1C.5.6.3.1 Protezioni contro i guasti interni

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

Protezioni elettriche:

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

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

Protezioni non elettriche:

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

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

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

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

1C.5.6.3.2 *Protezioni contro i guasti esterni*

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

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

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

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

1C.5.6.4 Sistema di controllo

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

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

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

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

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

1C.5.6.6 *Monitoraggio e scambio di informazioni*

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

1C.5.6.6.1 *Telecontrollo in tempo reale*

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

- telecontrollo;
- **monitoraggio** da remoto;
- teleconduzione, con esclusivo riferimento ad operazioni di teledistacco;
- teleregolazione.

Le specifiche di dettaglio della **RTU**, dei telesegnali e delle telemisure da scambiare, delle prestazioni minime richieste e delle modalità di interfacciamento con i sistemi del **Gestore** sono descritti al paragrafo 1C.4 del presente capitolo e negli Allegati A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo" e A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna" di cui all'Appendice A del presente Capitolo e riportati nel **Regolamento di Esercizio**.

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

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

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

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

Inoltre, i **gruppi di generazione** di taglia superiore o uguale a 50 MVA devono installare una PMU (Phasor Measurement Unit) in corrispondenza delle sbarre **AT** della **stazione di consegna**, le cui caratteristiche di dettaglio devono essere concordate con il **Gestore**. La PMU dovrà essere integrata nei sistemi di controllo del **Gestore**.

1C.5.6.6.2 *Sistema di monitoraggio dei guasti*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.5.6.7 *Modelli di simulazione*

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

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

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

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

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

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

1C.5.6.8 *Qualità della potenza*

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

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

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

di connessione (di seguito PdC) del **gruppo**, dei dati caratteristici del **gruppo** e dei parametri caratteristici della **rete** nel nodo, delle emissioni degli altri **Utenti** già allacciati alla medesima **rete**, dell'emissione trasferita dal resto della **rete** e delle emissioni future di nuovi **Utenti** che hanno già iniziato l'iter di **richiesta di connessione**.

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

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

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

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

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

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

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

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

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

dove k_{uE} è in genere pari a 0.7.

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

Il parametro S_t è pari a:

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

ii) Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche devono essere tali per cui il massimo livello di **distorsione armonica totale** della corrente (THD_i) calcolato fino alla 50-esima armonica e le singole correnti armoniche, considerando come base la corrente nominale del **gruppo di generazione**, non superino nel PdC i valori indicati nelle Tabelle¹⁰ di seguito riportate.

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

Ordine armonico ¹¹						
I_{cc}/I_L ⁽¹²⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹³⁾						

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

Ordine armonico ⁽¹¹⁾ più sopra						
I_{cc}/I_L ⁽¹²⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹³⁾						

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

iii) Distorsione armonica della tensione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iv) Flicker

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

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

v) Rapid Voltage Change

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

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

1C.5.7 Conformità degli impianti

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

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

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

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

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

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

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

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

tipologia di impianto o i dati reperibili sulla bibliografia tecnica;

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

1C.5.7.2 Verifiche

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

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

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

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

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

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

- Prestazioni delle unità di produzione per la **riaccensione del sistema elettrico** (Allegato A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico” di cui all’Appendice A del presente Capitolo).

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

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

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

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

1C.5.7.3 Simulazioni di conformità

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

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

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

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

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

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

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

- Norma CEI 0-21, *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”*
- Norma CEI 0-16, *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.6.1 Campi di funzionamento frequenza e tensione

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

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

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

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

Tabella 7: Intervalli di tensione

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

1C.6.2 Immunità ai disturbi di rete

1C.6.2.1 Resistenza alla corrente di corto circuito

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

1C.6.2.2 Comunicazioni relative alla corrente di corto circuito

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

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

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

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

1C.6.3 Requisiti in relazione alla stabilità di tensione

1C.6.3.1 Capability della potenza reattiva

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

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

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

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

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

1C.6.3.2 *Sistema di controllo della tensione*

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

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

1C.6.4 **Requisiti in relazione alla gestione delle emergenze**

1C.6.4.1 *Distacco del carico*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.6.4.2 *Distacco della GD*

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

1C.6.4.3 *Blocco del commutatore sotto carico*

Nelle **reti con obbligo di connessione di terzi** e nelle **altre reti elettriche**, è richiesta l'installazione di apparecchiature per il blocco del commutatore sotto carico dei trasformatori **AT/MT**. Tali apparecchiature devono prevedere sia il blocco per minima tensione che il blocco per massima tensione.

Il blocco deve poter essere attivato sia in modalità automatica che manualmente su richiesta del **Gestore**, secondo le modalità previste nell'Allegato A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico" di cui all'Appendice A del presente Capitolo. Gli schemi e parametri dell'attivazione automatica

sono concordati con il **Gestore**.

1C.6.4.4 *Procedure per la riaccensione e la rialimentazione*

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

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

1C.6.5.1 *Sistema di protezione*

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

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

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

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

1C.6.5.2 *Sistema di controllo*

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

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

1C.6.5.3 *Monitoraggio e scambio di informazioni*

1C.6.5.3.1 *Monitoraggio in tempo reale*

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

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

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

separatamente per ogni elemento di impianto.

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

1C.6.5.3.2 *Sistema di monitoraggio dei guasti*

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

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

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

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

1C.6.5.4 *Modelli di simulazione*

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

- Regime stazionario;

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

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

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

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

1C.6.5.5 Qualità della potenza

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

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

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

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

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

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

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

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

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

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

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

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

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

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

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

dove k_{uE} è in genere pari a 0.7.

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

Il parametro S_t è pari a:

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

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

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

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

Ordine armonico ⁽¹⁷⁾						
I_{cc}/I_L ⁽¹⁸⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THDi
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁹⁾						

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

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

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

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

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

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

<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽¹⁹⁾						

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

ii) Distorsione armonica della tensione

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

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

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

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

iii) Flicker

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

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

iv) Rapid Voltage Change

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

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

1C.6.6 **Conformità degli impianti**

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

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

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

- Informazioni, documenti e dati forniti dai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** durante il processo di **connessione** di cui alla sezione 1A del presente capitolo (o in seguito a successive modifiche) oppure ogniqualvolta richiesti dal **Gestore**;

- Verifiche e/o prove ispettive effettuate dal **Gestore** per accertare la veridicità delle dichiarazioni rilasciate dai titolari degli **impianti** corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche**; le modalità di esecuzione delle verifiche e/o prove ispettive saranno concordate tra il **Gestore** e il **Titolare dell'impianto** corrispondente ad **unità di consumo** o il gestore della **rete** , sulla base di procedure standard laddove applicabili²⁰; le prove di conformità riguardano in particolare:
 - la verifica dei requisiti di disconnessione e riconnessione di cui al paragrafo 1C.6.4.1²¹;
 - la verifica dei requisiti per lo scambio di informazioni di cui al paragrafo 1C.6.5.3;

- **Monitoraggio** in tempo reale e durante i **guasti** secondo quanto previsto al paragrafo 1C.6.5.3;

- Simulazioni di conformità effettuate dai titolari degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** su richiesta del **Gestore** oppure direttamente dal **Gestore**; le simulazioni di conformità sono eseguite con i modelli di simulazioni forniti dai titolari degli impianti corrispondenti ad **unità di consumo**, dai gestori delle **reti con obbligo di connessione di terzi** o dai gestori delle **altre reti elettriche** e hanno come obiettivo principale la verifica dei requisiti di

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

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

capability di cui al paragrafo 1C.6.3.

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

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

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

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

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

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

²² Ad eccezione di quelli connessi alla rete sarda.

Gli intervalli specificati nella Tabella 10 e nella Tabella 11 sono riferiti ad un funzionamento della **RTN** con una **potenza di corto circuito nel punto di connessione** (di seguito **PdC**) compresa tra i valori minimi e massimi attesi. A tale riguardo, si può fare riferimento ai valori minimi e massimi delle **potenze di corto circuito** che il **Gestore** rende annualmente pubblici sul proprio sito internet per tutti nodi della **RTN**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

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

Tabella 10: Intervalli di frequenza

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

Tabella 11: Intervalli di tensione

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

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

1C.7.2.1 Resistenza alla derivata di frequenza

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

1C.7.2.2 Insensibilità ai disturbi di tensione

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

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

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

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

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

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

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

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

Il requisito esula completamente da azioni di distacco dalla **RTN** definite da esigenze di **esercizio** e/o **protezioni della RTN** e che sono implementate tramite apparecchiature e relativi parametri definiti dal **Gestore** (ad es. **protezioni**). In relazione a queste azioni, può essere richiesto il distacco dalla **RTN** delle stazioni di conversione HVDC in condizioni tensione-tempo all'interno delle zone di distacco non ammesso.

Il rispetto del profilo di **Fault-Ride-Through** deve essere verificato per qualsiasi valore di **potenza di corto circuito** pre-guasto e post-guasto compreso tra i valori minimi e massimi della **potenza di corto circuito** attesi

nel **PdC**. A tale riguardo, si può fare riferimento ai valori minimi e massimi delle **potenze di corto circuito** che il **Gestore** rende annualmente pubblici sul proprio sito internet per tutti nodi della **RTN**. I criteri per la determinazione di questi valori sono conformi alle norme tecniche vigenti e sono riportati nell'Allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV" di cui all'Appendice A del presente Capitolo.

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

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

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

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

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

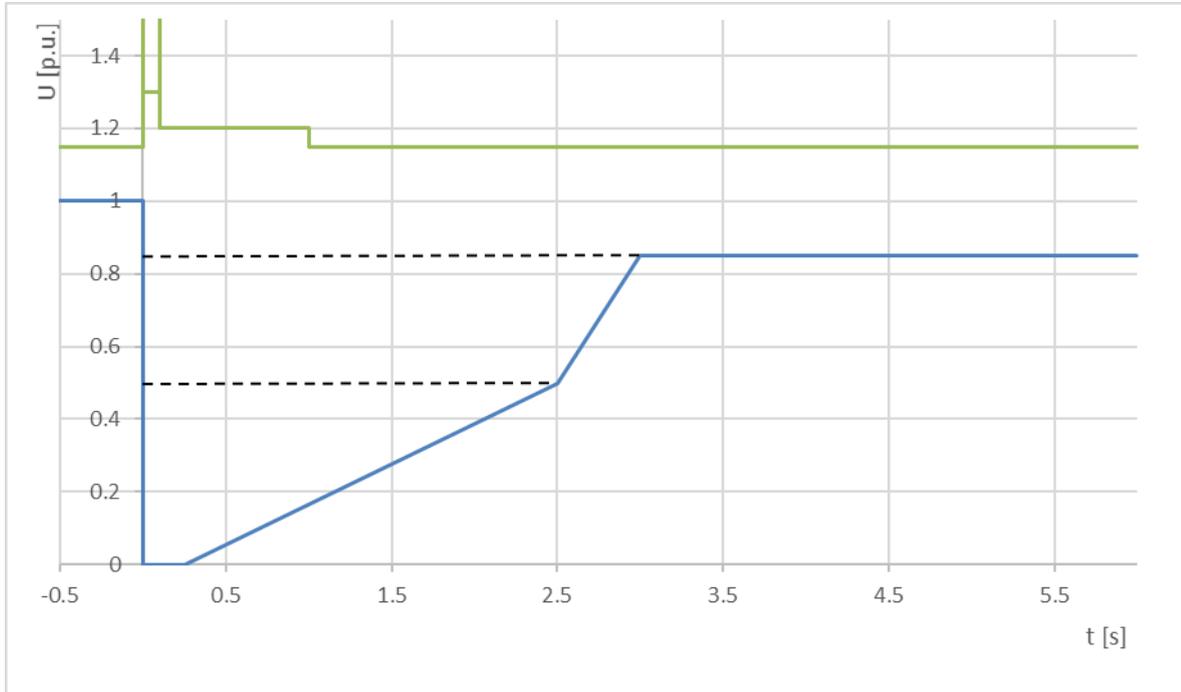


Tabella 12: Parametri per la Fault-Ride-Through capability dei generatori sincroni di tipo C

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

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

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

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

1C.7.3.1 Controllo potenza attiva target

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

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

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

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

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

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

1C.7.3.3 *Perdita massima di potenza attiva*

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

1C.7.3.4 *Inerzia sintetica*

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

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

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

²⁶ Non superiore a 100ms.

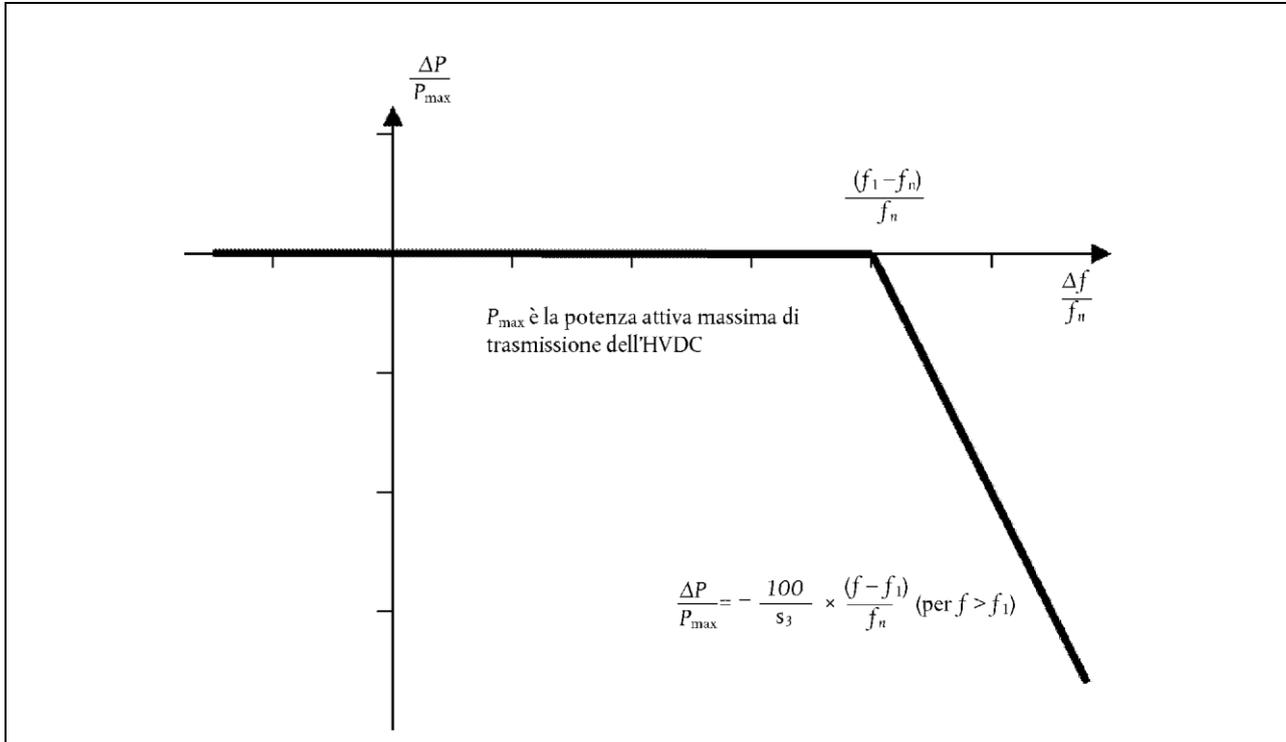
modalità di funzionamento, chiamate **LFSM-O** e **LFSM-U**, che permettono di aggiustare lo scambio di **potenza attiva** con la **RTN** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta ad ampie variazioni della frequenza della **RTN**. Le logiche e le condizioni di attivazione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

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

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

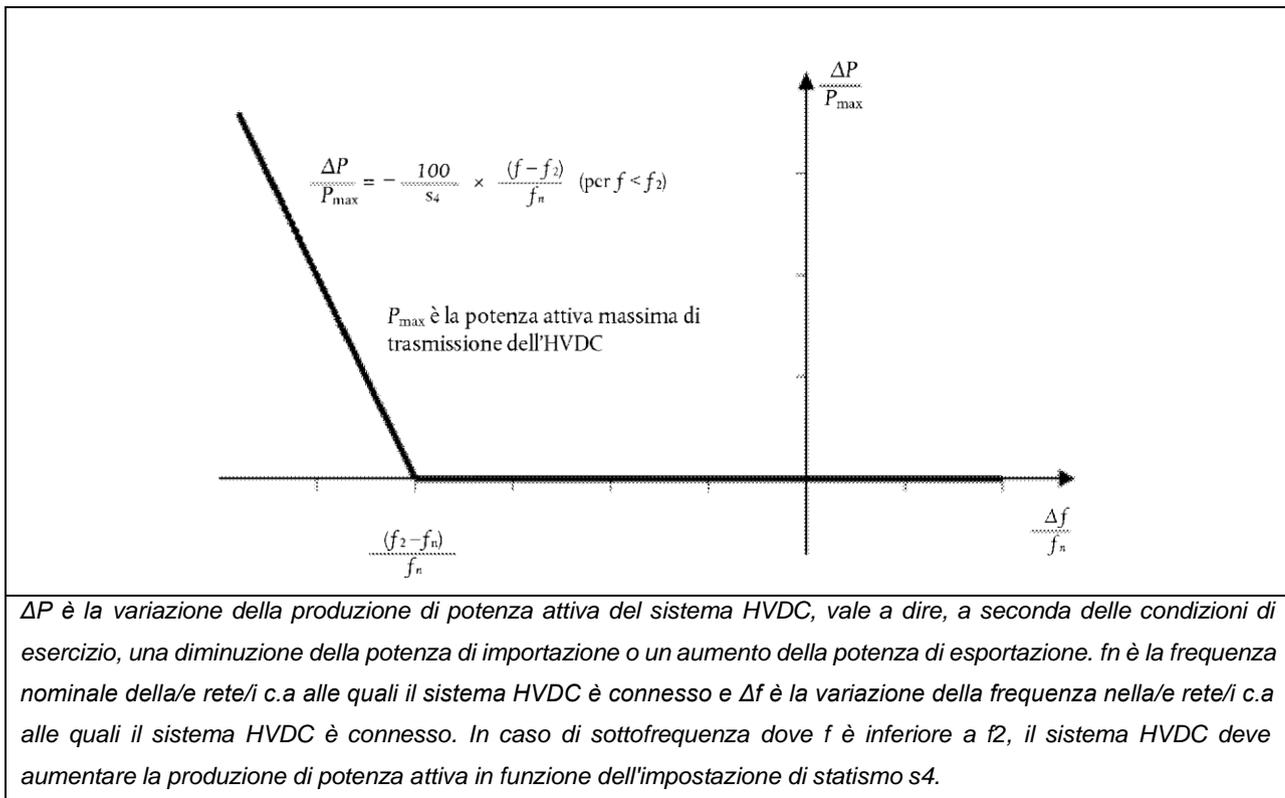
trasmissione del sistema HVDC;

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



ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC, vale a dire, a seconda delle condizioni di esercizio, una diminuzione della potenza di importazione o un aumento della potenza di esportazione. f_n è la frequenza nominale della/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso e Δf è la variazione della frequenza nella/e rete/i c.a. alle quali il sistema HVDC è connesso. In caso di sovralfrequenza dove f è superiore a f_1 il sistema HVDC riduce la potenza attiva in funzione dell'impostazione dello statismo s_3 .

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



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

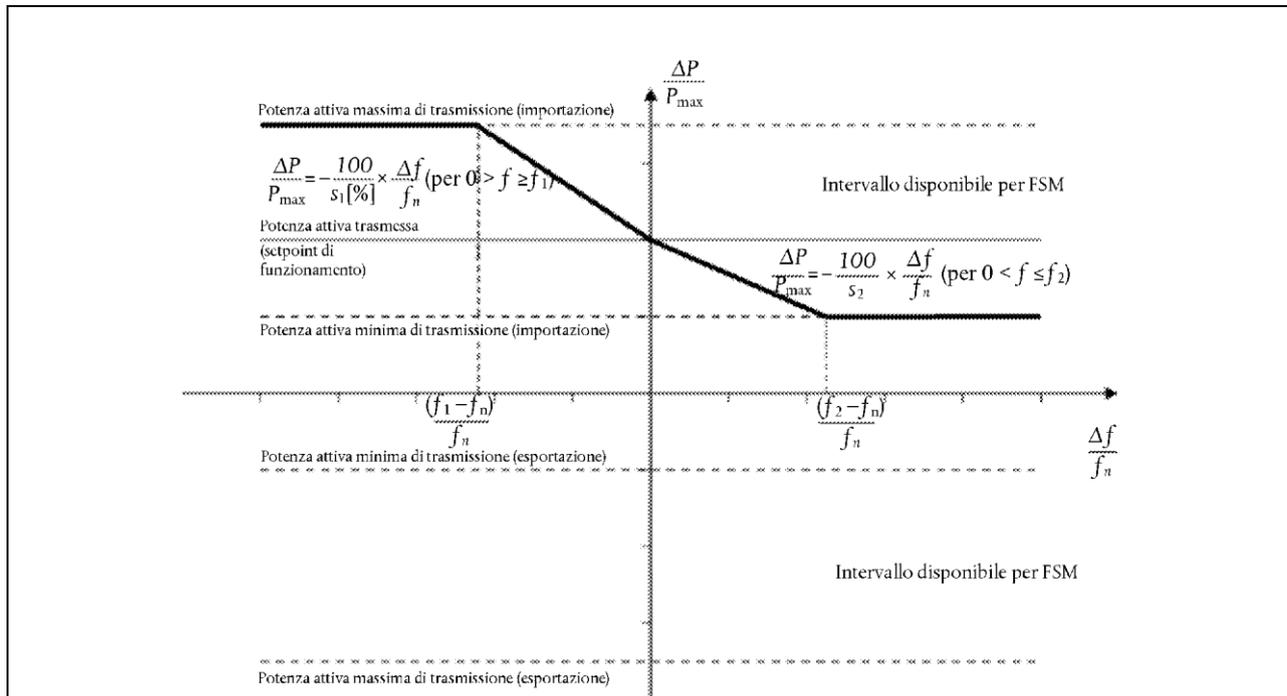
Su richiesta del **Gestore**, un **sistema HVDC** deve implementare una modalità di funzionamento chiamata **FSM** che determina una variazione del transito di **potenza attiva** rispetto al valore programmato (**potenza attiva target**) in risposta a variazioni contenute della frequenza della **RTN**.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

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

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

- la potenza P_{\max} rappresenta la **potenza attiva** massima di transito del **sistema HVDC**;
- la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** è proporzionale all'errore della frequenza secondo i valori di statismo s_1 e s_2 impostati; i valori di statismo s_1 e s_2 devono essere impostabili in maniera indipendente con un valore minimo impostabile pari a 0,1%;
- nello schema di implementazione della modalità **FSM**, deve essere possibile l'impostazione di una banda morta intenzionale a qualsiasi valore nel range 0 - ± 500 mHz;
- l'insensibilità di **regolazione** della modalità **FSM** deve essere migliore di ± 30 mHz;
- la variazione di potenza richiesta dalla modalità **FSM** deve essere limitata in ampiezza ad un valore modificabile a seconda della situazione di **esercizio** (banda di **regolazione**) e/o dal raggiungimento dei **limiti operativi** di massima o minima potenza di transito del **sistema HVDC**;

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

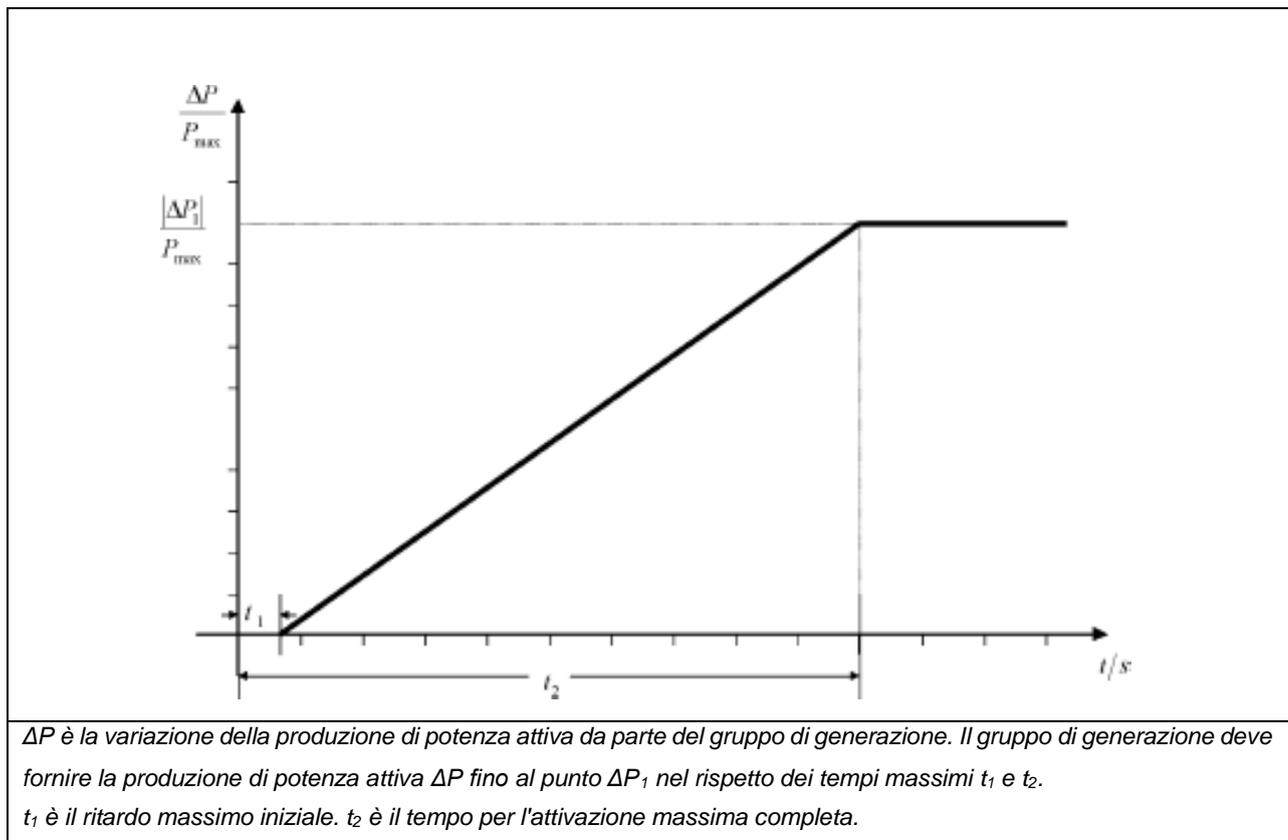


ΔP è la variazione della produzione di potenza attiva del sistema HVDC. f_n è la frequenza desiderata nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM e Δf è la deviazione della frequenza nella rete c.a. in cui è fornito il servizio FSM.

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

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

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



1C.7.3.7 Controllo addizionale della frequenza

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

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

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

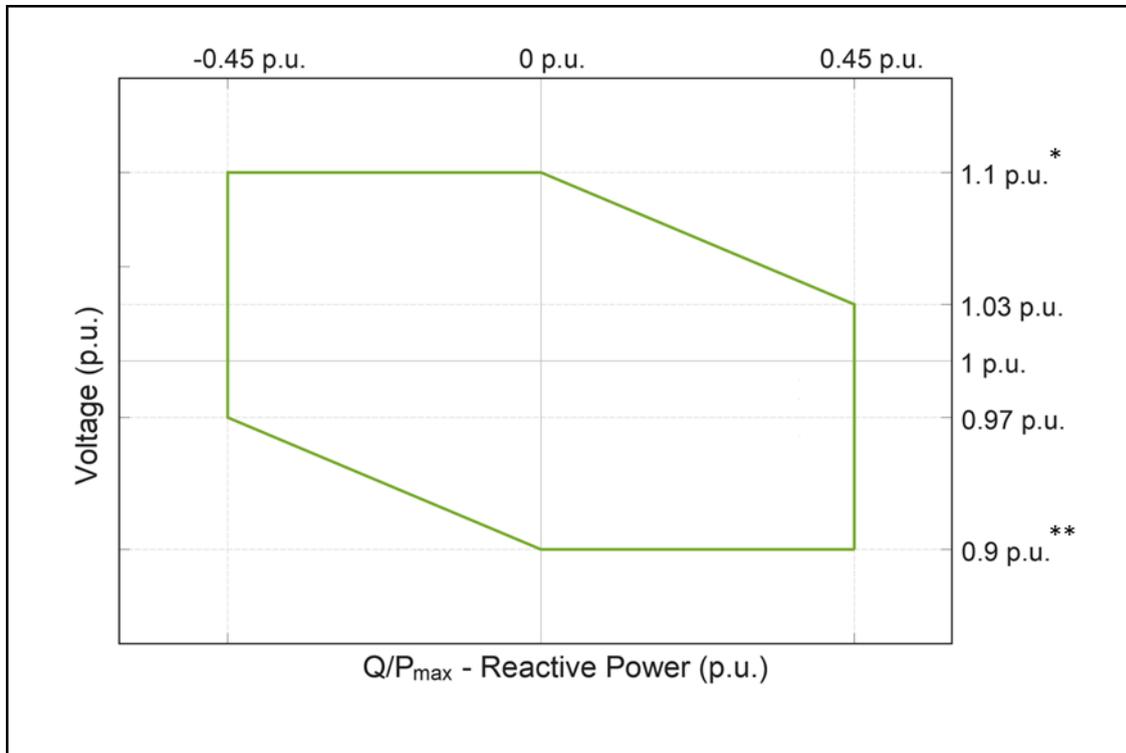
1C.7.4.1 Capability della potenza reattiva

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

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

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

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



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

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

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

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

1C.7.4.2 Sistema di controllo della tensione

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

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

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

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

1C.7.4.2.1 *Modalità di controllo della tensione*

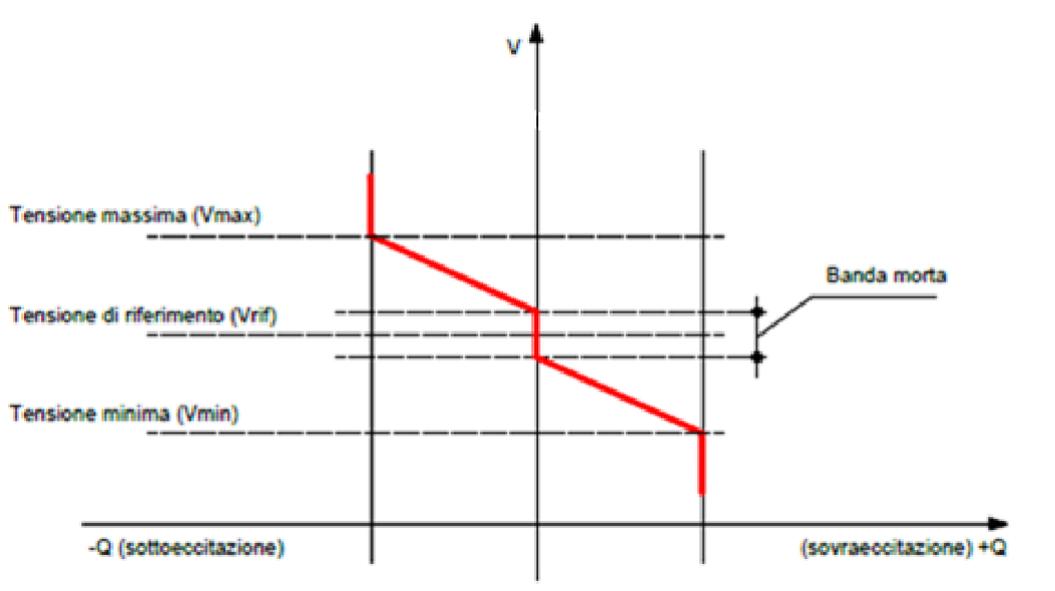
La caratteristica statica della modalità di controllo di tensione è riportata in Figura 19 con le seguenti precisazioni:

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

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

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

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



1C.7.4.2.2 Modalità di controllo della potenza reattiva

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.4.2.4 *Funzionalità SART*

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.5.2 Teledistacco

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.6.2 *Sistema di protezione*

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

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

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

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

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

Esercizio.

1C.7.6.2.1 *Protezione contro guasti interni*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.6.2.3 Altre protezioni specifiche

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

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

1C.7.6.3 Sistema di controllo

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

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

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

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

1C.7.6.3.1 Criteri di automazione, controllo e regolazione

Struttura gerarchica del sistema di controllo

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

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

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

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

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

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

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

Ridondanza del sistema di controllo

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

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

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

Ordine di priorità della protezione e del controllo

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

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

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

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

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

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

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

Modalità di funzionamento

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

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

distingue in:

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

Funzionamento da master o da slave

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

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

Entrambi le stazioni potranno essere scelte come stazione MASTER.

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

Stati di funzionamento

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

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

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

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

1C.7.6.4 Monitoraggio e scambio di informazioni

1C.7.6.4.1 Monitoraggio in tempo reale

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

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

1C.7.6.4.2 Sistema di monitoraggio dei guasti

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.6.5 *Modelli di simulazione*

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

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

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

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

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

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

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

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

1C.7.6.6 Qualità della potenza

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

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

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al **sistema HVDC** e alle sue stazioni di conversione sono fissate dal **Gestore** tenendo conto dei valori di pianificazione adottati dal **Gestore**, della **potenza di corto circuito** nel **punto di connessione** (di seguito **PdC**), dei dati caratteristici del **sistema HVDC**, delle emissioni degli altri **Utenti** già allacciati alla medesima **rete**, dell'emissione trasferita dal resto della **rete** e delle emissioni future di nuovi **Utenti** che hanno già iniziato l'iter di **richiesta di connessione**.

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

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

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

i) Dissimmetria delle correnti

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

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

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

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

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

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

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

dove k_{UE} è in genere pari a 0.7.

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

Il parametro S_t è pari a:

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

ii) Distorsione armonica della corrente

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

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

Ordine armonico ⁽³⁰⁾						
I_{cc}/I_L ⁽³¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
<20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50<100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100<1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
≥ 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽³²⁾						

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

Ordine armonico ⁽³⁰⁾ più sopra						
I_{cc}/I_L ⁽³¹⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽³²⁾						

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

iii) Distorsione armonica della tensione

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iv) Flicker

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

Livello di tensione (kV)	P_{st}	P_{lt}
220 – 380	0,70	0,50
132 – 150	0,85	0,62

v) Rapid Voltage Change

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

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

1C.7.6.7 Power system stabilizers

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

1C.7.6.8 Robustezza del sistema HVDC

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

ConneSSIONE.

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

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

1C.7.7 **Requisiti addizionali per le stazioni di conversione HVDC del terminaleremoto**

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

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

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

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

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

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

Tabella 15: Intervalli di frequenza della stazione di conversione

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

Tabella 16: Intervalli di tensione della stazione di conversione

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

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

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

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

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

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

1C.7.9 *Conformità degli impianti*

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

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

dell'impianto.

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

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

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

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

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

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

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

- A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV";
- A.6 "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo";
- A.7 "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV";
- A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV";
- A.9 "Piano di Difesa del sistema elettrico";
- A.10 "Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale";
- A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV";
- A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico";
- A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna";
- A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione";
- A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza";
- A.16 "Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione";
- A.17 "Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo";
- A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore";
- A.19 "Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico";
- A.23 "Procedura per la selezione delle risorse per il mercato di bilanciamento";
- A.34 "Sistema Comandi: formato messaggi";

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

CAPITOLO 2

SVILUPPO DELLA RETE

INDICE

CAPITOLO 2 – SVILUPPO DELLA RETE	2
2.1 OGGETTO.....	2
2.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
2.3 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI SVILUPPO	3
2.3.1 <i>Obiettivi dello sviluppo</i>	3
2.3.2 <i>Criteri di pianificazione delle attività di sviluppo</i>	4
2.3.3 <i>Rapporto tra “connessione alla RTN” e “sviluppo della RTN”</i>	6
2.4 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE.....	8
2.4.1 <i>Richieste dei gestori delle reti interoperanti con la RTN</i>	8
2.4.2 <i>Interventi di sviluppo pianificati dai gestori delle reti interoperanti con la RTN</i>	9
2.4.3 <i>Esigenze funzionali ed ambientali di razionalizzazione degli impianti di rete</i>	10
2.5 IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN.....	10
2.6 INTERVENTI DI SVILUPPO.....	15
2.7 INTEROPERABILITÀ E SVILUPPO COORDINATO DELLE RETI	18
2.8 PIANO DI RISANAMENTO.....	21
2.9 PUBBLICITÀ DEGLI AGGIORNAMENTI DELL'AMBITO DELLA RTN	22
APPENDICE	24
A PROCEDURA PER LA PROPOSTA DI AMPLIAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN PER ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE	24
1 <i>Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN</i>	24
2 <i>Modalità di acquisizione e condizioni economiche</i>	24
3 <i>Pubblicazione della proposta di ampliamento dell'ambito della RTN e successivi adempimenti</i>	25

CAPITOLO 2 – SVILUPPO DELLA RETE

2.1 OGGETTO

2.1.1 Il presente capitolo descrive gli obiettivi, i criteri di pianificazione e le modalità sulla base dei quali il **Gestore** delibera gli interventi di **sviluppo** della **RTN**.

2.1.2 Le attività finalizzate alla pianificazione dell'attività di **sviluppo** della **RTN** richiedono la conoscenza da parte del **Gestore** di dati ed informazioni relative a **Utenti** collegati direttamente o indirettamente alla **RTN** e ad altri gestori e titolari di reti. La realizzazione delle attività di **sviluppo** può inoltre richiedere l'adozione da parte degli **Utenti** direttamente connessi di opportune iniziative finalizzate all'adeguamento dei propri impianti.

2.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

2.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, oltre che al **Gestore**, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) titolari di **impianti di generazione**;
- (b) titolari di impianti corrispondenti ad **unità di consumo** direttamente connesse alla **RTN**;
- (c) **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi**;
- (d) titolari di **altre reti elettriche**;
- (e) **titolari di porzioni di RTN**.

2.3 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI SVILUPPO

Il **Gestore**, sulla base dei dati e delle informazioni relative a previsioni della domanda e della generazione, simulazioni di import/export di energia elettrica, nuove **richieste di connessione** alla **RTN**, **sviluppi** di rete già previsti sia sulla **RTN** che sulle reti inter-operanti, predispone annualmente il **Piano di Sviluppo (PdS)** della **RTN** secondo gli obiettivi e i criteri di seguito indicati.

Il **PdS** della **RTN** è oggetto di attività di preparazione con il coinvolgimento di specifici stakeholder, di consultazione pubblica con tutti i soggetti interessati e di altre interazioni, anche mediante seminari, secondo le disposizioni normative e regolatorie vigenti.

2.3.1 Obiettivi dello sviluppo

2.3.1.1 Il **Gestore**, nell'attività di **sviluppo** della **RTN**, persegue gli obiettivi della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tali obiettivi sono perseguiti anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione dell'attività di **sviluppo** della **RTN**, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione ed alla riduzione delle possibili **congestioni** di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

2.3.2 Criteri di pianificazione delle attività di sviluppo

2.3.2.1 Il processo di pianificazione delle **attività di sviluppo** della **RTN** inizia con la raccolta, la selezione e l'analisi delle informazioni relative essenzialmente a:

- (a) le statistiche relative ai rischi di **sovraccarico** (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto;
- (b) i dati sui valori di **tensione**;
- (c) le statistiche di **disalimentazioni**;
- (d) i **segnali** derivanti dal funzionamento **del Mercato dell'Energia** (prezzi zonali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonali e alle frontiere ecc.), **e del Mercato dei Servizi** (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.);
- (e) le **previsioni** contenute nel documento recante la descrizione **degli scenari** di cui al paragrafo 2.5.1, lettera b);
- (f) i programmi di **sviluppo** delle altre **reti con obbligo di connessione di terzi**.

Gli anni e gli scenari di riferimento per le analisi del comportamento atteso del sistema sono scelti e definiti conformemente a quanto stabilito nella delibera 627/2016.

2.3.2.2 Il **Gestore** effettua la verifica delle condizioni di esercizio in sicurezza statica della rete previsionale, utilizzando il cosiddetto "**criterio di sicurezza N - 1**".

Tale criterio consente un primo dimensionamento della rete previsionale di trasmissione, prevedendo un'adeguata ridondanza degli elementi che la compongono affinché siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- (a) nelle situazioni tipiche di funzionamento della rete previsionale, con i programmi di produzione prevedibili per tali situazioni e con tutti gli elementi del sistema in servizio (rete integra), le forniture in tutti i **punti di prelievo** sono garantite senza violazioni dei normali limiti di funzionamento (correnti e tensioni) degli elementi della rete in regime permanente;
- (b) il fuori servizio accidentale (o comunque indifferibile) di un qualsiasi elemento della **RTN** a partire dagli stati di funzionamento della **rete** nelle suddette situazioni tipiche non causa contemporaneamente:
 - (i) il superamento dei limiti ammissibili di funzionamento della rete (correnti e tensioni) in regime permanente;
 - (ii) **interruzioni di carico o generazione**, salvo quelle interessate unicamente dal componente fuori servizio (collegamenti in antenna).

Le analisi in N-1 consentono di evidenziare eventuali problemi di rete (configurazioni critiche o non accettabili dal punto di vista della sicurezza statica) e di individuare le possibili soluzioni di potenziamento della **RTN** in grado di risolvere tali problemi.

Al fine di analizzare aree particolarmente estese e/o critiche per l'esercizio sicuro della rete, il **Gestore** può estendere tale criterio, analizzando il fuori servizio contemporaneo di k elementi di rete ($N-k$).

2.3.2.3

Al fine di minimizzare i rischi di aleatorietà derivanti soprattutto dalle incertezze sulla localizzazione e sull'entità delle produzioni nel libero mercato dell'energia elettrica, il **Gestore** individua soluzioni di potenziamento della **RTN** caratterizzate il più possibile da un elevato livello di flessibilità e polivalenza nei diversi scenari.

Mantenendo ferma l'esigenza di assicurare in ogni caso il rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio della rete di trasmissione, le diverse scelte di **sviluppo** sono inoltre verificate dal punto di vista tecnico-economico confrontando i costi stimati di realizzazione dell'intervento con i relativi benefici.

Tali valutazioni tengono conto, ove fattibile e rilevante, del prevedibile andamento del **mercato elettrico**, della possibilità di incrementare la capacità di scambio con l'estero, delle perdite di trasmissione, dei rischi di disalimentazione degli **Utenti**, degli impatti in termini di emissioni, degli oneri relativi al ricorso a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e del mercato per il servizio di dispacciamento.

Altri elementi di valutazione delle soluzioni di **sviluppo** sono correlati all'opportunità di razionalizzare le esistenti reti in altissima (**AAT**) ed alta tensione (**AT**), alla riduzione dell'impatto ambientale dei nuovi impianti ed al rispetto delle esigenze di interoperabilità delle reti elettriche.

Le esigenze di **sviluppo** pianificate e descritte nel **Piano di Sviluppo** della **RTN** sono rese note alle amministrazioni competenti a livello statale e regionale al fine di illustrare le motivazioni ed i benefici delle stesse ed acquisire informazioni relative alla programmazione e allo sviluppo territoriale.

2.3.3 ***Rapporto tra “connessione alla RTN” e “sviluppo della RTN”***

2.3.3.1 L'**attività di sviluppo** della **RTN** è strettamente correlata con l'attività di connessione alla **RTN** di nuovi **Utenti**, pur restando i due processi di “individuazione delle soluzioni di connessione di nuovi **Utenti** alla **RTN**” e di “pianificazione dei relativi rinforzi della **RTN**”, distinti, sia in relazione ai tempi, sia in relazione alle modalità.

- (a) In relazione ai tempi il processo di analisi delle **connessioni** alla **RTN** è un processo che si attiva ad ogni nuova **richiesta di connessione**, mentre quello di pianificazione è un processo ciclico, che viene quindi effettuato con le tempistiche definite dalle disposizioni normative e regolatorie vigenti e, ove fattibile, tenendo conto di possibili sinergie con l'attività di pianificazione in ambito europeo.
- (b) Per quanto attiene alle modalità per la definizione delle soluzioni di connessione, il **Gestore** analizza ogni iniziativa secondo le modalità previste al paragrafo 1A.3 di cui al Capitolo 1 del presente Codice di rete. Al riguardo il **Gestore** può definire limitazioni alle modalità di esercizio transitorio dell'impianto da connettere secondo quanto previsto al paragrafo [1A.5.2.1](#) di cui al Capitolo 1 del presente Codice di rete.

Nel quadro più generale del processo di pianificazione il **Gestore** compie le proprie analisi con riferimento alle **centrali** esistenti e future considerate negli scenari di riferimento, al fine di garantire la sicurezza dell'intero sistema di trasmissione.

In tale fase si procede alla definizione dei rinforzi della **RTN** necessari, con l'obiettivo di:

- (i) mantenere la **sicurezza N - 1** della rete previsionale di riferimento;
- (ii) ridurre le eventuali **congestioni** di rete attese;
- (iii) ridurre i vincoli per i **poli di produzione limitati**.

2.4 DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE

Il **Gestore** nello svolgimento dell'attività di pianificazione delle attività di **sviluppo** tiene conto dei seguenti dati ed informazioni:

- (a) dati sull'**evoluzione** della **domanda** e della **generazione**;
- (b) esiti delle simulazioni di **importazione** e di **esportazione** attesa di energia elettrica;
- (c) interventi di **sviluppo** e di **connessione** programmati dai **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi**, sulla base dei relativi piani di sviluppo;
- (d) esigenze di **razionalizzazione** degli impianti di rete;
- (e) eventuali criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di **esercizio**;
- (f) **connessioni** alla **RTN** di nuovi **Utenti** ai sensi del [Capitolo 1](#) del presente Codice di rete;
- (g) interventi di risanamento di cui al successivo paragrafo [2.6](#) o altri interventi derivanti da provvedimenti autoritativi;

Il **Gestore**, nel tener conto degli elementi sopra richiamati, si attiene a quanto specificato nel dettaglio nel documento recante la descrizione degli scenari complementare al **PdS**, di cui al paragrafo 2.5.2.2, lett.b).

2.4.1 Richieste dei gestori delle reti interoperanti con la RTN

2.4.1.1 Il **Gestore** tiene conto delle esigenze di **sviluppo** della **RTN** che possono sorgere anche a seguito di specifiche richieste dei distributori, finalizzate alla modifica dello schema di connessione delle cabine primarie esistenti o alla connessione di nuove cabine primarie alla **RTN**, all'accesso di linee di

distribuzione in stazioni elettriche facenti parte della **RTN**, alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione per il miglioramento della sicurezza e qualità del servizio sulle reti di distribuzione e in generale all'interconnessione tra le reti di distribuzione e la **RTN**.

2.4.1.2 Il dettaglio circa la procedura di comunicazione dei dati ed informazioni necessari al **Gestore** è fornito al paragrafo 2. 7.

2.4.2 *Interventi di sviluppo pianificati dai gestori delle reti interoperanti con la RTN*

2.4.2.1 Ai fini della programmazione delle attività di **sviluppo** della **RTN** si considerano le informazioni derivanti dalle attività di modifica degli assetti o di potenziamento delle altre reti interoperanti con la **RTN**

2.4.2.2 Al fine di garantire già nella fase di pianificazione adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le altre reti, è necessario il coordinamento delle attività di **sviluppo** delle reti in questione con quelle della **RTN**.

I gestori di tali reti sono tenuti a comunicare al **Gestore** tutte le modifiche pianificate inerenti i propri impianti in **AT** o in **AAT**, affinché questi possa tenerne conto nelle proprie analisi di rete previsionali propedeutiche all'individuazione delle nuove **attività di sviluppo** della **RTN**.

2.4.2.3 I gestori di tali reti, oltre a poter partecipare al processo di consultazione pubblica sul **PdS**, possono essere invitati ad attività di discussione e di valutazione coordinata di eventuali rapporti di complementarità o in generale di interdipendenza di uno specifico intervento di **sviluppo** con altri interventi.

2.4.3 ***Esigenze funzionali ed ambientali di razionalizzazione degli impianti di rete***

2.4.3.1 Le attività di **sviluppo** tengono anche conto delle esigenze di razionalizzazione delle reti, in un'ottica di miglioramento dell'efficienza del servizio e al tempo stesso di tutela ambientale, anche in relazione alle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree interessate dai tracciati degli elettrodotti. Tali interventi, che possono eventualmente prevedere la dismissione di tratti di linee o di stazioni ritenuti non più indispensabili all'esercizio in sicurezza della rete, prevedono la realizzazione di nuovi impianti funzionali al miglioramento delle prestazioni e/o ad un incremento della flessibilità operativa della rete.

2.4.3.2 Le richieste di razionalizzazione, non motivate da leggi o norme a carattere ambientale o sanitario, da enti locali o soggetti privati dovranno contenere l'espresso impegno del soggetto richiedente a sostenere i relativi oneri realizzativi.

2.5 ***IL PIANO DI SVILUPPO DELLA RTN***

2.5.1 ***Procedura di adozione***

2.5.1.1 Il **Gestore** predispone, nel rispetto degli specifici indirizzi emanati dal **MISE** ai sensi dell'art. 1 comma 2 del d.lgs. 79/99, il Piano di **sviluppo** decennale della **RTN** ai sensi dell'art. 9 della **Concessione** e dell'art. 36 comma 12 del d.lgs. n. 93/2011.

2.5.1.2 Il Piano è sottoposto all'Autorità per le relative valutazioni e al MISE per la relativa approvazione, previo espletamento della Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 6, comma 2 del Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152, secondo la procedura di seguito indicata.

In particolare:

- a. il **Gestore**, entro il 31 gennaio di ciascun anno, trasmette al **MISE** e all'Autorità lo schema di **PdS** e pubblica le informazioni relative alle interazioni con gli **Utenti** della rete e loro associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di **PdS**, incluse le interazioni con il **Comitato di Consultazione**;
- b. il **Gestore**, entro le relative tempistiche, pubblica i documenti complementari al **PdS**;
- c. il **Gestore**, a seguito della verifica di conformità del **MISE** ai sensi dell'articolo 9, comma 2, della **Concessione**, o trascorso il termine di 45 giorni per detta verifica, trasmette all'**Autorità** tempestivamente lo schema di **PdS** ai fini della relativa consultazione pubblica e provvede alla pubblicazione dello schema di **PdS**;
- d. parallelamente il **Gestore** trasmette al **MATTM** il Rapporto Preliminare del **PdS** e il Rapporto Ambientale del **PdS**, per l'espletamento della procedura di VAS, ai sensi degli artt. da 11 a 18 del d.lgs. n. 152/2006;
- e. l'Autorità:
 - effettua una consultazione pubblica, secondo quanto previsto nell'art. 36 del d.lgs. n. 93/2011 e nella delibera 627/2016;
 - trasmette gli esiti della propria valutazione al **MISE** ai fini dell'approvazione del **PdS**;
- f. il **MATTM**:
 - svolge e conduce la procedura di VAS che prevede anch'essa delle fasi di consultazione pubblica, ai sensi degli artt. 13 e 14 del d.lgs. n. 152/2006;
 - trasmette al **MISE** l'atto conclusivo della procedura di VAS, ovvero il **parere motivato**, affinché ne tenga conto in vista

dell'approvazione del **PdS**, ai sensi dell'art. 15, comma 2 del d.lgs. n. 152/2006;

g. Il **MISE**:

- acquisito il parere delle Regioni interessate
- acquisito il parere motivato di VAS dall'Autorità competente (MATTM),

approva il **PdS**, tenuto conto delle valutazioni formulate dall'**Autorità** e delle risultanze del parere di VAS.

2.5.2 **Contenuti del PdS**

2.5.2.1 Il **PdS** contiene l'indicazione di:

1. interventi di **sviluppo** pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del **PdS**;
2. interventi "in valutazione" o "allo studio", per cui non sono previste attività realizzative nell'orizzonte di **PdS** e che possono diventare interventi "pianificati" nei successivi **PdS**;
3. *interconnector*;
4. *merchant lines*.

2.5.2.2 Il **Gestore** correda il **PdS** con:

- a) un documento recante la metodologia per l'analisi costi benefici (Allegato A.74 al Codice di rete);
- b) un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano che contiene gli elementi specificati al paragrafo 4.2 dell'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel.

- 2.5.2.3 In particolare, il **PdS** contiene almeno i seguenti elementi essenziali:
- a. descrizione degli obiettivi e dei criteri del processo di pianificazione della rete elettrica;
 - b. analisi delle criticità emerse nel sistema elettrico e nei mercati nel periodo precedente la predisposizione del **PdS** e altre evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati utili alla pianificazione degli interventi di **sviluppo**;
 - c. analisi delle criticità previste nel sistema elettrico e nei mercati nell'orizzonte di studio, evidenziandone l'evoluzione rispetto al precedente **PdS**;
 - d. individuazione degli interventi di **sviluppo** e loro puntuale correlazione con le criticità emerse e previste;
 - e. prospettive e richieste di interconnessione alla **RTN** mediante interconnector e mediante merchant lines e loro correlazione con le criticità del sistema elettrico emerse e previste;
 - f. proposte di acquisizione di porzioni di rete esistenti ai fini dell'ampliamento dell'ambito della **RTN**, ai sensi dell'articolo 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive 23 dicembre 2002 e proposte di dismissione di elementi di rete dalla **RTN**, secondo quanto indicato in Appendice;
 - g. individuazione degli interventi prioritari ed elenco dei progetti di interesse comune che interessano l'Italia, ai sensi dell'articolo 3, comma 6 del Regolamento (EU) No. 347/2013;
 - h. risultati attesi con la realizzazione del complesso degli interventi di **sviluppo** pianificati nel **PdS**;
 - i. schede intervento riportanti le informazioni e l'analisi costi-benefici, quando applicata;

- j. una sintesi dei dati principali relativi agli interventi pianificati, agli interconnector e alle merchant lines;
- k. elenco e breve descrizione degli interventi in valutazione o allo studio o in altre situazioni precedenti lo stato di “intervento pianificato”;
- l. elenco degli interventi previsti per la connessione di **Utenti** alla **RTN**;
- m. relazione sugli interventi effettuati nel corso dell’anno precedente il **PdS**.

2.5.3 *Interventi di sviluppo del Gestore*

2.5.3.1 Per ciascun intervento di **sviluppo** (inclusi interventi in valutazione o allo studio) il **PdS** riporta i seguenti elementi informativi:

- a) una descrizione dell’intervento che specifichi le criticità emerse o previste a cui l’intervento è correlato, eventualmente corredata, per interventi particolarmente complessi, da una rappresentazione grafica delle opere;
- b) una descrizione dei principali benefici attesi.

2.5.3.2 In particolare, per ciascuno degli interventi di **sviluppo** pianificati, ciascun interconnector, ciascun intervento oggetto di analisi costi benefici, ciascun intervento di **sviluppo** che impatta anche su altri paesi, ciascuna opera principale (e relative opere accessorie) con impegno economico, il Piano riporta gli elementi informativi puntualmente indicati all’articolo 5 dell’Allegato A alla delibera 627/2016.

2.5.4 *Interventi di altri promotori*

2.5.4.1 Il **PdS** include gli interventi (**merchant lines**) di promotori diversi dal **Gestore**, fornendo una sintesi delle informazioni pubblicate nel TYNDP di **ENTSO-E** precedente la pubblicazione del **PdS**. I promotori di tali interventi, inclusi nel TYNDP di **ENTSO-E** comunicano al **Gestore** stesso, con tempistiche

compatibili con quelle del **PdS**, secondo modalità rese disponibili dal **Gestore**, un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi.

2.5.4.2 Il **PdS** fornisce inoltre evidenza delle informazioni desunte dalle pubblicazioni di **ENTSO-E** e di quelle oggetto di aggiornamento da parte dei promotori.

2.6 INTERVENTI DI SVILUPPO

2.6.1 Interventi di sviluppo

2.6.1.1 Sono considerati interventi di **sviluppo** della **RTN** gli interventi di espansione o di evoluzione della **RTN** con conseguente variazione dello stato di consistenza funzionale.

2.6.1.2 Gli interventi di **sviluppo** consistono in:

- (a) variazione della **capacità di trasporto**, di trasformazione, di interconnessione, o tenuta del **corto circuito**;
- (b) estensione geografica della **RTN** ottenuta attraverso la realizzazione di nuovi elettrodotti o nuove **stazioni elettriche**;
- (c) aumento della flessibilità operativa, ad esempio mediante l'installazione di opportuni dispositivi relativi alla compensazione della **potenza reattiva** e di controllo dei flussi di potenza;
- (d) dismissioni di elementi di **RTN**;
- (e) declassamenti o riclassamenti che comportano modifiche del livello di tensione per elettrodotti e stazioni, con conseguenti variazioni di consistenza funzionale ai diversi livelli di tensione interessati.

2.6.1.3 Il **Gestore**, in conformità con quanto previsto nella **Concessione** e con il D.lgs 93/11, delibera gli interventi di **sviluppo** della **RTN**:

- (a) a carico del soggetto proprietario o avente la disponibilità della porzione di **RTN** interessata, nel caso di interventi su impianti esistenti o che si trovino all'interno delle stazioni o sulle linee appartenenti alle medesime porzioni di **RTN**;
- (b) a proprio carico, nei casi di interventi che interessino la porzione di **RTN** di cui è proprietario o abbia la disponibilità e in ogni caso qualora si tratti di nuove linee o nuove **stazioni elettriche**.

Nel caso di cui alla lettera (a) i rapporti tra **Gestore** e **Titolare di porzione di RTN** interessata sono regolati da un'apposita convenzione stipulata in attuazione della **Convenzione Tipo**.

2.6.2 *Tipologie degli interventi di sviluppo*

2.6.2.1 Gli interventi di **sviluppo** possono in generale appartenere alle diverse tipologie di seguito specificate.

(a) Stazioni elettriche

Tali interventi riguardano non solo la realizzazione di nuove **stazioni elettriche**, ma anche il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti mediante l'inserimento di nuovi dispositivi e/o l'incremento delle prestazioni dei dispositivi presenti, inclusa la realizzazione di ulteriori **stalli** o di intere sezioni per la **connessione** di nuovi elettrodotti (della **RTN**, di altri gestori o di operatori privati) o di nuovi **Utenti**.

Generalmente la realizzazione di nuove **stazioni di trasformazione** o il potenziamento di stazioni esistenti deriva dalla necessità di adeguare la **RTN** alle maggiori richieste di prelievo o di immissione degli **Utenti** connessi, mentre l'ampliamento o la realizzazione di **stazioni di smistamento** sono legati al soddisfacimento delle richieste di nuove **connessioni** o alla necessità di incrementare la magliatura della rete per mitigare o risolvere le eventuali **congestioni** di rete.

(b) Elettrodotti e Raccordi

Gli interventi di **sviluppo** di elettrodotti consistono nella costruzione di nuovi collegamenti fra due o più nodi della rete o nella modifica di elettrodotti esistenti. Tali attività sono finalizzate generalmente all'eliminazione di eventuali **congestioni** del sistema di trasmissione.

La costruzione di nuovi raccordi, cioè di brevi tratti di linea elettrica che costituiscono prolungamenti di elettrodotti esistenti, è di norma legata a **connessioni**, a **razionalizzazioni** di rete o modifiche di assetto.

(c) Connessioni

In questa tipologia ricadono tutte le opere necessarie al collegamento alla **RTN** degli **impianti** che prelevano o immettono energia elettrica (generalmente **stazioni di consegna/smistamento** e raccordi a linee esistenti) nonché i soli rinforzi di rete necessari ad "ancorare" in sicurezza detti impianti alla **RTN**.

(d) Razionalizzazioni

Gli interventi di **razionalizzazione** consistono in interventi complessi di riassetto della rete che possono eventualmente prevedere la dismissione di alcuni elementi di rete esistenti e coinvolgono contemporaneamente più impianti, anche appartenenti a reti diverse dalla **RTN**.

Le attività di **razionalizzazione** possono derivare da iniziative del **Gestore**, sia su istanza di terzi, sia quando la realizzazione di nuovi impianti comporta, per necessità operativa e/o per esigenze ambientali, la demolizione di impianti esistenti e la modifica di assetto della rete.

Gli interventi di **razionalizzazione** sono studiati, pianificati e progettati nell'ambito di un procedimento coordinato, al fine di determinare oltre ai

dettagli tecnici dell'opera, anche le reciproche competenze e gli oneri attribuiti ai singoli soggetti coinvolti.

Tali attività sono realizzate principalmente:

- (i) eliminando le duplicazioni e ridondanze di **schema di rete**, ovvero eliminando dalla **rete** quei componenti la cui utilità marginale, nel contesto integrato ed anche in prospettiva, risulti nulla;
- (ii) sostituendo alcuni impianti con altri di caratteristiche superiori (ad es. introduzione di nuovi collegamenti a 380 kV in sostituzione di un numero maggiore di linee a tensione inferiore);
- (iii) evitando il potenziamento di impianti (per lo più elettrodotti) giunti alla saturazione, mediante l'inserimento di nuovi elementi di rete, come ad esempio stazioni.

2.7 INTEROPERABILITÀ E SVILUPPO COORDINATO DELLE RETI

2.7.1 Scambio dei dati e dei piani di sviluppo delle reti interoperanti

2.7.1.1 Al fine di garantire adeguati livelli di interoperabilità tra la **RTN** e le altre reti, il **Gestore** deve poter disporre di tutte le informazioni relative ai piani di **sviluppo** di tali reti.

- (a) In particolare, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** sono tenuti a trasmettere entro il 30 luglio di ogni anno, le seguenti informazioni, secondo il seguente livello di dettaglio di massima stabilito dal **Gestore**:
 - (i) previsioni (a 5 anni) sulla distribuzione della domanda e della generazione con indicazione della **potenza attiva/reattiva** assorbita dalle utenze industriali collegate in **AT** o in **AAT** alle reti in questione e della **potenza attiva/reattiva** richiesta o immessa sulle

- cabine primarie** esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
- (ii) stima della produzione sulle reti in questione con indicazione del valore di **potenza attiva** di generazione immessa a livello di singola **cabina primaria** (lato **MT**), nelle citate situazioni tipiche;
 - (iii) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV con descrizioni di massima (corredate da disegni schematici e geografici esplicativi) degli interventi di **sviluppo**, stato di avanzamento e date di entrata in servizio previste;
 - (iv) indicazioni relative allo schema di connessione e sulla potenza massima di generazione delle centrali future e sulla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad **unità di consumo** da collegare alle reti in **AT** o in **AAT**, con soluzione di connessione già accettata dai proponenti, specificando per quali sono già stati sottoscritti impegni economici.
- (b) Analogamente la società Ferrovie dello Stato o sue aventi causa, ai sensi dell'art. 3 comma 4 del decreto 25 giugno 1999, è tenuta a trasmettere al **Gestore**, nello stesso termine di cui alla precedente [lettera \(a\)](#), le seguenti informazioni relative alla rete di propria competenza:
- (i) indicazione della **potenza attiva/reattiva** delle utenze collegate in **AT** o in **AAT** alla rete e di quella richiesta sulle **stazioni elettriche** esistenti e future per l'alimentazione del sistema di trazione ferroviario;
 - (ii) tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV con descrizioni di massima (corredate da disegni schematici e geografici esplicativi) degli interventi

- programmati nel lungo periodo, stato di avanzamento e date di entrata in servizio previste;
- (iii) indicazioni relative allo schema di connessione e alla potenza massima di generazione delle **centrali** future e alla potenza contrattuale prevista per i futuri impianti corrispondenti ad **unità di consumo** da collegare alle reti in **AT** o in **AAT**, con soluzione di connessione già accettata dai proponenti, specificando per quali di questi sono già stati sottoscritti impegni economici.
- (c) Il **Gestore** può richiedere ai soggetti di cui alle lettere (a) e (b) ulteriori informazioni ad integrazione di quelle sopra previste al fine di disporre di un quadro puntuale ed aggiornato.
- (d) Il **Gestore**, attraverso la pubblicazione del **PdS** della **RTN** e dei suoi documenti complementari, comunica alle società che gestiscono/possiedono le reti interoperanti con la **RTN**:
- (i) le informazioni di dettaglio relative agli interventi di **sviluppo** della **RTN**;
- (ii) le stime relative alle previsioni sull'andamento della domanda e sulla generazione a livello nazionale e per macro-aree in energia e potenza.

2.7.2 *Coordinamento dello sviluppo delle reti interconnesse*

2.7.2.1 I piani di **sviluppo** redatti con cadenza annuale dalle imprese distributrici, in applicazione dell'Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, sono predisposti in coordinamento con il **Gestore** e in coerenza con i contenuti del **PdS** della **RTN**, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato delle reti interconnesse e degli impianti di produzione. Le imprese distributrici indicano nei propri piani di **sviluppo** i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, verificandone la coerenza con il **PdS** della **RTN**.

2.7.2.2 Tali principali interventi includono le attività di **sviluppo** o modifica dei punti di interconnessione tra la propria rete e la **RTN**.

2.7.3 Adeguamento degli impianti non RTN direttamente connessi alla RTN

2.7.3.1 Nei casi in cui, anche in conseguenza di interventi di **sviluppo** della **RTN**, gli apparati installati in stazioni o linee non facenti parte della **RTN** ma funzionali ad essa non risultino più adeguati alla trasmissione elettrica, i soggetti che hanno la disponibilità dei beni coinvolti hanno l'obbligo di procedere all'adeguamento dei propri impianti secondo le modalità ed i tempi concordati con il **Gestore** ed indicati nel contratto di servizio da stipularsi tra le parti.

2.8 PIANO DI RISANAMENTO

2.8.1.1 Il **Gestore** formula il Piano di risanamento delle tratte della **RTN** che si rende necessario per conformarsi alle disposizioni legislative e ne verifica la successiva attuazione nei casi in cui la stessa sia rimessa ai proprietari.

2.8.1.2 La predisposizione del Piano di Risanamento è effettuata dal **Gestore** in conformità a quanto previsto dall'articolo 9 della Legge 22 febbraio 2001, n. 36 e successive modificazioni: "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" (Legge Quadro).

2.8.1.3 Il processo di risanamento della **RTN** si attua tenendo conto degli obblighi assegnati al **Gestore** dalla sopraccitata Legge Quadro, con riferimento alla funzione strategica della **RTN**, ed in conformità anche ai sistemi di difesa per la sicurezza del **SEN**, che il **Gestore** provvede ad aggiornare annualmente.

2.8.1.4 In particolare, per la predisposizione del **Piano di Risanamento** il **Gestore** ritiene di primaria importanza:

- (a) il mantenimento delle condizioni di sicurezza, affidabilità e continuità del servizio elettrico della **RTN**;

- (b) le eventuali correlazioni con gli interventi di **sviluppo** della **RTN** definiti nel **PdS** della **RTN**;
- (c) il coordinamento degli interventi di risanamento sugli impianti con i programmi ordinari di **indisponibilità** annuali della **RTN**.

2.8.1.5 Gli interventi di risanamento degli impianti della **RTN**, relativamente agli aspetti realizzativi, richiedono di essere opportunamente coordinati con gli interventi di **sviluppo** della **RTN**, in particolare quando:

- (a) esiste un intervento di **sviluppo** della **RTN** correlato direttamente con quello di risanamento e per il quale nel **PdS** è indicata la relativa data di completamento;
- (b) esiste un intervento di **sviluppo** della **RTN** correlato con quello di risanamento che prevede la demolizione dell'elettrodotto da risanare;
- (c) l'elettrodotto da risanare potrebbe essere nel futuro interessato da interventi di **sviluppo** della **RTN** ancora da definire.

2.8.1.6 La predisposizione del **Piano di risanamento** da parte del **Gestore** è subordinata alla determinazione dei criteri di elaborazione di tali piani con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, secondo quanto previsto dall'art. 4 comma 4 della suddetta Legge Quadro.

2.9 ***PUBBLICITÀ DEGLI AGGIORNAMENTI DELL'AMBITO DELLA RTN***

2.9.1.1 Come previsto dall'art. 5 del D.M. 25 giugno 1999 e successive modificazioni, entro il 31 gennaio di ogni anno, il **Gestore** provvede all'aggiornamento dell'ambito della **RTN**, in funzione delle modifiche dell'anno precedente (comprese le dismissioni di reti o parti di reti) e approvate ove applicabile ai sensi della normativa vigente, e ne invia copia al **MISE**, all'**AEEGSI**, ai Titolari

di porzione di **RTN**, ai gestori delle reti di distribuzione ed alle associazioni di categoria del settore elettrico.

2.9.1.2 L'articolo 3, comma 1, del decreto del **MAP** 23 dicembre 2002 prevede che le modifiche intervenute nell'anno precedente siano rese note al pubblico. Come indicato all'art. 3, comma 2, del medesimo decreto il previsto obbligo di pubblicità può essere adempiuto mediante pubblicazione delle informazioni sul sito internet del **Gestore**.

APPENDICE

A PROCEDURA PER LA PROPOSTA DI AMPLIAMENTO DELL'AMBITO DELLA RTN PER ACQUISIZIONE DI ELEMENTI DI RETE

La presente appendice dà evidenza della procedura seguita dal **Gestore**, in sede di elaborazione del **PdS**, per la proposta di ampliamento dell'ambito della **RTN** per acquisizione di elementi di rete in conformità con quanto previsto dall'art. 2 del decreto **MAP** 23 dicembre 2002. Tale articolo prevede che il **Gestore** provvede a inserire eventuali future proposte di acquisizione di elementi di rete nel **PdS**, precisando modalità di acquisizione e condizioni economiche preventivamente concordate con il soggetto avente la disponibilità di tali elementi di rete.

1 Predisposizione della proposta di ampliamento della RTN

- 1.1 Il **Gestore** inserisce nel **PdS** le proposte di acquisizione di elementi di rete esistenti ai fini dell'ampliamento dell'ambito della **RTN**.
- 1.2 Le proposte di acquisizione individuano gli impianti o il gruppo di impianti da acquisire con una descrizione delle caratteristiche tecniche essenziali, dei relativi elementi informativi e delle motivazioni a base della proposta di variazione dell'ambito della **RTN**.

2 Modalità di acquisizione e condizioni economiche

- 2.1 Una volta identificate le proposte di acquisizione il **Gestore** stipula, con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, specifici accordi recanti le modalità di acquisizione degli impianti nell'ambito della **RTN** e le relative condizioni economiche.

Gli accordi recano:

- (a) l'espresso consenso al conferimento dei beni;
- (b) le condizioni economiche di remunerazione dei beni;

(c) le indicazioni sulle modalità e i tempi per rendere operativo il conferimento degli impianti alla **RTN**.

2.2 Nel caso in cui gli impianti da acquisire nell'ambito della **RTN** siano oggetto di futuri interventi di **sviluppo** della **RTN** pianificati dal **Gestore**, dovrà essere garantita al **Gestore** la piena disponibilità di questi elementi di rete prima dell'inizio delle attività finalizzate alla autorizzazione e realizzazione delle opere di **sviluppo** che interessano direttamente o indirettamente tali impianti.

2.3 Qualora siano in corso o siano state completate procedure di autorizzazione per la eventuale realizzazione di interventi di **sviluppo** sugli impianti in questione, dovrà essere garantita la cessione al soggetto che acquisisce tali impianti delle autorizzazioni già ottenute dal soggetto cedente.

3 *Pubblicazione della proposta di ampliamento dell'ambito della RTN e successivi adempimenti*

3.1 Le proposte di ampliamento dell'ambito della **RTN**, preventivamente concordate con i soggetti aventi la disponibilità di tali elementi di rete , sono inserite nel **PdS** e trasmesse al MISE per l'approvazione.

3.2 In esito alla verifica di cui sopra i soggetti titolari degli impianti oggetto dell'acquisizione nella **RTN** procedono ai conferimenti degli elementi di rete, sulla base di quanto precedentemente concordato con il **Gestore** negli accordi.

3.3 Le disposizioni di cui alla presente Appendice si applicano altresì ai casi di eventuale proposta di dismissione da parte del **Gestore** di elementi di rete non più funzionali alla **RTN** al fine di una loro cessione.

CAPITOLO 3 - GESTIONE, ESERCIZIO E MANUTENZIONE DELLA RETE

INDICE

3.1 OGGETTO.....	3
3.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	4
3.3 ATTIVITÀ DI GESTIONE ED ESERCIZIO.....	5
3.4 INTEROPERABILITÀ TRA LE RETI ELETTRICHE	8
3.5 INTERCONNESSIONI CON ALTRE RETI ELETTRICHE.....	10
3.6 VERIFICHE PREVISIONALI DELLE CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO DEL SEN.....	10
3.6.1 Ruolo del Gestore	10
3.6.2 Obblighi informativi per impianti di produzione e consumo ai fini delle verifiche di adeguatezza e sicurezza	11
3.6.2.1 Comunicazione annuale delle limitazioni al funzionamento delle unità.....	11
3.6.2.2 Comunicazione settimanale o su evento di limitazioni al funzionamento delle unità	12
3.6.3 Verifiche di adeguatezza e di sicurezza	14
3.6.3.1 Capacità disponibile.....	14
3.6.3.2 Capacità non utilizzabile	15
3.6.3.3 Capacità soggetta ad indisponibilità programmate e indifferibili	16
3.6.3.4 Capacità soggetta ad indisponibilità accidentali	16
3.6.3.5 Capacità soggetta a vincoli di rete.....	16
3.6.3.6 Importazione di energia elettrica.....	16
3.6.3.7 Partecipazione del Gestore al coordinamento della sicurezza e dell'adeguatezza a livello regionale europeo	17
3.6.3.8 Comunicazione delle condizioni di funzionamento attese del SEN.....	17
3.7 PROGRAMMAZIONE E GESTIONE DELLE INDISPONIBILITÀ.....	17
3.7.1 Ruolo del gestore.....	17
3.7.2 Informazione acquisite dal Gestore per la gestione delle indisponibilità.....	19
3.7.3 Fasi della procedura di programmazione delle indisponibilità	20
3.7.3.1. Programmazione annuale delle indisponibilità	20
3.7.3.2 Programmazione on-demand delle indisponibilità	22
3.7.3.3 Programmazione occasionale (bisettimanale) delle indisponibilità	22
3.7.3.4 Programmazione delle indisponibilità indifferibili	23
3.7.3.5 Comunicazioni da parte del Gestore	23
3.7.4 Verifica delle richieste di indisponibilità.....	23
3.7.5 Vincoli per indisponibilità di elementi di rete	24
3.7.6 Piani di indisponibilità di parti di impianto funzionali alla RTN e di elementi della rete con obbligo di connessione di terzi.....	25

3.8 OBBLIGHI DI TRASPARENZA.....	25
3.9 STANDARD DI MANUTENZIONE: CRITERI E LINEE GUIDA.....	25
3.10 SICUREZZA E RISCHIO ELETTRICO.....	26
3.11 DISPOSIZIONI PER LA PREVENZIONE DEL RISCHIO ELETTRICO DI TERNA (DPRET)	27
3.12 DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE.....	29

Il presente documento trova applicazione a partire dal 1° gennaio 2025 con le precisazioni e integrazioni di cui al paragrafo 3.12 valide per la fase transitoria di implementazione del TIDE di cui alla sezione 28.3 del TIDE stesso.

3.1 OGGETTO

Il presente capitolo descrive le modalità con cui il **Gestore**:

- a) effettua la gestione della **RTN**;
- b) effettua l'**esercizio** e la **manutenzione** della porzione di **RTN** di cui è proprietario;
- c) adotta ed aggiorna le procedure per l'interoperabilità della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** e con le **altre reti elettriche**;
- d) adotta ed aggiorna le regole tecniche di interconnessione della **RTN** con le **altre reti elettriche**;
- e) effettua verifiche previsionali delle condizioni di funzionamento del **SEN** e partecipa al processo di coordinamento regionale europeo. In tale ambito rientrano:
 - le valutazioni di adeguatezza e della sicurezza del **SEN**, nei diversi orizzonti temporali (annuale, stagionale e mensile, settimanale/bisettimanale, giornaliero e infragiornaliero). Tali valutazioni sono effettuate anche sulla base delle informazioni comunicate dai:
 - i. **BRP** in merito alle variazioni delle condizioni di funzionamento delle **unità di produzione** e **consumo** di cui sono responsabili rispetto alle informazioni disponibili sul sistema **GAUDÌ** e sul **Sistema Informativo Integrato** gestito da **Acquirente Unico** e in merito alle indisponibilità alla fornitura del servizio di modulazione straordinaria¹;
 - ii. **BSP** con riferimento alle indisponibilità alla fornitura dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e il ridispacciamento e dei **servizi ancillari** non relativi alla frequenza;

¹ Si precisa che nel presente capitolo con il termine “modulazione straordinaria” si fa riferimento al servizio di modulazione fornito tramite asservimento obbligatorio e pertanto gli obblighi di comunicazione delle indisponibilità di tale servizio vengono posti in capo al **BRP**. Con riferimento ai meccanismi di modulazione straordinaria istantanea a salire approvvigionati tramite meccanismi a termine, gli obblighi informativi sono disciplinati nel relativo contratto stipulato con il soggetto che ha sottoscritto, in esito alle procedure competitive, il contratto per la fornitura del servizio secondo il modello contrattuale contenuto nell'Allegato A.62 del Codice di rete.

- la partecipazione alle valutazioni di adeguatezza, sicurezza coordinate in ambito regionale europeo;
 - la definizione dei piani di indisponibilità coordinati in ambito regionale europeo per gli asset considerati rilevanti² ai fini del coordinamento regionale delle indisponibilità e inseriti nell'apposito elenco predisposto ai sensi degli articoli 85 e 87 del Regolamento UE 2017/1485 e sulla base della metodologia di valutazione della rilevanza degli asset di cui all'articolo 84 del medesimo Regolamento;
 - la valutazione della compatibilità degli scioperi delle **unità di produzione** in applicazione di quanto previsto dall'articolo 5, lettera f) delle direttive del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000 ("Direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'art.3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79");
- f) effettua le attività inerenti alla programmazione delle **indisponibilità**, ivi inclusa la programmazione delle **indisponibilità** dei singoli elementi di **RTN** e delle parti di impianto dell'**Utente della rete** funzionali alla **RTN** stessa;
- g) verifica la compatibilità dei piani di **indisponibilità** delle **unità di produzione** con la sicurezza di funzionamento del **Sistema elettrico nazionale (SEN)**, tenendo conto anche dei piani di **indisponibilità** degli elementi della **RTN** e degli elementi ad essa funzionali nonché degli scenari previsionali di rete.

3.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, oltre che al **Gestore**, ai seguenti soggetti:

- a) **Titolari di porzioni di RTN**;
- b) **Utenti della rete**;
- c) **Utenti della rete esercenti le parti delle stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima;
- d) **BRP**;
- e) **BSP**.

Con riferimento ai **BRP** le disposizioni di cui al presente Capitolo si applicano alle unità di produzione (**UP**) o di consumo (**UC**) significative ai fini della programmazione, secondo i criteri descritti nel paragrafo 4.4.2.1 del Capitolo 4 del Codice di Rete.

² Tra gli asset rilevanti possono essere inclusi elementi di rete, **unità di produzione** e **consumo**.

Con riferimento ai **BSP** le disposizioni di cui al presente Capitolo di applicano alle seguenti unità:

- i. **unità di produzione (UP)** o di **consumo (UC)** significative ai fini della programmazione, secondo i criteri descritti nel paragrafo 4.4.2.1. del Capitolo 4 del Codice di Rete che siano abilitate alla fornitura dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e del ridispacciamento in forma singola come **UAS** e/o alla fornitura dei **servizi ancillari** non relativi alla frequenza;
- ii. **Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN)**;
- iii. **Unità Virtuali Abilitate Zonali (UVAZ)**.

Il **Gestore** può identificare come rilevanti ai fini delle attività di gestione, esercizio e manutenzione della **RTN** anche specifiche **UP**, **UC** che, pur non rispettando i criteri per la significatività indicati nel paragrafo 4.4.2.1. del Capitolo 4 del Codice di Rete, possano avere un notevole impatto su alcune porzioni della rete rilevante. In tal caso con riferimento a tali **UP** e/o **UC** valgono gli obblighi di cui al presente Capitolo relativi alla programmazione delle indisponibilità previsti per le **UP** e/o **UC** significative ai fini della programmazione.

3.3 ATTIVITÀ DI GESTIONE ED ESERCIZIO

Nell'ambito delle attività di **gestione della rete**, il **Gestore** attua l'insieme delle attività e delle procedure relative alla programmazione ed al controllo dei flussi di energia, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione di **esercizio** della **RTN**.

Il **Gestore** svolge le attività per la **gestione unificata della RTN** in conformità agli indirizzi definiti dal **MASE** ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, nonché nel rispetto dei principi di cui alla **Concessione**, e in osservanza delle condizioni definite dall'**Autorità** ai sensi dell'articolo 3, commi 3 e 6, del decreto legislativo n.79/99. Il presente Capitolo stabilisce, altresì, i criteri per la gestione delle parti delle **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima.

Il **Gestore** provvede a definire gli **schemi di rete** da adottare nelle diverse condizioni di funzionamento del **SEN** e ad eseguire le **manovre** necessarie per l'**esercizio** degli impianti di sua proprietà.

Il **Gestore** definisce lo stato di funzionamento degli impianti, nei limiti delle prestazioni degli impianti medesimi attraverso l'individuazione di vincoli di trasmissione, immissione e prelievo nell'ambito della **RTN** anche in riferimento ai piani di **indisponibilità**.

Il **Gestore**, nell'ambito dell'**attività di trasmissione** dell'energia elettrica, è responsabile dell'**esercizio** e della **manutenzione** della **rete** di sua proprietà.

L'**esercizio** della **RTN** consiste nell'utilizzazione metodica secondo procedure codificate degli impianti di potenza ed accessori costituenti le porzioni di **rete** elettrica che compongono la **RTN** ai fini della gestione della medesima **rete**.

L'**esercizio** della **RTN** con riferimento alle diverse condizioni di funzionamento del **SEN** è svolto dal **Gestore** al fine di garantire la sicurezza e l'economicità del servizio elettrico secondo principi di trasparenza e non discriminazione.

L'**esercizio** degli impianti comprende la conduzione e il **monitoraggio** continuo dello stato degli impianti, l'esecuzione delle **manovre** ed il pronto intervento. Le **manovre** sono eseguite dal **Gestore**, a distanza, mediante il sistema di teleconduzione, o manualmente, tramite il presidio degli impianti.

Il **Gestore** attua il pronto intervento a seguito di anomalia o di **guasto** per la messa in sicurezza e ripristino degli impianti.

Il **Gestore** provvede alle attività di ispezione e **monitoraggio** periodico degli impianti al fine di salvaguardare la funzionalità degli stessi predisponendo le conseguenti attività di **manutenzione**.

Il **Gestore**:

- a) effettua la taratura dei dispositivi di **protezione** e degli automatismi connessi al funzionamento della **rete rilevante**, nonché dei dispositivi previsti nel **Piano di difesa (PdD)**;
- b) provvede alla verifica della funzionalità dei dispositivi di **protezione**, degli automatismi della **RTN** e dei dispositivi previsti nel **PdD**.

Il **Gestore** impartisce, in forma sintetica, ai **Titolari di porzioni di RTN** ed agli **Utenti della rete** esercenti le parti delle **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima e all'**esercizio** degli impianti della stessa, gli ordini di **manovra** necessari all'**esercizio** degli impianti. Per tali parti d'impianto, come disciplinato dalle **Regole tecniche di connessione**, deve essere assicurata dai **Titolari di porzioni di RTN** e dai suddetti **Utenti della rete**:

- a) l'osservabilità in remoto dell'impianto tramite telemisure e telesegnali;
- b) l'efficienza degli organi di **manovra** e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle **protezioni**;
- c) l'**esercizio** e la gestione dell'impianto senza interruzione e con tempi di esecuzione adeguati;
- d) il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti;
- e) la trasmissione al **Gestore** delle informazioni per la costruzione della serie storica del fabbisogno, per la ripresa del servizio e per la ricostruzione dei **disservizi di rete**.

I **Titolari di porzioni di RTN** e gli **Utenti della rete** esercenti le parti delle **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima, eseguono:

- a) mediante i sistemi di teleconduzione o in manuale le **manovre** impartite dal **Gestore**;
- b) le **manovre** derivanti da consegne autonome;
- c) le **manovre** in **condizioni di emergenza**, necessarie per la sicurezza fisica delle persone e degli impianti.

Tali soggetti sono responsabili dell'**esercizio** degli impianti in cui risultano titolari, in attuazione delle decisioni assunte dal **Gestore**.

I **Titolari di porzioni di RTN** e gli **Utenti della rete** esercenti le parti di **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima possono rifiutare l'esecuzione delle **manovre** esclusivamente nel caso in cui le stesse possono comportare rischio per la sicurezza fisica delle persone e delle cose e nel caso in cui la **manovra** non venga eseguita, informano immediatamente il **Gestore** delle cause che ne hanno impedito l'esecuzione.

Le disposizioni delle **manovre** impartite dal **Gestore** vengono registrate nei **sistemi di controllo** del **Gestore**, dei **Titolari di porzioni di RTN** e, ove ne dispongano, dei suddetti **Utenti della rete**, unitamente all'avvenuta effettuazione delle stesse.

Il **Gestore**, ai fini della gestione ed **esercizio** delle porzioni di **RTN** di cui non risulta essere titolare, stipula con i soggetti che hanno la proprietà o la disponibilità di dette **reti** una convenzione per disciplinare l'**esercizio** e gli interventi di **manutenzione** e di **sviluppo** delle medesime **reti** e dei dispositivi di interconnessione con altre **reti**. La predetta convenzione è conclusa sulla base di una **Convenzione Tipo**.

Il **Gestore** conclude un contratto per l'**esercizio**, la gestione, lo **sviluppo** e la **manutenzione** delle parti delle **stazioni elettriche** non comprese nella **RTN** ma funzionali alla **RTN** medesima con i soggetti titolari di dette **stazioni elettriche**.

Con riferimento agli **impianti di produzione**, ai fini della gestione e dell'**esercizio** della **RTN**, gli **Utenti della connessione** sono tenuti a fornire al **Gestore** tutte le informazioni relative ai propri impianti ai fini della interoperabilità dei medesimi impianti con la **rete elettrica**, eventuali specifiche condizioni di esercizio e gestione secondo le modalità previste nel Capitolo 1B, paragrafo 1B.4.14 e nel Capitolo 1C paragrafo 1C.7.1 del presente Codice di rete nonché a sottoscrivere con il **Gestore** un Regolamento di esercizio per disciplinare l'**esercizio**, la **manutenzione**, la disponibilità del sito e la **qualità del servizio**.

I **BRP** sono tenuti a fornire al **Gestore** le informazioni relative alle variazioni delle condizioni di funzionamento delle **unità di produzione** rispetto alle informazioni disponibili sul sistema **GAUDÌ** e alle indisponibilità alla fornitura delle risorse di modulazione straordinaria.

I **BSP** sono tenuti a fornire al **Gestore** le informazioni relative e alle indisponibilità alla fornitura dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e dei **servizi ancillari** non relativi alla frequenza, secondo quanto previsto dal presente Capitolo ai fini delle verifiche previsionali di funzionamento del **SEN** e ai sensi del Capitolo 4 del Codice di Rete ai fini della partecipazione al **Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento**.

3.4 INTEROPERABILITÀ TRA LE RETI ELETTRICHE

La gestione coordinata della **RTN** con le **reti con obbligo di connessione di terzi** e con le **altre reti elettriche** è effettuata attraverso l'adozione di criteri e procedure che consentono di garantire la sicurezza di funzionamento del **SEN** con adeguati livelli di interoperabilità tra dette **reti**. Tali procedure:

- a) sono adottate dal **Gestore**, sentiti i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **altre reti elettriche**;
- b) recano disposizioni circa il coordinamento per la gestione, l'**esercizio** e la **manutenzione** delle **reti** diverse dalla **RTN**.

I criteri seguiti per la definizione delle procedure consentono di stabilire le:

- a) reciproche responsabilità nel controllo e **protezione della rete rilevante**;
- b) azioni da intraprendere per la gestione in sicurezza della **rete rilevante**;
- c) azioni da adottare per il ripristino del funzionamento in sicurezza da condizioni di emergenza (interventi sui regolatori sottocarico dei trasformatori **AT/MT** o **AAT/MT**, **SET-POINT 2**, **BME**, **PESSE**);
- d) azioni da effettuare in caso di **disservizi di rete**;
- e) le modalità di interfacciamento con enti ed autorità esterne, con particolare riguardo alla procedura di esclusione di linee per spegnimento incendi.

Sulla base di tali criteri il **Gestore** ha adottato le procedure specifiche descritte nei seguenti allegati al Codice di Rete:

- A.4 Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110kV;
- A.9 Piano di Difesa del Sistema Elettrico;
- A.10 Piano di Rialimentazione e Riaccensione del Sistema Elettrico Nazionale;
- A.11 Criteri generali di taratura delle protezioni della rete a tensione uguale o superiore a 110kV;
- A.12 Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico;
- A.14 Partecipazione alla regolazione di tensione;
- A.20 Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (**PESSE**);
- A.21 Disattivazione di linee aeree ad altissima e alta tensione in occasione di incendi boschivi o di situazioni di pericolo in vicinanza;
- A.28 Procedura tecnica di valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione;
- A.80 Procedura per la modifica del set-point dei trasformatori AT/MT installati nelle cabine primarie dei distributori (**SET POINT2**).

Il gestore di ciascuna **rete con obbligo di connessione di terzi** diversa dalla **RTN** è tenuto:

- a) ad effettuare, insieme al **Gestore**, le analisi degli eventi di **rete**, allo scopo di diagnosticare l'esatta sequenza degli stessi ed il comportamento dei sistemi di **protezione sulla rete rilevante**;
- b) a fornire al **Gestore** ogni informazione sugli impianti, anche interni alla **rete**, rilevante per l'**interoperabilità delle reti elettriche**. In particolare, **i gestori di reti con obbligo di**

connessione di terzi sono tenuti ad inviare al **Gestore** informazioni relative alle modifiche dei loro impianti ai fini dell'aggiornamento da parte del **Gestore** stesso degli schemi della **RTN** e delle **reti** direttamente o indirettamente connesse alla **RTN**.

3.5 INTERCONNESSIONI CON ALTRE RETI ELETTRICHE

Ciascun elemento di interconnessione della **RTN** con le **altre reti elettriche** ad essa connesse, è gestito in conformità alle regole tecniche di interconnessione e ai regolamenti di **esercizio**, in quanto applicabili. Tali regolamenti stabiliscono le modalità operative di **esercizio** degli elementi di interconnessione fra la **RTN** e le **altre reti elettriche**, in ogni condizione di funzionamento, al fine di regolare i rapporti tra i soggetti interessati precisando le rispettive competenze. Il **Gestore** adotta ed aggiorna i regolamenti di esercizio sentiti i gestori di dette reti.

Per quanto concerne l'interconnessione della **RTN** con le **reti elettriche** estere, le regole tecniche di interconnessione sono formulate tenendo conto delle regole e delle raccomandazioni adottate dall'**ENTSO-E**.

3.6 VERIFICHE PREVISIONALI DELLE CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO DEL SEN

3.6.1 Ruolo del Gestore

Il presente paragrafo definisce le procedure funzionali alle verifiche di adeguatezza e sicurezza sugli orizzonti annuale, stagionale, settimanale/bisettimanale, giornaliero ed infragiornaliero allo scopo di prevedere le condizioni di funzionamento del **SEN**.

In tale ambito, il **Gestore**:

- a) con riguardo alle unità di cui al paragrafo 3.2 acquisisce dai **BRP** le limitazioni al funzionamento e le indisponibilità dell'apparato di teleoperazione (UPDM) utilizzato per la fornitura delle risorse di modulazione straordinaria e dai **BSP** le previsioni di indisponibilità alla fornitura dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e ridispacciamento e dei **servizi ancillari** non relativi alla frequenza;
- b) effettua, sulla base delle informazioni acquisite e in funzione delle valutazioni di scenario previsionale, le valutazioni di adeguatezza e della sicurezza del **SEN**, nei diversi orizzonti temporali (annuale, stagionale e mensile, settimanale/bisettimanale);
- c) partecipa alle valutazioni di adeguatezza, sicurezza coordinate in ambito regionale europeo;

- d) effettua la valutazione della compatibilità degli scioperi delle unità di produzione in applicazione di quanto previsto dall'articolo 5, lettera f) delle direttive del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000 sulla base della procedura descritta nell'Allegato A.28 del Codice di rete "Procedura per la valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione".

3.6.2 Obblighi informativi per impianti di produzione e consumo ai fini delle verifiche di adeguatezza e sicurezza

Fermi restando gli obblighi di comunicazione ed aggiornamento dei dati tecnici previsti al Capitolo 4 del Codice di Rete, al fine di permettere il corretto ed accurato svolgimento delle attività del **Gestore** nell'ambito delle verifiche di adeguatezza e sicurezza, i **BRP** delle unità di cui al paragrafo 3.2 sono tenuti a comunicare nei tempi e con le modalità³ indicate dal **Gestore** ogni dato e informazione utile allo svolgimento di tale attività come meglio specificato nei paragrafi seguenti.

Per efficienza del processo di comunicazione, il **Gestore** utilizzerà le informazioni trasmesse, anche per adempiere a quanto prescritto dal Regolamento UE 543/2013 in materia di trasparenza.

Le informazioni verranno rese disponibili secondo le modalità operative pubblicate sul sito internet del **Gestore**.

3.6.2.1 Comunicazione annuale delle limitazioni al funzionamento delle unità

I **BRP** delle **UP** di cui al paragrafo 3.2 sono tenuti a comunicare, non appena ne vengono a conoscenza e comunque in ogni caso entro i mesi di aprile e ottobre con riferimento agli anni successivi, l'aggiornamento atteso, sulla base delle informazioni disponibili, dei limiti di funzionamento per effetto di vincoli autorizzativi, concessori, tecnici, organizzativi, di processo, adeguamenti impiantistici (tra cui riconversione, ripotenziamento e ambientalizzazione) e dismissioni. Le limitazioni al funzionamento possono attenersi a:

³ Le comunicazioni di cui al paragrafo 3.6 sono effettuate tramite il portale messo a disposizione dal **Gestore** per le comunicazioni ai fini delle valutazioni di adeguatezza e sicurezza, nel caso di malfunzionamento dello stesso, tramite le modalità comunicate dal **Gestore** (es. posta elettronica).

- capacità disponibile (intesa come valore massimo della potenza efficiente netta di tutti gli assetti disponibili);
- numero massimo di ore di funzionamento annue;
- massima energia annua producibile.

Le limitazioni devono riportare la causale, la data di inizio della limitazione e la data presunta di fine. Le informazioni di cui sopra sono utilizzate dal **Gestore** anche ai fini di quanto previsto nel decreto MAP (oggi **MASE**) del 25 giugno 2023.

I **BRP** delle **UC** di cui al paragrafo 3.2 sono tenuti a comunicare, non appena ne vengono a conoscenza e comunque in ogni caso entro i mesi di aprile e ottobre con riferimento almeno all'anno successivo, la loro migliore stima di limitazione della potenza in prelievo rispetto alla potenza oggetto del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica così come registrata nel **Sistema Informativo Integrato**.

I **BRP** sono tenuti altresì a fornire ogni altra informazione richiesta dal **Gestore** utile per i processi descritti.

3.6.2.2 Comunicazione settimanale o su evento di limitazioni al funzionamento delle unità

I **BRP** delle **UP** e **UC** di cui al paragrafo 3.2 sono tenuti a comunicare ogni eventuale variazione della capacità disponibile attesa sia di natura programmata sia di natura non programmata/accidentale. Le informazioni dovranno essere trasmesse non appena possibile dal momento della deliberazione dell'indisponibilità da parte del **Gestore** o dell'evento che determina la variazione delle condizioni di funzionamento. Per le **unità di produzione e di consumo** soggette al Regolamento UE 543/2013, tale obbligo di trasmissione deve essere adempiuto entro 50 minuti in modo da consentire al **Gestore** di adempiere agli obblighi di trasparenza previsti in tale Regolamento UE entro un'ora dall'adozione della deliberazione dell'indisponibilità o dall'evento che determinato la variazione delle condizioni di funzionamento.

Tali comunicazioni riporteranno almeno le seguenti informazioni:

- Denominazione dell'unità di consumo/produzione;
- Potenza massima disponibile in immissione dell'**UP**;
- Potenza minima dell'**UP** (qualora applicabile);
- Potenza massima in prelievo dell'**UC** e/o dell'**UP** costituita dal **sistema di accumulo**;
- Motivo dell'indisponibilità;

- Data di inizio e la data prevista di fine (giorno, ora) della variazione della disponibilità.

I dati di potenza massima e minima devono recepire, per quanto possibile, i piani di **indisponibilità** delle **unità di produzione** così come deliberati dal **Gestore** fino a quel momento e le nuove richieste di indisponibilità inviate fino a quel momento al **Gestore**.

In aggiunta:

- a) I **BRP** delle **UP** di cui al paragrafo 3.2 sono tenuti a comunicare ogni martedì entro le ore 12:00, con riferimento al periodo che va dalle ore 00:00 del venerdì della settimana in corso N fino alle ore 23:59 del lunedì della settimana N+2, le loro migliori previsioni circa le condizioni di funzionamento e le altre tipologie di limitazione non già comunicate delle unità nella propria responsabilità in termini di:
 - Apporti naturali e svassi obbligatori attesi (per le unità di tipo idroelettrico);
 - Energia disponibile iniziale nei bacini/serbatoi (per le unità di tipo idroelettrico);
 - Massima o minima energia disponibile finale nei bacini/serbatoi (solo qualora sussista un vincolo tecnico, autorizzativo o di altra natura);
 - Numero massimo di ore di funzionamento residue (ad esempio per vincoli definiti da contratti di manutenzione o per vincoli di immissione in atmosfera);
 - Eventuali indisponibilità dell'apparato di teleoperazione (UPDM) per la fornitura di risorse per la modulazione straordinaria.
- b) Entro le tempistiche di cui al precedente punto a), e con riferimento alle unità di cui al paragrafo 3.2, i **BSP** comunicano le eventuali indisponibilità alla fornitura di:
 - **servizi ancillari** per il bilanciamento (FCR, aFRR, mFRR, Riserva di Sostituzione) e ridispacciamento;
 - **servizi ancillari** non relativi alla frequenza (es. Regolazione primaria e secondaria di tensione, rifiuto del carico, avvio in **black-start**).
- c) Il **Gestore** si riserva di richiedere ai **BRP** e ai **BSP** ogni altra informazione utile ai fini delle verifiche di adeguatezza e di sicurezza.

Le informazioni comunicate per le **unità di produzione** idroelettriche consentono al **Gestore** di effettuare le azioni di monitoraggio e certificazione richieste da organi istituzionali (MASE, Regione, Protezione Civile, ecc.) in caso di particolari situazioni di criticità del **SEN**.

3.6.3 Verifiche di adeguatezza e di sicurezza

Il **Gestore** esegue analisi della sicurezza operativa sulla propria area di controllo verificando il rispetto dei limiti di sicurezza nelle situazioni N ed N-1.

La valutazione dei margini di adeguatezza previsionali ha ad oggetto la verifica della capacità del **SEN**, in un determinato orizzonte temporale, di coprire il fabbisogno con i dovuti margini di **riserva di sostituzione**, nel rispetto dei limiti di trasporto tra le **zone** e tenendo conto di eventuali vincoli di scambio tra le **zone** di mercato e/o di limitazione/imposizione alle **UP** definiti a valle di opportune verifiche di sicurezza.

Il margine di adeguatezza previsionale individua per ciascuna **zona** di mercato e periodo di analisi la differenza tra:

- la somma tra la capacità disponibile e l'importazione di energia elettrica dalle aree contigue;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria **riserva di sostituzione**.

Se il **Gestore** individua delle possibili violazioni di sicurezza o dei margini di adeguatezza ridotti dovute a indisponibilità programmate, il **Gestore** considera l'indisponibilità non compatibile così come riportato al paragrafo 3.7.4 e procede ad una nuova pianificazione secondo le procedure di cui al paragrafo 3.7.

3.6.3.1 Capacità disponibile

La capacità disponibile è la quota parte di capacità produttiva installata o di contributo da altre risorse di capacità che, in ciascun periodo, il **Gestore** prevede risulterà effettivamente disponibile per la copertura del fabbisogno e/o per la fornitura della **riserva di sostituzione**.

La capacità produttiva installata è considerata pari alla somma:

- delle potenze massime delle **UP** come risultante, al momento della previsione nel sistema **GAUDÌ**;
- delle potenze massime delle nuove **UP**, a partire dalla miglior stima, al momento della previsione, della data di primo parallelo;

- delle variazioni attese in aumento (+) e in diminuzione (-) delle potenze massime delle **UP** di cui al paragrafo 3.2, a partire dalla miglior stima, al momento della previsione, della data di efficacia delle variazioni stesse.

La capacità disponibile è ottenuta sottraendo alla capacità installata (o nominale) i seguenti elementi:

- capacità non utilizzabile;
- capacità soggetta ad **indisponibilità** programmate e indifferibili;
- capacità soggetta ad **indisponibilità** accidentali;
- capacità soggetta a vincoli di rete.

3.6.3.2 Capacità non utilizzabile

La capacità non utilizzabile per le **UP** è la differenza tra la capacità installata (o nominale) e la capacità che il **Gestore** prevede sia effettivamente utilizzabile in assenza di **indisponibilità** o **vincoli di rete**. A seconda della tipologia di unità la capacità non utilizzabile è prevista con diverse metodologie.

Unità di produzione termoelettriche

La capacità non utilizzabile delle **UP** termoelettriche significative ai fini della programmazione è la somma delle potenze indisponibili per:

- vincoli normativi, autorizzativi, tecnici, organizzativi o di processo;
- limitazioni dovute a fattori ambientali (ATS, derating).

Inoltre, per le **UP** termoelettriche non abilitate né in forma singola che aggregata alla partecipazione al mercato **MBR** si considera non utilizzabile la differenza tra:

- la capacità produttiva installata;
- la stima della massima immissione in condizioni standard ottenuta a partire dai dati storici di immissione in possesso del **Gestore** e, per le verifiche condotte con orizzonte bisettimanale, sulla base delle informazioni fornite dai **BRP** ai sensi dell'articolo 3.7.2.

Si considera altresì non utilizzabile la capacità delle **UP** termoelettriche durante il periodo di collaudo e di prova.

Altre unità di produzione

Per tutte le altre **unità di produzione** la capacità utilizzabile è considerata pari alla miglior stima della capacità disponibile in immissione delle unità stesse in assenza di

indisponibilità o **vincoli di rete**, ottenuta a partire dai dati storici e dalle informazioni in possesso del **Gestore** al momento della previsione e, per le verifiche condotte con orizzonte bisettimanale.

3.6.3.3 Capacità soggetta ad indisponibilità programmate e indifferibili

La capacità soggetta ad **indisponibilità** programmate e indifferibili è quella parte della capacità utilizzabile resa indisponibile per interventi programmati e indifferibili di **manutenzione**, controlli tecnici o prove.

La capacità soggetta ad **indisponibilità** programmate e indifferibili è quindi pari, per ciascuna **unità di produzione**, alla differenza tra:

- le capacità utilizzabile in condizioni normali;
- la capacità utilizzabile ridotta per effetto dell'**indisponibilità**.

3.6.3.4 Capacità soggetta ad indisponibilità accidentali

La capacità soggetta ad **indisponibilità** accidentali è quella parte della capacità utilizzabile resa indisponibile a causa di eventi accidentali, non programmabili né prevedibili, che portano ad una riduzione della potenza producibile delle **unità di produzione** coinvolte.

La capacità soggetta ad **indisponibilità** accidentali è valutata a partire dai dati storici di **indisponibilità** delle **UP**, considerando le migliori informazioni in possesso del **Gestore** al momento della stima.

3.6.3.5 Capacità soggetta a vincoli di rete

La capacità soggetta a **vincoli di rete** è quella parte della capacità utilizzabile che non è nella piena disponibilità del **Gestore** a causa di vincoli di trasmissione sulla **rete** che limitano, per ragioni di sicurezza nell'**esercizio** del **SEN**, la massima immissione di una singola **unità di produzione** o di un raggruppamento di esse.

Tali vincoli possono essere legati a situazioni presenti “a rete integra” oppure possono attivarsi in corrispondenza e per effetto di **indisponibilità** di elementi di **rete**.

3.6.3.6 Importazione di energia elettrica

La importazione di energia elettrica è ottenuta a partire da:

- la miglior stima dei limiti di trasporto tra le **zone di offerta**

- le migliori informazioni in possesso del **Gestore** circa l'utilizzo della capacità di interconnessione.

3.6.3.7 Partecipazione del Gestore al coordinamento della sicurezza e dell'adeguatezza a livello regionale europeo

Il **Gestore**, in funzione delle valutazioni di sicurezza e adeguatezza elaborate e basate anche sulle informazioni fornite dagli **utenti della rete**, dai **BRP** e dai **BSP**, partecipa ai processi di coordinamento in ambito regionale europeo previsti dal Regolamento UE 2017/1485.

3.6.3.8 Comunicazione delle condizioni di funzionamento attese del SEN

Il **Gestore** valuta, nell'ambito delle analisi di adeguatezza e sicurezza, le condizioni di funzionamento del **SEN** attese per i diversi orizzonti temporali (annuale, stagionale, mensile, settimanale, giornaliero ed infragiornaliero); qualora si evidenzino possibili funzionamenti in **condizioni di emergenza**, il **Gestore** ne dà comunicazione ai soggetti interessati per segnalare la situazione prevista.

Con particolare riferimento all'orizzonte settimanale, qualora si riscontrasse la potenziale necessità di procedere per la settimana successiva all'attuazione del **PESSE**, il **Gestore** procede secondo quanto previsto nell'Allegato A.20 del Codice di Rete.

3.7 PROGRAMMAZIONE E GESTIONE DELLE INDISPONIBILITÀ

3.7.1 Ruolo del gestore

Il presente paragrafo definisce le procedure funzionali alla gestione delle **indisponibilità** degli elementi di **RTN**, delle **reti con obbligo di connessione di terzi**, delle parti di impianto funzionali alla **RTN** e delle **unità di produzione** di cui al paragrafo 3.2. In tale ambito, il **Gestore**:

- a) elabora i piani di **indisponibilità** della **rete** di cui è proprietario;
- b) coordina i piani di **indisponibilità** della **RTN**, secondo i criteri della sicurezza, dell'affidabilità ed efficienza del servizio nonché del mantenimento della sicurezza degli approvvigionamenti di energia e di contenimento dei costi associati al **SEN**. Nell'effettuare tale attività il **Gestore** tiene conto degli

- interventi di **sviluppo** della **rete** già deliberati che comportino **indisponibilità** dei componenti della porzione di **rete**;
- c) coordina i piani di **indisponibilità** dei **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** relativamente agli elementi delle **reti** facenti parte della **rete rilevante**. Qualora i piani di **indisponibilità** proposti dai **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del **SEN**, il **Gestore** procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
 - d) coordina con i **BRP** i piani di **indisponibilità** delle **UP** di cui al paragrafo 3.2. Ciò al fine di assicurare adeguati livelli di affidabilità, efficienza, sicurezza, economicità e continuità del servizio. Qualora i piani di indisponibilità proposti dal **BRP** non risultino compatibili con la sicurezza di funzionamento del **SEN**, il **Gestore** procede a modificare tali piani nei limiti del necessario;
 - e) registra i dati di **indisponibilità** degli elementi della **RTN** ai fini di valutare la disponibilità della **RTN** medesima su base annua;
 - f) partecipa al coordinamento dei piani di indisponibilità coordinate in ambito regionale europeo previsto dal Regolamento UE 2017/1485 per gli asset considerati rilevanti e inseriti nell'apposito elenco, predisposto ai sensi degli articoli 85 e 87 del Regolamento UE 2017/1485;
 - g) definisce le limitazioni delle **unità di produzione** indotte da **indisponibilità** di elementi della **RTN**, dandone comunicazione ai relativi **BRP** e anche ai **BSP** per le unità abilitate ai **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e ridispacciamento e/o ai **servizi ancillari** non relativi alla frequenza;
 - h) aggiorna inoltre i valori dei limiti di trasporto tra le **zone di offerta** qualora modificati per effetto di **indisponibilità** degli elementi della **RTN**.

Nello svolgimento delle attività di cui sopra, limitatamente agli asset rilevanti, il **Gestore** tiene conto degli esiti del coordinamento regionale delle indisponibilità. Al riguardo, si precisa che il **Gestore** definisce, ai sensi del Regolamento UE 2017/1485, congiuntamente ai **gestori di rete** estera di ogni regione di coordinamento delle indisponibilità⁴, l'elenco degli asset rilevanti ai fini del coordinamento delle indisponibilità e ne dà comunicazione all'**Autorità** e:

- nel caso di **unità di produzione e di consumo**: al **gestore di rete** a cui è connesso, al **BRP** e al **BSP** in caso di unità abilitate ai **servizi ancillari** per il

⁴ Come definita all'articolo 3 comma 2 del Regolamento UE 2017/1485.

bilanciamento e **ridispacciamento** e/o ai **servizi ancillari** non relativi alla frequenza;

- nel caso di elemento di rete: al titolare dell'elemento di rete e al gestore di rete a cui è connesso.

Tale elenco è aggiornato su base annuale entro il 1° agosto di ogni anno civile.

3.7.2 Informazione acquisite dal Gestore per la gestione delle indisponibilità

Le richieste di indisponibilità devono contenere almeno le seguenti informazioni:

- i. identificazione dell'elemento interessato dalla **indisponibilità** e del relativo componente oggetto di **manutenzione**;
- ii. indicazione dei lavori;
- iii. possibili date di inizio e fine del periodo di **indisponibilità** e relativo eventuale periodo di flessibilità;
- iv. eventuale tempo massimo necessario per il ripristino della disponibilità dell'elemento;
- v. eventuali interdipendenze tra le indisponibilità di diversi elementi e con quelle di elementi di porzioni della **rete** di altri **Titolari di porzioni di RTN** o di **utenti della rete** connessi alla porzione della **rete**;
- vi. solo per le **unità di produzione**, la potenza massima (in immissione e/o assorbimento) dell'unità in condizioni standard come modificata per effetto dell'**indisponibilità** con l'eventuale indicazione del dettaglio dei **gruppi di produzione** appartenenti all'**unità** in esame che saranno indisponibili nel periodo indicato.

A tal fine, i Titolari di porzioni di **RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla RTN**, e i **BRP** sono tenuti a:

- presentare le richieste di **indisponibilità** al **Gestore** con le modalità e le tempistiche indicate nel presente capitolo. In particolare, le richieste di indisponibilità devono essere inviate tramite il portale⁵ messo a disposizione

⁵ Le comunicazioni di cui al paragrafo 3.7 sono effettuate tramite il portale messo a disposizione dal **Gestore** per le comunicazioni di **indisponibilità** o in caso di malfunzionamento del portale tramite le modalità comunicate dal **Gestore** (es. posta elettronica).

del **Gestore** a tale scopo. I dettagli relativi al funzionamento di tale portale sono resi disponibili sul sito internet del **Gestore**;

- mettere in atto tutte le misure e azioni necessarie al fine di rispettare le tempistiche comunicate in fase di richiesta.

3.7.3 Fasi della procedura di programmazione delle indisponibilità

Di seguito sono descritte le procedure adottate dal **Gestore** relativamente alla programmazione delle **indisponibilità** degli elementi della **RTN**, delle **reti con obbligo di connessione di terzi** e delle **unità di produzione**.

Il livello di programmazione con cui una **indisponibilità** viene richiesta definisce, anche il tipo di **indisponibilità**:

- a. **indisponibilità** programmate: **indisponibilità**, pianificate con almeno sette giorni calendariali di anticipo rispetto alla loro esecuzione. Le **indisponibilità** programmate possono essere a loro volta distinte in:
 - i. Annuali: **indisponibilità** richieste nell'anno Y per l'anno Y+1 (secondo le modalità definite al paragrafo 3.7.3.1).
 - ii. On Demand: **indisponibilità** richieste nella settimana N con inizio nel periodo compreso tra la settimana N+3 e la fine dell'anno (secondo le modalità definite al paragrafo 3.7.3.2).
 - iii. Occasionali: **indisponibilità** richieste nella settimana N che abbiano inizio nelle settimane N+1 e N+2 (secondo le modalità definite al paragrafo 3.7.3.3).
- b. **Indisponibilità indifferibili** (secondo le modalità definite al paragrafo 3.7.3.4).

3.7.3.1. Programmazione annuale delle indisponibilità

Al fine di consentire ai **BRP** di formulare il programma delle indisponibilità per manutenzione delle **UP**, il **Gestore** mette a disposizione dei **BRP** entro il mese di maggio di ciascun anno, con riferimento all'anno successivo:

- l'andamento dei margini di adeguatezza attesi a livello di aggregato di **zone** di mercato;
- l'indicazione dell'andamento della capacità di produzione globalmente disponibile, per ogni aggregato di **zone** di mercato, per interventi di

manutenzione, in quanto eccedente il livello di disponibilità di capacità produttiva ritenuto necessario ai fini della gestione in sicurezza del **SEN**;

- l'indicazione, per ogni aggregato di **zone** di mercato, dell'andamento della capacità di produzione disponibile per interventi di manutenzione attribuibile a ciascun **BRP**;
- l'indicazione delle **unità di produzione** che sono rilevanti ai fini della programmazione delle indisponibilità pur non rispettando i criteri di significatività riportati nel Capitolo 4.4.2.1 del Codice di rete.

La ripartizione della capacità di produzione globalmente disponibile per interventi di **manutenzione** relativamente alle **UP** termoelettriche e alle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio nella responsabilità, alla data di invio della comunicazione, di ciascun **BRP** è effettuata dal **Gestore**, in proporzione alla somma:

- delle **potenze efficienti nette** delle **UP** termoelettriche nella titolarità del **BRP** in ciascun aggregato di **zone di offerta**;
- del prodotto tra le **potenze efficienti nette** delle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio nella titolarità di ciascun **BRP** in ciascun aggregato di **zone di offerta** e un fattore di producibilità convenzionale.

I **Titolari di porzioni di RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN**, e i **BRP** inviano al **Gestore** le richieste di **indisponibilità** per l'anno successivo, entro il 31 luglio di ciascun anno.

Per le richieste di **indisponibilità** degli elementi di rete che non rilevano per le valutazioni del **Gestore** funzionali all'identificazione degli impianti essenziali per la sicurezza del **SEN** ai sensi della delibera dell'**Autorità** 111/06, il termine per la comunicazione delle richieste di indisponibilità è fissato al 31 agosto⁶.

Il **Gestore** entro il 20 ottobre di ciascun anno, valuta le richieste pervenute e adotta la **delibera** annuale provvisoria delle **indisponibilità**.

⁶ Il **Gestore** entro il 31 maggio comunica ai titolari di porzioni di **RTN** e agli altri gestori di rete, gli elementi di rete la cui **indisponibilità** rileva ai fini dell'individuazione degli impianti essenziali per la sicurezza.

I **Titolari di porzioni di RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** e i **BRP**, entro il 31 ottobre di ciascun anno richiedono le eventuali modifiche o integrazioni al **piano annuale provvisorio**.

Entro il 30 novembre di ogni anno, il **Gestore** adotta la **delibera** annuale definitiva delle indisponibilità e rende quindi pubblico sul sito Terna il **piano annuale** delle **indisponibilità**.

Il **Gestore** ha facoltà di apportare modifiche al **piano annuale** delle **indisponibilità** dell'anno in corso in linea con quanto stabilito ai successivi paragrafi 3.7.3.2 e 3.7.3.3 e 3.7.3.4.

3.7.3.2 Programmazione on-demand delle indisponibilità

I **Titolari di porzioni di RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN**, e i **BRP** inviano con cadenza settimanale, ogni martedì entro le ore 24:00 (martedì della settimana N), le nuove richieste di **indisponibilità** di tipo “on-demand”, che abbiano inizio nel periodo compreso tra la settimana N+3 e la fine dell'anno in corso.

Contestualmente all'invio delle nuove richieste possono essere anche inviate le richieste di variazione di **indisponibilità** di tipo “on demand” già deliberate che abbiano inizio nel periodo compreso tra la settimana N+1 e la fine dell'anno.

Le richieste di annullamenti o rinvii di **indisponibilità** di tipo “on-demand” già deliberate possono essere inviate ad evento.

Il **Gestore** valuta le richieste e adotta la **delibera** di **indisponibilità**:

- con almeno 15 giorni di anticipo rispetto alla data di inizio dell'indisponibilità per le nuove richieste **indisponibilità** di tipo “on-demand”;
- al verificarsi della necessità di modifica per le richieste di annullamenti o rinvii.

3.7.3.3 Programmazione occasionale (bisettimanale) delle indisponibilità

I **Titolari di porzioni di RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** e i **BRP** inviano con cadenza settimanale, di norma ogni martedì entro le ore 12:00 (martedì della settimana N), il flusso delle nuove richieste o richieste di variazione di **indisponibilità** di tipo “occasionale”, che abbiano inizio nelle settimane N+1 e N+2.

Le richieste di annullamenti o rinvii di **indisponibilità** di tipo “occasionale” già deliberate possono essere inviate ad evento.

Il **Gestore** valuta le richieste e adotta le relative **delibere** entro le ore 12:00 del venerdì della settimana N, limitatamente alle richieste indisponibilità inviate entro le tempistiche sopra riportate, o al verificarsi della necessità di modifica per le richieste di annullamenti o rinvii.

Contestualmente alla **delibera** bisettimanale, il **Gestore** rende noto il **piano operativo** delle **indisponibilità**, che riassume lo stato della programmazione delle **indisponibilità** e pubblica altresì sul sito Terna il **piano aggiornato** delle **indisponibilità**.

3.7.3.4 Programmazione delle indisponibilità indifferibili

I **Titolari di porzioni di RTN**, i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** e i **BRP** inviano ad evento al **Gestore** le eventuali richieste di **indisponibilità indifferibili** che saranno valutate e deliberate entro 7 giorni dalla ricezione e comunque, ove possibile, entro le ore 12:00 del giorno precedente alla data di inizio della **indisponibilità**.

In ogni caso, il **Gestore**, qualora ricorrano esigenze di sicurezza della **RTN** o eventi di carattere eccezionale (calamità naturali, atti terroristici, eventi bellici, ecc.), per limitati periodi di tempo, può disporre in qualunque momento variazioni alla programmazione delle **indisponibilità**.

3.7.3.5 Comunicazioni da parte del Gestore

Il **Gestore**, nel predisporre la programmazione delle **indisponibilità**, individua i limiti di trasporto fra le **zone di offerta** e pubblica gli stessi sul sito del **Gestore**. Parimenti il **Gestore** valuta i vincoli di produzione e di limitazione al prelievo, associati alle **indisponibilità** dandone comunicazione ai **BRP** interessati, nei termini di cui al paragrafo 3.7.5.

Il **Gestore** rende disponibile ai **BRP** e ai titolari **RTN** le modalità operative per la gestione del flusso informativo della programmazione delle **indisponibilità**.

3.7.4 Verifica delle richieste di indisponibilità

Il **Gestore** valuta la compatibilità delle richieste di indisponibilità in relazione alle previsioni delle condizioni di funzionamento del **SEN** attraverso le valutazioni di adeguatezza e sicurezza di cui al paragrafo 3.6.

Il **Gestore** può rifiutare le proposte di **indisponibilità** fornendo adeguata motivazione.

Le richieste di **indisponibilità** saranno valutate tenendo conto dei seguenti elementi:

- il tipo di **indisponibilità** richiesta (nell'ordine: annuale, on-demand, e occasionale) e a parità di tipo, la data di presentazione;
- nel caso di violazione delle condizioni di sicurezza o adeguatezza minime, capacità degli impianti di contribuire al ripristino delle condizioni di sicurezza e adeguatezza;
- la durata;
- il rispetto della capacità di produzione disponibile per interventi di **manutenzione** attribuita a ciascun **BRP** o il minore superamento della stessa.

3.7.5 Vincoli per indisponibilità di elementi di rete

Il **Gestore** effettua la valutazione dei **vincoli di rete** per **indisponibilità** secondo il ciclo di programmazione descritto al paragrafo 3.7.3.

I vincoli di immissione e di limitazione al prelievo associati alle **indisponibilità** sono comunicati dal **Gestore** al **BRP**:

- se è garantito un intervallo temporale di almeno 30 giorni tra la **delibera** del vincolo e l'inizio dell'attuazione del vincolo stesso;
- oppure, se è garantito un intervallo temporale di almeno 8 giorni tra la **delibera** del vincolo e l'inizio dell'attuazione del vincolo stesso, limitatamente ad un massimo di energia resa non producibile equivalente a:
 - 80 ore alla potenza massima della **unità di produzione** come dichiarata in **GAUDÌ**, nel caso di impianti alimentati da fonte eolica;
 - 60 ore alla potenza massima della **unità di produzione** come dichiarata in **GAUDÌ**, nel caso di impianti alimentati da fonte fotovoltaica;
 - 240 ore alla potenza massima della **unità di produzione** come dichiarata in **GAUDÌ** in tutti gli altri casi.

Nel caso di vincoli definiti su un insieme di **unità di produzione** l'energia non producibile è ripartita su ciascuna **unità di produzione** sottoposta al vincolo in ragione della sua potenza massima come dichiarata in **GAUDÌ**.

Nel caso di vincoli di rete definiti in concomitanza con limitazioni programmate per esigenze delle **unità di produzione**, il calcolo dell'energia non producibile equivalente fa riferimento alla sola quota parte di potenza massima resa disponibile dall'**unità di produzione** a seguito della limitazione programmata.

Le variazioni ai limiti di trasporto tra le **zone** di mercato dovute a **vincoli di rete** sono pubblicate sul sito del **Gestore**.

3.7.6 Piani di indisponibilità di parti di impianto funzionali alla RTN e di elementi della rete con obbligo di connessione di terzi

I programmi di **indisponibilità** delle parti d'impianto funzionali all'**attività di trasmissione** e all'**attività di dispacciamento** nonché degli elementi delle **reti con obbligo di connessione di terzi** devono essere concordati ed approvati periodicamente dal **Gestore** per tener conto della compatibilità con i piani di **indisponibilità** della **RTN**. Il coordinamento è assicurato da una programmazione delle **indisponibilità** articolata secondo le modalità descritte nel paragrafo 3.7.3.

3.8 OBBLIGHI DI TRASPARENZA

La pubblicazione dei dati e delle informazioni relativi alle differenti tipologie di **indisponibilità**, sia programmate che effettive, avviene secondo quanto previsto dal Regolamento UE 543/2013. In particolare, secondo le tempistiche e le modalità indicate negli articoli 7, 10 e 15 di suddetto Regolamento, il **Gestore** pubblica sulla Piattaforma Transparency **ENTSO-E**, le limitazioni di capacità disponibile, programmate ed effettive, afferenti:

- alle interconnessioni e agli elementi della rete di trasmissione che riducono la capacità interzonale tra **zone** in misura pari o superiore a 100 MW e il relativo impatto stimato su tale capacità;
- alle **unità di produzione** e di **consumo** di cui agli articoli sopra menzionati del Regolamento UE 543/2013, sulla base delle informazioni fornite dai **BRP**, in base al paragrafo 3.6.2.

3.9 STANDARD DI MANUTENZIONE: CRITERI E LINEE GUIDA

Il **Gestore** delibera ed esegue gli interventi di **manutenzione** della **rete** di sua proprietà al fine di mantenere lo stato di funzionamento degli impianti e la regolarità del funzionamento medesimo con l'osservanza delle norme legislative e regolamentari in vigore.

L'attività di **manutenzione** è finalizzata:

- a) al mantenimento di un adeguato livello di funzionalità del **SEN** e dei suoi componenti e alla riduzione delle probabilità di accadimento di anomalie e **guasti** sugli impianti della **RTN**;

- b) ad assicurare le condizioni per la continuità di servizio e a ripristinare, nel minor tempo possibile, la corretta funzionalità del **SEN** e dei suoi componenti a seguito di anomalie o **guasti**;
- c) a garantire la sicurezza degli impianti, del personale operante sugli stessi e dei terzi in genere.

Per le finalità precedentemente esposte l'attività di **manutenzione** si caratterizza per essere:

- a) *svincolata* o comunque *non condizionata* da attività estranee al servizio elettrico, che possano comportare limitazioni funzionali al servizio medesimo, anche come conseguenza della condivisione delle infrastrutture;
- b) *efficiente* dal punto di vista gestionale ed organizzativo, tramite un'adeguata attività di pianificazione;
- c) *impostata* sull'analisi storica dell'impianto e dei suoi componenti;
- d) *basata* su una corretta politica di pronto intervento, a seguito di anomalie e **guasti**;
- e) *rispondente* a tutte le normative vigenti in materia di sicurezza del personale operante e di terzi in genere;
- f) *eseguita* in modo da assicurare la qualità del servizio fornito, garantendo al contempo rispetto dell'ambiente.

Allo scopo di mantenere efficiente e disponibile la **RTN** di sua proprietà, il **Gestore** esegue gli opportuni controlli ed interventi di **manutenzione** ordinaria e straordinaria. I criteri di controllo e **manutenzione** sono definiti dal **Gestore** secondo principi di buona tecnica, le norme, le indicazioni dei costruttori, le condizioni tecniche dei componenti ed apparecchiature, le esperienze maturate nel passato e quindi secondo la migliore prassi.

Il **Gestore** predispone annualmente un piano di controlli e ispezioni redatto secondo le proprie strategie e politiche finalizzate comunque alla massima disponibilità della **rete**.

3.10 SICUREZZA E RISCHIO ELETTRICO

Tutte le attività lavorative quali i controlli, le ispezioni, le manovre, le misure, le prove, i lavori elettrici compresa la **manutenzione**, i lavori non elettrici in prossimità di parti attive che si

svolgono sugli impianti elettrici (**stazioni elettriche** e linee) della **RTN** e nei punti a confine degli impianti ad essa direttamente connessi o interferenti, devono essere eseguite nel rispetto della legislazione nazionale in materia di sicurezza del lavoro e rischio elettrico e, in particolare, nel rispetto di quanto prescritto nel Testo Unico in materia di sicurezza sul lavoro di cui al Decreto Legislativo n. 81/2008, nonché delle Norme CEI EN 50110-1 e CEI EN 50110-2 (nel seguito indicate come Norma CEI EN 50110) e CEI 11-27.

La Norma CEI EN 50110 contiene le prescrizioni di sicurezza da rispettare per le procedure di esercizio, di lavoro e di manutenzione sugli impianti elettrici, ad essi connesse e/o effettuate in loro vicinanza, eserciti a qualunque livello di tensione destinati alla produzione, alla trasmissione, alla trasformazione, alla distribuzione e all'utilizzazione dell'energia elettrica, fissi, mobili, permanenti o provvisori.

Tale normativa contiene tra l'altro:

- a) individuazione dei pericoli;
- b) valutazione dei rischi presenti sul luogo di lavoro;
- c) riduzione dei rischi;
- d) individuazione e adozione di adeguate misure di sicurezza sul posto di lavoro;
- e) redazione dei piani di intervento sia per le linee che per le **stazioni elettriche**.

In relazione a quanto sopra, ciascun **Titolare di porzione di RTN** e **Utente della rete** deve rispettare le Disposizioni per la Prevenzione del Rischio Elettrico Terna (DPRET), di cui al successivo paragrafo, elaborate dal **Gestore** per la gestione della messa fuori servizio ed in sicurezza dei collegamenti della **RTN** e dei **punti di connessione** con la stessa.

3.11 DISPOSIZIONI PER LA PREVENZIONE DEL RISCHIO ELETTRICO DI TERNA (DPRET)

Le Disposizioni per la Prevenzione del Rischio Elettrico di Terna (nel seguito DPRET) sono redatte dal **Gestore** al fine di prevenire il rischio elettrico nel corso di attività lavorative su impianti elettrici della **RTN** e nei punti a confine degli impianti direttamente connessi alla **RTN** o interferenti.

Nel pieno rispetto dei principi generali di sicurezza delle norme di riferimento di cui al precedente paragrafo 3.10, la normativa vigente in materia di controllo del rischio elettrico deve essere applicata tenendo conto sia dell'organizzazione che svolge le attività lavorative, sia delle particolari situazioni impiantistiche presenti.

In alcuni casi, al fine di prevenire il rischio elettrico le DPRET prescrivono le possibili modalità operative ammesse dalla normativa vigente.

Le DPRET devono essere applicate per tutte le attività lavorative di manutenzione ordinaria, straordinaria, sviluppo e/o su guasto, necessarie a garantire il corretto funzionamento degli impianti elettrici connessi alla **RTN** (es. manovre, controlli, ispezioni, monitoraggi, misure, prove, manutenzioni, rinnovi e costruzioni), nello svolgimento delle quali è presente il rischio elettrico, indipendentemente dalla natura del lavoro stesso.

Le DPRET si applicano, inoltre, per le attività eseguite dal **Gestore** presso impianti elettrici di **Utenti** direttamente connessi alla **RTN**, ove non diversamente e specificamente concordato con il Titolare di **RTN** o dell'impianto.

Nel caso di realizzazione nuovi impianti, da connettere alla **RTN**, le DPRET si applicano dal momento in cui l'elemento in costruzione è connettibile alla **RTN** mediante un organo di sezionamento o le attività lavorative si svolgono in prossimità o vicinanza di porzioni di rete in esercizio.

Ai fini della prevenzione del rischio elettrico, trovano attuazione i seguenti ulteriori documenti:

- *Disposizioni per i lavori sotto tensione su asset **RTN** o impianti direttamente connessi alla **RTN** (cosiddetto “addendum - Disposizioni per i lavori LST su impianti di categoria iii”) allegate alle DPRET;*
- Protocolli d'intesa in materia di prevenzione rischio elettrico;
- Regolamenti di Esercizio tra **Gestore** e **Utenti** connessi alla **RTN**.

I Protocolli di Intesa e i Regolamenti di Esercizio definiscono le competenze e le responsabilità operative per l'esecuzione delle attività lavorative su installazioni elettriche presenti nei punti di connessione tra gli elementi della **RTN**, di proprietà o nelle disponibilità del **Gestore**, e gli elementi o porzioni di rete di proprietà degli **Utenti** ad essa direttamente connessi o interferenti.

In relazione a quanto sopra, ciascun **Titolare di porzione di RTN** e **Utente** direttamente connesso alla **RTN** ha l'obbligo di rispettare le DPRET per la gestione della messa fuori servizio ed in sicurezza degli elementi della **RTN** e dei punti direttamente connessi o interferenti con la stessa.

Le DPRET in versione integrale sono disponibili sul sito internet del **Gestore**.

3.12 DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE

Le disposizioni riportate nel presente paragrafo trovano applicazione, come puntualmente indicato di seguito, a complemento o in sostituzione delle disposizioni dei precedenti paragrafi per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE, vale a dire dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, così come definita ai sensi della Delibera 304/2024 e disciplinata nella Sezione 28.3 del TIDE.

In particolare, per la fase transitoria trovano applicazione le disposizioni dei precedenti paragrafi (dal 3.1 al 3.11) con le seguenti specificazioni

Paragrafo	Applicazione dal 1/01/2025	
	Si/No	Eventuali specificazioni
Tutti i paragrafi	Si applicano le seguenti specificazioni	<p>Durante la fase transitoria di implementazione del TIDE:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i riferimenti al BRP e al BSP contenuti nel Capitolo 3 sono da intendersi come riferimenti all'Utente del dispacciamento, vale a dire il soggetto che ha stipulato con il Gestore della rete il contratto per il servizio di dispacciamento di cui all'allegato A.26 del Codice di Rete. Pertanto, le prescrizioni poste in capo al BSP/BRP devono essere considerate come poste in capo all'utente del dispacciamento; - le disposizioni del capitolo 3 relative alle UVAN e UVAZ non si applicano; - ai soli fini dell'applicazione delle disposizioni del Capitolo 3, le parole "unità di consumo (UC) significative ai fini della programmazione" sono sostituite con le parole "UC con potenza non inferiore a 100 MW"; - le modalità di comunicazione delle indisponibilità dell'apparato UPDM ai fini della fornitura della modulazione straordinaria contenute nel paragrafo

Paragrafo	Applicazione dal 1/01/2025	
	Si/No	Eventuali specificazioni
		<p>3.6 verranno rese disponibili al BRP dall'inizio della fase consolidamento (febbraio 2026) a valle degli sviluppi degli strumenti informatici a supporto. Pertanto, il BRP non è tenuto fino a tale data ad adempiere agli obblighi previsti nel presente capitolo 3 per le indisponibilità dell'apparato UPDM ai fini delle verifiche previsionali di funzionamento del SEN. Restano invece fermi gli obblighi di comunicazione delle indisponibilità del suddetto apparato UPDM previsti nel Capitolo 4 e nell'allegato A.60 del Codice di rete.</p>

CAPITOLO 4

REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO

Il presente documento trova applicazione a partire dal 1 gennaio 2025 con le precisazioni e integrazioni di cui al paragrafo 4.12 valide per la fase transitoria di implementazione del TIDE di cui alla sezione 28.3 del TIDE stesso.

INDICE

<i>INDICE</i>		2
4	CAPITOLO 4 - REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO	4
4.1	OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	4
4.1.1	<i>Ambito di applicazione</i>	5
4.2	CONTRATTI CON IL GESTORE DELLA RETE	6
4.2.1	<i>Contratto di dispacciamento</i>	6
4.2.2	<i>Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali</i>	8
4.3	CLASSIFICAZIONE DELLE RISORSE CONNESSE AL SISTEMA ELETTRICO AI FINI DEL DISPACCIAMENTO	10
4.3.1	<i>Unità di Produzione</i>	10
4.3.2	<i>Unità di Consumo</i>	21
4.3.3	<i>Unità di Importazione ed esportazione relative a punti di interconnessione non associati agli scambi programmati (UI e UE)</i>	22
4.3.4	<i>Unità di importazione ed esportazione relative a punti di interconnessione associati agli scambi programmati (UIE e UEE)</i>	23
4.4	AGGREGAZIONI RILEVANTI	25
4.4.1	<i>Aggregazioni rilevanti ai fini della fornitura di risorse per i servizi ancillari nazionali globali</i>	25
4.4.2	<i>Aggregazioni rilevanti ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare</i>	36
4.4.3	<i>Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia</i>	39
4.5	INFORMAZIONI REGistrate NEL GAUDì	40
4.5.1	<i>Informazioni relative alle UP</i>	40
4.5.2	<i>Informazioni relative alle UI, UE, UIE e UEE</i>	42
4.5.3	<i>Informazioni relative agli aggregati rilevanti ai fini del diritto di immettere e prelevare</i> ..	43
4.5.4	<i>Informazioni relative agli aggregati ai fini della fornitura di risorse per i servizi ancillari nazionali globali</i>	45
4.6	SERVIZI ANCILLARI NAZIONALI GLOBALI	46
4.6.1	<i>Servizi ancillari per il bilanciamento</i>	47
4.6.2	<i>Servizi ancillari non relativi alla frequenza</i>	71
4.6.3	<i>Servizio di modulazione straordinaria</i>	92
4.7	PIATTAFORMA CONTI ENERGIA (PCE), MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE) E ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ CON L'ESTERO	103
4.7.1	<i>Disposizioni generali</i>	103

4.7.2	Conti energia	108
4.7.3	Gestione delle unità essenziali sul Mercato Elettrico a Pronti	110
4.7.4	Gestione della capacità di trasmissione sulle interconnessioni con l'estero	111
4.8	MERCATO PER IL BILANCIAMENTO E IL RIDISPACCIAMENTO (MBR)	111
4.8.1	Obblighi informativi per il Mercato del bilanciamento e ridispacciamento	113
4.8.2	MSD	134
4.8.3	Piattaforme di bilanciamento e MB	144
4.9	GESTIONE DELLE RISORSE IN CONDIZIONI DI MANCATA DEFINIZIONE DEI PROGRAMMI DI RIFERIMENTO PER IL BILANCIAMENTO O DI EMERGENZA	158
4.9.1	Gestione delle risorse di produzione in caso di mancata definizione dei programmi di riferimento per il bilanciamento	158
4.9.2	Gestione delle risorse in condizioni di emergenza	158
4.9.3	Attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico	159
4.9.4	Attuazione del Piano di Difesa del Sistema Elettrico	159
4.9.5	Gestione della rete in caso di sospensione delle attività di mercato	160
4.9.6	Disattivazione di elettrodotti ad alta tensione in occasione di incendi boschivi	160
4.10	PROGRAMMI DI IMMISSIONE E PRELIEVO	161
4.10.1	Programma base	161
4.10.2	Programma di movimentazione	161
4.10.3	Programma finale	162
4.10.4	Trattamento delle perdite	162
4.11	SCAMBIO DI INFORMAZIONI TRA IL GESTORE DELLA RETE E IL GESTORE DEL MERCATO AI FINI DEI MERCATI DELL'ENERGIA	163
4.11.1	Informazioni preliminari al MPE inviate dal Gestore della rete al Gestore del mercato	163
4.11.2	Informazioni preliminari al MBR inviate dal Gestore del mercato al Gestore della rete	169
4.12	DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE	170

4 CAPITOLO 4 - REGOLE PER IL DISPACCIAMENTO

4.1 *Oggetto e ambito di applicazione*

Il presente capitolo disciplina:

- i. i diritti e gli obblighi posti in capo ai **Balance Responsible Parties (BRP)**, ai **Balancing Service Provider (BSP)** e ai Titolari delle risorse connesse al **SEN**, funzionali all'erogazione da parte del **Gestore della rete** del servizio di **dispacciamento** nel rispetto delle prescrizioni e dei principi contenuti nelle disposizioni legislative e regolamentari vigenti; e
- ii. le modalità tecniche, economiche e procedurali che i **BRP**, **BSP** e Titolari delle risorse connesse al **SEN** sono tenuti a seguire nell'ambito del servizio di **dispacciamento** erogato dal **Gestore della rete**.

In particolare, il presente capitolo:

- i. presenta le disposizioni generali in materia di:
 - a) definizione e registrazione delle unità di produzione (**UP**), delle unità di consumo (**UC**), delle unità di importazione e di esportazione (rispettivamente **UI** e **UE**), delle unità di importazione e di esportazione per gli scambi programmati (rispettivamente **UIE** e **UEE**), nonché degli aggregati rilevanti per la partecipazione al **Mercato elettrico** e ai fini del diritto a immettere e/o prelevare energia elettrica dalla **rete**;
 - b) definizione degli impianti essenziali ai fini della sicurezza del **SEN**;
 - c) suddivisione in **zone di offerta** del **SEN**;

- ii. definisce i **servizi ancillari nazionali globali**, incluse le caratteristiche e i requisiti tecnici per la fornitura dei diversi servizi, gli obblighi e le procedure per l'abilitazione ai servizi, nonché il perimetro e le modalità di approvvigionamento dei servizi stessi;
- iii. illustra il processo di definizione dei programmi di immissione e prelievo dell'energia elettrica specificando i diritti e gli obblighi dei **BRP**, **BSP**;
- iv. illustra i flussi informativi che coinvolgono il **Gestore della rete**, i **BRP**, i **BSP**, il **Gestore del Mercato** ed **Acquirente Unico**.

4.1.1 Ambito di applicazione

Il presente capitolo si applica ai seguenti soggetti:

- i. **Gestore del Mercato (GME);**
- ii. **Gestore della rete;**
- iii. **Balance Responsible Parties (BRP);**
- iv. **Balancing Service Providers (BSP);**
- v. Titolari di risorse connesse al **SEN**.

4.2 **Contratti con il Gestore della rete**

4.2.1 **Contratto di dispacciamento**

4.2.1.1 *Stipula dei contratti*

I Titolari¹ di risorse connesse al **SEN** sono tenuti a stipulare, direttamente o tramite l'interposizione di un terzo, il **contratto di dispacciamento** con il **Gestore della rete** nel rispetto delle condizioni fissate dall'**Autorità** e secondo il modello contrattuale contenuto nella Allegato A.26 del Codice di Rete.

I soggetti che stipulano il **contratto di dispacciamento** assumono la qualifica di **Balance Responsible Party (BRP)** e sono tenuti ad adempiere alle obbligazioni che ne derivano tra le quali anche la prestazione di idonee garanzie secondo quanto previsto nell'Allegato A.61 del Codice di Rete.

La conclusione, direttamente o attraverso l'interposizione di un terzo, del **contratto di dispacciamento** e, nel caso di **UC** e **UE**, del contratto per il servizio di trasmissione e di distribuzione con il **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi**, è condizione necessaria per immettere/prelevare energia elettrica nella **rete**.

4.2.1.2 *Requisiti*

Possono stipulare un **contratto di dispacciamento** con il **Gestore della rete** le società che siano in possesso dei seguenti requisiti di solvibilità:

- a. non siano inadempienti ad obbligazioni di pagamento nei confronti del **Gestore della Rete**, non assistite da garanzie ai sensi dell'Allegato A.61

¹ Per titolari di risorse connesse al SEN si intendono i soggetti indicati nella sezione 2.3 del TIDE (Titolarità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento).

“Regolamento del sistema di garanzie” anche laddove tali obbligazioni di pagamento siano riferite a contratti già risolti;

- b. non si trovino in una posizione di controllo e/o collegamento, ai sensi dell’Articolo 2359 del Codice civile, o non siano sottoposti al medesimo controllo e/o alla medesima direzione e coordinamento ai sensi dell’Articolo 2497 del Codice civile e seguenti, o non abbiano uno o più amministratori in comune con società che non rispettino il requisito di cui alla precedente lettera a.;
- c. non siano in stato di liquidazione giudiziale o di liquidazione coatta o di concordato preventivo, oppure non sia in corso un procedimento per l’accesso ad una di tali procedure (fatte salve le eccezioni previste dalla legge in materia di crisi d’impresa);

Il possesso dei requisiti di cui sopra è attestato mediante dichiarazione sostitutiva, in conformità alle disposizioni degli articoli 46 e 47 del D.P.R. n. 445/2000 e s.m.i. Il **Gestore della rete** si riserva di verificare in ogni momento la sussistenza dei requisiti di cui al presente paragrafo. Nel caso in cui, in esito a tali verifiche, risulti il mancato rispetto di uno o più dei requisiti di cui sopra, il **Gestore della rete** invia tempestiva comunicazione alla società concedendo a quest’ultima un termine per la presentazione di osservazioni scritte, eventualmente corredate da documenti. Resta inteso che, con specifico riferimento ai requisiti di cui alle lettere a e b, la società richiedente la stipula potrà fornire ogni elemento utile a dimostrare rispettivamente:

- i. la non gravità dell’inadempimento, in relazione all’importo non pagato e al lasso di tempo trascorso, anche considerati eventuali significativi mutamenti intervenuti nel frattempo nell’organizzazione aziendale, nel governo societario o negli assetti proprietari;
- ii. l’assenza di un’effettiva unicità sostanziale e/o gestionale con la società inadempiente e/o con riferimento agli amministratori in

comune con la società inadempiente, la non imputabilità agli stessi dei fatti che hanno causato l'inadempimento.

Laddove, in esito a tale contraddittorio, venga confermato il mancato rispetto di uno o più requisiti di cui al presente paragrafo, il **Gestore della rete** non procede alla stipula del contratto di dispacciamento oppure, nel caso di **contratto di dispacciamento** già stipulato risolve il contratto secondo quanto previsto nel contratto.

4.2.2 Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali

4.2.2.1 Stipula dei contratti

I Titolari delle risorse connesse al **SEN** che erogano i **servizi ancillari per il bilanciamento** o sono abilitate al ridispacciamento e i Titolari delle risorse connesse al **SEN** qualificate per l'erogazione dei **servizi ancillari** non relativi alla frequenza sono tenuti a stipulare, direttamente o tramite l'interposizione di un terzo, il **contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali** con il **Gestore della rete**, nel rispetto delle condizioni fissate dall'**Autorità** e secondo il modello contrattuale contenuto nell'Allegato A. 26² del Codice di Rete.

I soggetti che stipulano il **contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali** assumono la qualifica di **Balancing Service Provider (BSP)** e sono tenuti ad adempiere alle obbligazioni che ne derivano tra le quali anche la prestazione di idonee garanzie secondo quanto previsto nell'Allegato A.61 del Codice di Rete.

Il **BSP** può coincidere con il **BRP** o essere un soggetto distinto. La coincidenza fra **BSP** e **BRP** è obbligatoria per i **sistemi di accumulo** che beneficiano, anche limitatamente ad una quota della propria capacità, del

² L'Allegato sarà oggetto di una successiva revisione al fine di definire lo schema di contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali.

meccanismo di remunerazione di cui al Decreto Legislativo 210/2021 e per gli impianti essenziali in regime ordinario o di reintegrazione dei costi di cui rispettivamente agli Articoli 64 e 65 della Delibera ARERA 111/06 che forniscono **servizi ancillari nazionali globali**. Per gli impianti essenziali che forniscono **servizi ancillari nazionali globali** e che assolvono gli obblighi di offerta tramite le modalità alternative di cui all'articolo 65bis della Delibera ARERA 111/06, la coincidenza tra **BRP** e **BSP** è obbligatoria fino al 31 dicembre 2026.

La stipula del **contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali** con il **Gestore della rete** è condizione necessaria per poter erogare tali servizi.

Il contratto è unico per tutti i **servizi ancillari nazionali globali** erogati da una specifica risorsa (**UP, UC**) e per tutte le risorse di cui è responsabile il **BSP**.

4.2.2.2 *Requisiti*

Possono stipulare un contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** con il **Gestore della rete** le società che siano in possesso dei requisiti di solvibilità.³

³ I requisiti di solvibilità del BSP saranno definiti a valle della consultazione degli operatori.

4.3 Classificazione delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento

4.3.1 Unità di Produzione

4.3.1.1 Criteri generali di identificazione delle UP

Una **UP** è costituita da una o più **sezioni** di un **impianto di produzione** raggruppate secondo le modalità di seguito definite.

L' **UP** è costituita da una singola **sezione** di un **impianto di produzione** a condizione che la **sezione** rispetti le seguenti condizioni:

- sia autonoma e indipendente, in termini di misura e di esercizio, rispetto alla restante parte dell'**impianto di produzione**. Si specifica inoltre che:
 - relativamente agli **impianti di produzione** idroelettrici (ivi inclusi gli **impianti di produzione** e pompaggio), la **sezione** deve essere autonoma e indipendente anche dal punto di vista delle opere di derivazione della fonte primaria e delle opere di raccolta dei bacini a monte. Tale condizione non si applica nel caso in cui, su richiesta del **BRP**, il **Gestore della rete** valuti che la costituzione di una **UP** coincidente con una singola **sezione** possa contribuire alla risoluzione delle congestioni di rete;
 - relativamente agli **impianti di produzione** cogenerativi, la **sezione** deve essere autonoma e indipendente anche dal punto di vista del ciclo termico a monte e a valle del motore primo termoelettrico.
- per gli **impianti di produzione** (di qualunque fonte) aventi **potenza efficiente netta** non inferiore a 10 MW, la sezione abbia **potenza efficiente netta** dei **gruppi di generazione** associati non inferiore ai 10 MW.

In tutti gli altri casi, l'**UP** è costituita dall'insieme delle **sezioni** dell'**impianto di produzione** che non rispettano le condizioni di cui sopra. La verifica del rispetto di tali condizioni viene effettuata dal **gestore di rete** a cui è connesso l'impianto nella fase di validazione tecnica dell'**UP** nel registro Gestione Anagrafica Unica degli Impianti (**GAUDÌ**).

4.3.1.2 *Criteria specifici di identificazione delle UP in funzione della tipologia di fonte primaria e/o tecnologia*

Fermo restando il rispetto delle condizioni di cui al precedente paragrafo 4.3.1.1, il **BRP** può richiedere al **Gestore della rete** di aggregare in un'unica **UP** l'insieme delle **sezioni**, ancorché autonome e indipendenti, di un **impianto di produzione** secondo le modalità di seguito definite in funzione della tipologia di fonte primaria e/o della tecnologia di produzione.

4.3.1.2.1 *Impianti di produzione costituiti da sezioni alimentate da fonti non rinnovabili*

Il **BRP** può richiedere al **Gestore della rete** di aggregare in una unica **UP** l'insieme delle **sezioni** appartenenti ad un medesimo **impianto di produzione** alimentato da fonti non rinnovabili, a condizione che:

- la **potenza efficiente netta** complessiva delle **sezioni** raggruppate sia non superiore a 50 MW e la relativa produzione sia riferibile ad un'unica fonte primaria di energia e ad un unico **punto di immissione**; oppure
- le **sezioni** siano funzionalmente collegate ad un medesimo ciclo produttivo, come validato dal **Gestore della rete** all'atto della validazione tecnica dell'**UP** nel **GAUDÌ**.

4.3.1.2.2 *Impianti di produzione costituiti da sezioni alimentate da fonti rinnovabili o in cogenerazione*

Per gli **impianti di produzione di cogenerazione** o alimentati da **fonti rinnovabili**, il **BRP** può richiedere al **Gestore della rete** di aggregare in una unica **UP** l'insieme delle **sezioni** appartenenti ad un medesimo **impianto di**

produzione purché la relativa produzione sia riferibile ad un'unica fonte primaria di energia, della medesima tipologia (programmabile/non programmabile) e ad un unico **punto di immissione**.

Nel caso di **impianti di produzione** idroelettrici appartenenti alla medesima **asta idroelettrica**, l'**UP** può essere costituita aggregando le **sezioni appartenenti** a tali **impianti di produzione** a condizione che, riallocando la produzione tra le **sezioni** così aggregate, non si creino congestioni di rete. In questo caso, l'aggregazione delle **sezioni** in una **UP** è soggetta ad approvazione da parte del **Gestore della rete**, secondo la seguente procedura:

- i. il **BRP** comunica l'elenco degli **impianti di produzione** idroelettrici nella propria disponibilità per cui propone l'aggregazione delle **sezioni** in **UP**;
- ii. il **Gestore della rete** entro 2 mesi da tale comunicazione:
 - a) verifica che gli **impianti di produzione** idroelettrici appartengano alla stessa **asta idroelettrica**;
 - b) verifica che dal punto di vista delle congestioni di rete risulti indifferente l'allocazione delle immissioni tra gli **impianti di produzione** idroelettrici di cui è proposta l'aggregazione;
 - c) dà comunicazione al **BRP** circa l'esito della proposta di aggregazione e procede alla registrazione nel **GAUDÌ** della **UP** così costituita.

È facoltà del **Gestore della rete** richiedere che, nel caso in cui una o più **sezioni** di un dato **impianto di produzione** idroelettrico o di una data **asta idroelettrica** svolgano specifiche funzioni nella rialimentazione del **SEN**, tali **sezioni** siano disaggregate e identificate da **UP** distinte. Eventuali

disaggregazioni saranno oggetto di studio da parte del **Gestore della rete** e terranno conto di eventuali esigenze operative, prima di essere prescritte al **BRP**.

4.3.1.2.3 **Sistemi di accumulo diversi dai pompaggi**

Fermo restando il rispetto delle condizioni elencate nel seguito, una **UP** deve assicurare apparecchiature e logiche di gestione e controllo coordinate tra loro, tali da garantire prestazioni in linea con i requisiti di connessione ed esercizio del Codice di Rete.

i. Sistemi di accumulo stand alone

Il **BRP** può richiedere al **Gestore della rete** di aggregare in una unica **UP** l'insieme delle **sezioni** caratterizzate da una **potenza efficiente netta** non inferiore a 10 MW e appartenenti al medesimo **sistema di accumulo** a patto che la potenza complessiva dell'**UP** sia non superiore a 50 MW.

ii. Impianti di produzione integrati con sistemi di accumulo

Nel caso di **impianti di produzione** integrati con un **sistema di accumulo**, il **sistema di accumulo** e le altre **sezioni** degli **impianti di produzione** vengono raggruppate in **UP** distinte secondo i criteri di cui al paragrafo 4.3.1.1.

Il **BRP** può richiedere al **Gestore della rete** di raggruppare tutte le **sezioni** dell'**impianto di produzione** con il **sistema di accumulo** in un'unica **UP** qualora:

- nel caso di **impianti di produzione** costituiti da **sezioni** alimentate da fonti rinnovabili integrati con **sistemi di accumulo**:
 - la **potenza efficiente netta** del **sistema di accumulo** sia inferiore a 1 MW; oppure

- la **potenza efficiente netta** del **sistema di accumulo** sia non inferiore a 1 MW e il rapporto tra la **potenza efficiente netta** del **sistema di accumulo** e la **potenza efficiente netta** delle **sezioni** alimentate da fonti rinnovabili sia inferiore al 30%;
- nel caso di **impianti di produzione** costituiti da **sezioni** alimentate da fonti non rinnovabili integrati con **sistemi di accumulo**: i **sistemi di accumulo** siano asserviti alle **sezioni** alimentate da fonti non rinnovabili e siano funzionali al miglioramento delle prestazioni di tali **sezioni**. In questo caso, i **sistemi di accumulo** non potranno essere gestiti indipendentemente dalle **sezioni** alimentate da fonti non rinnovabili.

4.3.1.2.4 *Servizi ausiliari di generazione*

A ciascuna **UP** ammessa al regime di cui alla delibera ARERA 109/2021 è associata una **UP** dedicata ai Servizi Ausiliari (**UPSA**) in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi della **UP** quando la stessa si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla **rete**, vale a dire quando l'**UP** sia in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in servizio di ausiliari, o nei casi in cui i consumi di **punti di connessione** di prelievo siano separati dal **punto di connessione** di immissione, secondo le modalità e i criteri previsti nell'Allegato A.78 del Codice di Rete. La definizione e abilitazione al **Mercato elettrico a pronti** delle **UPSA** viene effettuato secondo le modalità e le tempistiche previste nella Delibera 109/2021 dell'**Autorità** e nella "Procedura per l'accesso alla disciplina di cui all'art.1 della deliberazione 109/2021/R/eel" pubblicata sul sito internet del **Gestore della rete**.

4.3.1.3 *Collegamento tra Unità di produzione termoelettriche*

Un insieme di **UP** appartenenti al medesimo **impianto di produzione** si dicono **in funzionamento collegato** se, per la presenza di specifiche

componenti di impianto, la messa in servizio di una sola **UP** appartenente all'insieme (**unità collegante**) consente di contribuire al riscaldamento in fase di avviamento delle altre **UP** appartenenti all'insieme (**unità collegate**). Ciascuna delle **UP in funzionamento collegato** rimane comunque individualmente gestita.

Durante il **funzionamento collegato** di due **UP** appartenenti a tale insieme, l'**unità collegata** può essere avviata in tempi anche più ristretti rispetto al tempo di avviamento descritto dai propri dati tecnici, a condizione che:

- i. sia trascorso un tempo almeno pari al **tempo di avviamento collegato** dall'avviamento, ad una potenza almeno pari alla potenza minima, della **unità collegante**;
- ii. durante il periodo di tempo corrispondente al **tempo di avviamento collegato**, l'**unità collegante** sia stata mantenuta costantemente ad una produzione non inferiore alla propria potenza minima.

Ai fini della definizione dell'insieme di **UP in funzionamento collegato**, il **BRP** comunica al **Gestore della rete** le **UP** che intende collegare, fornendo descrizione degli interventi tecnici sull'impianto che consentono il **funzionamento collegato**.

Il **Gestore della rete**, entro un mese dalla comunicazione del **BRP**, si riserva di approvare quanto proposto, eventualmente previa richiesta di ulteriori informazioni. Entro gli stessi termini il **Gestore della rete**, si riserva di richiedere prove finalizzate a verificare il buon fine degli interventi tecnici di cui sopra. Qualora le verifiche diano esito positivo, il **Gestore della rete** ne dà comunicazione al **BRP** e lo autorizza alla registrazione nel sistema **GAUDÌ** dell'insieme di **UP** che possono essere gestite **in funzionamento collegato**.

Qualora una **UP**, precedentemente **in funzionamento collegato**, cessi di essere abilitata, il **BRP** provvede ad escludere la **UP** stessa dall'insieme di **UP** che possono essere gestite **in funzionamento collegato**.

Il **BRP** potrà individuare per ciascun giorno di riferimento l'**unità collegante**, l'**unità collegata**, il **tempo di avviamento collegato**, il **profilo quartorario normalizzato di rampa in funzionamento collegato** secondo le modalità descritte nell'Allegato A.60 del Codice di Rete "Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico".

4.3.1.4 *Criteria di classificazione delle UP in tipologie*

Le **UP** sono classificate dal **Gestore della rete** in **GAUDÌ** secondo le tipologie previste nella sezione 2.4.3 ("Tipologie delle UP") del **TIDE** in funzione della fonte primaria di energia e/o della tecnologia. Al riguardo si precisa che:

- Le **UP** di cui al paragrafo 4.3.1.2.2 e di cui al paragrafo 4.3.1.2.3 lettera ii (limitatamente alle **UP** composte da sistemi di accumulo e **sezioni** alimentate da fonti rinnovabili) sono classificate nelle tipologie di cui alle lettere (a), (b) e (c) della sezione 2.4.3 del **TIDE**, a seconda della tipologie di fonte (rispettivamente **fonte rinnovabile non programmabile, fonte rinnovabile programmabile, cogenerazione**). Si specifica inoltre che:
 - le **UP** derivanti dal raggruppamento di **impianti di produzione** idroelettrici in **asta idroelettrica** di differente tipologia (programmabile/non programmabile) sono classificate come programmabili;
 - le **UP** derivanti dal raggruppamento di **sezioni** alimentate da **fonti rinnovabili non programmabili**, ivi incluse quelle da idroelettrico fluente, e da **sistemi di accumulo** sono classificate come programmabili se sono soddisfatte entrambe le seguenti condizioni:

- il rapporto energia/potenza complessivo dei **sistemi di accumulo** è almeno pari a 2 ore; e
- il rapporto tra la **potenza efficiente netta** del **sistema di accumulo** e la **potenza efficiente netta** delle **sezioni** alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è almeno pari al 20%;

Nel caso in cui non vengano soddisfatte entrambe le precedenti condizioni, le **UP** derivanti dal raggruppamento di **sezioni** alimentate da **fonti rinnovabili non programmabili** e **sistemi di accumulo** sono qualificate come non programmabili;

- le **UP** di cui al paragrafo 4.3.1.2.3 lettera i. che beneficiano, anche limitatamente ad una quota della propria capacità, del meccanismo di remunerazione di cui al Decreto Legislativo 210/2021, sono classificate nella tipologia di cui alla lettera (d) della sezione 2.4.3 del **TIDE**;
- le **UP** di cui al paragrafo 4.3.1.2.3 lettera i. diversi da quelli che beneficiano del meccanismo di remunerazione di cui al Decreto Legislativo 210/2021 sono classificate nella tipologia di cui alla lettera (e) della sezione 2.4.3 del **TIDE**;
- le **UP** di cui al paragrafo 4.3.1.2.4 sono classificate nella tipologia di cui alla lettera (f) della sezione 2.4.3 del **TIDE**;
- le **UP** di cui al paragrafo 4.3.1.2.1 e di cui al paragrafo 4.3.1.2.3 lettera ii. (limitatamente alle **UP** composte da **sistema di accumulo** e **sezioni** alimentate da fonti non rinnovabili) sono classificate nella tipologia di cui alla lettera (g) della sezione 2.4.3 del **TIDE**.

4.3.1.5 *Modalità di determinazione della capacità delle UP*

La capacità di immissione e la capacità di prelievo delle **UP** sono registrate in **GAUDÌ** e aggiornate sulla base di quanto previsto al paragrafo 4.3.1.6.

Al riguardo si precisa che:

- la capacità di immissione dell'**UP** è pari alla **potenza efficiente netta** dell'**UP**;
- per le **UP** alimentate dalla fonte primaria fotovoltaica, la capacità di immissione è pari al prodotto tra **potenza efficiente netta** dell'**UP** e una curva di modulazione definita dal **Gestore della rete**. Tale curva definisce, per ogni quarto d'ora dell'anno, un coefficiente moltiplicativo compreso fra 0 e 1 in funzione della disponibilità attesa della fonte fotovoltaica su base statistica. La curva di modulazione è definita per ogni **zona di offerta** di appartenenza, considerando per ogni **zona di offerta** z un punto di coordinate baricentriche $(lat_z; long_z)$ per poter calcolare l'orario di alba e tramonto civile per ogni giorno dell'anno. Questi orari saranno approssimati al quarto d'ora (qdo_alba_z ; $qdo_tramonto_z$). La curva di modulazione k_{FV} è di tipo trapezoidale e viene costruita come segue:
 - $k_{FV} = 1$ per qdo_i compreso fra qdo_alba_z e $qdo_tramonto_z$;
 - $k_{FV} = 0$ per $qdo_i \leq qdo_alba_z - 4\ qdo$ e $qdo_i \geq qdo_tramonto_z + 4\ qdo$;
 - $k_{FV} = 1/4$ per $qdo_i = qdo_alba_z - 3\ qdo$ e $qdo_i = qdo_tramonto_z + 3\ qdo$;
 - $k_{FV} = 1/2$ per $qdo_i = qdo_alba_z - 2\ qdo$ e $qdo_i = qdo_tramonto_z + 2\ qdo$;
 - $k_{FV} = 3/4$ per $qdo_i = qdo_alba_z - 1\ qdo$ e $qdo_i = qdo_tramonto_z + 1\ qdo$
- la capacità di prelievo è pari a zero fatta eccezione per le **UPSA** e le **UP** costituite da **sistemi di accumulo**. Per tali tipologie di **UP**, la capacità di prelievo è pari alla potenza attiva destinata all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione o del **sistema di accumulo** per la successiva reimmissione in rete come dichiarata dal **Gestore di UP** ai sensi della Delibera 109/2021. Tale capacità di prelievo rappresenta una immissione negativa. In particolare, si specifica che la capacità di immissione delle **UPSA** è posta pari a zero.

4.3.1.6 *Registrazione delle UP*

Ciascuna **UP** deve essere registrata in **GAUDÌ** a cura del **Gestore di UP** o del **BRP** da questi delegato.

Le rispettive modalità operative di registrazione sono definite dal **Gestore della rete**, sulla base di quanto previsto nei documenti pubblicati sul sito internet del **Gestore della rete** alla pagina specifica <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/gaudi>.

In particolare, ai fini della registrazione di una **UP** che soddisfa i criteri di significatività di cui al paragrafo 4.4.2.1, il **Gestore di UP** o il **BRP** da questi delegato è tenuto a dichiarare:

- i. l'indicazione del **BRP**;
- ii. i dati tecnici dei **gruppi di generazione** e delle **unità di generazione** costituenti le **UP**, necessari al fine di consentire al **Gestore della rete** attendibili valutazioni del comportamento statico e dinamico del **SEN**. Per la descrizione di tali dati tecnici si rimanda all'Allegato A.65 del Codice di Rete (Dati tecnici strutturali);
- iii. i dati tecnici dell'unità (**UAS** di immissione, **UnAP** di immissione) che include l'**UP** di cui all'Allegato A.60 del Codice di Rete, dichiarati coerentemente con i suddetti dati tecnici relativi ai **gruppi di generazione** e alle **unità di generazione**. Tali dati sono necessari ai fini della qualificazione al **Mercato elettrico**.

I **BRP** sono responsabili dell'accuratezza dei dati tecnici di loro competenza dichiarati in **GAUDÌ** e dell'eventuale loro aggiornamento successivo.

Il **Gestore della rete** si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto dei dati tecnici registrati e di effettuare verifiche, ove applicabile:

- i. attraverso il confronto con i dati precedentemente acquisiti ed in proprio possesso;
- ii. in occasione di eventi di **rete**;
- iii. mediante ispezioni e prove richieste dal **Gestore della rete** caso per caso in accordo a quanto descritto al paragrafo 1B.5.12 ovvero al paragrafo 1C.5.7.2 del Capitolo 1 del Codice di Rete.

Qualora per una **UP** le verifiche diano esito negativo, l'**UP** medesima viene sospesa dall'iscrizione in **GAUDÌ** e il **Gestore della rete** ne dà comunicazione all'**Autorità**. La sospensione è revocata a valle della rettifica dei dati la cui verifica ha dato esito negativo.

Le **UP** non iscritte in **GAUDÌ** o la cui iscrizione sia stata sospesa non possono partecipare al **Mercato elettrico** né registrare acquisti a termine e le vendite a termine sui **Conti Energia** presso il **Gestore del mercato**.

4.3.1.7 *Collaudo*

Per un **impianto di produzione** o **sistema di accumulo** in caso di prima attivazione, il **BRP** può presentare richiesta al **Gestore della Rete**, secondo quanto previsto nel Capitolo 7, di un periodo di collaudo non superiore a sei mesi (180 giorni) dalla data di primo parallelo alla rete della **sezione/i** sottesa/e alla **UP**, per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore ad un anno, indipendentemente dal numero di assetti di funzionamento.

Il collaudo può essere altresì richiesto, nei casi di rifacimento o modifiche significative ai sensi del Capitolo 1 sezione C, nei limiti e alle condizioni indicate nel Capitolo 7 del Codice di Rete.

4.3.2 Unità di Consumo

4.3.2.1 Registro delle UC

Ciascuna **UC** viene registrata sul **SII**.

Ai fini del **dispacciamento**, la capacità di prelievo di ciascuna **UC** è definita dalla potenza disponibile in prelievo come registrata sul **SII**. La capacità di immissione delle **UC** è posta pari a zero.

Le **UC** sono classificate in una delle seguenti tipologie:

- h. **UC** nella titolarità di clienti finali riforniti nel servizio di salvaguardia;
- i. **UC** diverse da quelle di cui al punto precedente.

Il **SII** fornisce al **Gestore della Rete** le informazioni relative alle **UnAP** di prelievo e agli aggregati di **UC** (diverse dalle **UnAP**) appartenenti alla medesima tipologia, **zona di offerta** e **BRP** ai fini della definizione/aggiornamento delle **UVN/UVZ** di prelievo.

4.3.2.2 Prelievo per servizi ausiliari delle UP a cui non è associata una UPSA

A ciascuna **UP** che non acceda alla regolazione di cui alla Delibera 109/2021 dell'**Autorità**, e per cui non è quindi definita una **UPSA**, deve essere associata una **UC** dedicata in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi della **UP** quando la stessa si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla rete, vale a dire quando tale **UP** si trovi in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in servizio di ausiliari, ovvero nei casi in cui i consumi di punti di connessione di prelievo siano separati dal punto di connessione di immissione. Resta inteso che per la determinazione del corrispondente aggregato ai fini del diritto a immettere/prelevare, tale **UC** seguirà i criteri di cui al paragrafo 4.4.2.

4.3.3 Unità di Importazione ed esportazione relative a punti di interconnessione non associati agli scambi programmati (UI e UE)

4.3.3.1 Criteri di identificazione delle UI e delle UE

Ciascuna **unità di importazione UI** è composta dall'insieme dei **punti di interconnessione** con le **reti** elettriche di uno Stato confinante, per i quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, in cui si considera immessa l'energia elettrica importata in Italia.

Ciascuna **unità di esportazione UE** è composta dall'insieme dei **punti di interconnessione** con le **reti** elettriche di uno Stato confinante, per i quali non è attuato il controllo degli scambi programmati, in cui si considera prelevata l'energia elettrica esportata dall'Italia.

4.3.3.2 Modalità di determinazione della capacità delle UI e delle UE

Ai fini del **dispacciamento**, la capacità di immissione di una **unità di importazione UI** e la capacità di prelievo di una **unità di esportazione UE** sono posti pari alla massima potenza attiva rispettivamente in importazione ed esportazione derivante dal diritto di utilizzo della capacità di trasporto assegnato sulla frontiera senza il controllo degli scambi programmati.

I valori di capacità di prelievo e capacità di immissione sono posti pari a zero rispettivamente per le **UI** e le **UE**.

4.3.3.3 Registrazione delle UI e delle UE

Ciascuna **unità di importazione ed esportazione** deve essere registrata nel **GAUDÌ**, a cura del **Gestore della rete**. Le informazioni registrate nel **GAUDÌ** includono, per ciascuna **UI** e **UE**:

- la tipologia dell'unità (**UI**, **UE**);
- la **zona di offerta** a cui l'unità fa riferimento;
- l'indicazione del **BRP** responsabile;

- la qualificazione per la partecipazione al **MGP**, al **MI** e alla Piattaforma **Conti Energia** (PCE);
- La capacità di immissione e la capacità di prelievo di ciascuna unità;
- Eventuali vincoli tecnici.

4.3.4 Unità di importazione ed esportazione relative a punti di interconnessione associati agli scambi programmati (UIE e UEE)

4.3.4.1 Criteri di identificazione delle UIE e delle UEE

Ciascuna **unità di importazione estera UIE** relativa ai **punti di interconnessione** associati al controllo degli scambi programmati è caratterizzata dal punto di importazione, ovvero il **punto di immissione** di un'unità di importazione; questo è un punto virtuale sulla **RTN** localizzato nella **zona di offerta estera** che caratterizza la frontiera elettrica alla quale l'importazione di energia elettrica si riferisce.

Il **Gestore della rete** costituisce per ciascun **BRP** che ne faccia richiesta, secondo le modalità contenute nel "Congestion Management rules on the Italian interconnection", definito dal **Gestore della Rete** ai sensi dell'art. 7 dell'allegato A alla Delibera ARG/elt 162/11 dell'**Autorità** (Italian Congestion Management Rules), una **UIE** per ogni frontiera e tipologia di diritto fisico di trasporto (es. annuale, mensile, giornaliero).

Ciascuna **unità di esportazione estera UEE** relativa ai **punti di interconnessione** associati al controllo degli scambi programmati è caratterizzata dal punto di esportazione, ovvero il **punto di prelievo** di un'unità di esportazione, questo è un punto virtuale sulla **RTN** localizzato nella **zona di offerta estera** che caratterizza la frontiera elettrica alla quale l'esportazione di energia elettrica si riferisce. Il **Gestore della rete** costituisce per ciascun **BRP** che ne faccia richiesta, secondo le modalità contenute nel "Congestion Management rules on the Italian interconnection", definito dal **Gestore della Rete** ai sensi dell'art. 7 dell'allegato A alla delibera

dell'Autorità ARG/elt 162/11 (Italian Congestion Management Rules), una **UEE**, per ogni frontiera e tipologia di diritto fisico di trasporto (es. annuale, mensile, giornaliero).

4.3.4.2 *Modalità di determinazione della capacità delle **UIE** e delle **UEE***

Ai fini del **dispacciamento**, la capacità di immissione di una **unità di importazione estera per gli scambi programmati UIE** e la capacità di prelievo di una **unità di esportazione estera per gli scambi programmati UEE** è pari al diritto fisico di trasporto rispettivamente in importazione ed esportazione di cui il **BRP** risulti titolare sulla frontiera a cui l'unità si riferisce.

Le capacità di prelievo delle **UIE** e le capacità di immissione delle **UEE** sono poste pari a zero.

4.3.4.3 *Registrazione delle **UIE** e delle **UEE***

Ciascuna **UIE** e **UEE** deve essere registrata nel **GAUDÌ**, a cura del **Gestore della rete**. Le informazioni registrate nel **GAUDÌ** includono, per ciascuna **UIE** e **UEE**:

- la tipologia dell'unità (**UIE**, **UEE**);
- la **zona di offerta** a cui l'unità fa riferimento;
- l'indicazione del **BRP** responsabile;
- la qualificazione per la partecipazione al **MGP**, al **MI** e alla Piattaforma **Conti Energia** (PCE);
- La capacità di immissione e la capacità di prelievo di ciascuna unità.

4.4 **Aggregazioni rilevanti**

4.4.1 **Aggregazioni rilevanti ai fini della fornitura di risorse per i servizi ancillari nazionali globali**

4.4.1.1 *Tipologie di aggregazioni*

I **servizi ancillari nazionali globali** di cui al paragrafo 4.6 possono essere erogati dalle **UP** diverse dalle **UPSA, UC**. In particolare:

- i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** di cui al paragrafo 4.6.1 possono essere erogati dalle **UP, UC**:
 - in autonomia, in qualità di **Unità Abilitate Singolarmente (UAS)**; oppure
 - in forma aggregata, tramite le **Unità Virtuali Abilitate (UVA)**, distinte in:
 - Unità Virtuali Abilitate Nodali (**UVAN**); e
 - Unità Virtuali Abilitate Zonali (**UVAZ**).

Al riguardo si precisa che, la singola **UP** o **UC** può far parte di una sola **unità abilitata** di cui al punto precedente.
- I **servizi ancillari** non relativi alla frequenza di cui al paragrafo 4.6.2 e il servizio di modulazione straordinaria di cui al paragrafo 4.6.3 sono invece erogati esclusivamente dalle **UP** o **UC** in forma individuale.

4.4.1.2 *Abilitazione alla fornitura di risorse per i servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento*

L'abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** è effettuata individualmente per ogni servizio descritto nel paragrafo 4.6.1, separatamente per le modalità "a salire" e "a scendere".

4.4.1.2.1 *Requisiti per l'abilitazione di una UAS*

UAS obbligatoriamente abilitate

Una **UP** che rispetta tutte le seguenti condizioni:

- i. soddisfa i criteri di significatività per la programmazione di cui al paragrafo 4.4.2.1;
- ii. è classificata in una delle tipologie di cui ai punti (b), (c), (d), (e) o (g) della sezione 2.4.3 del **TIDE** sulla base dei criteri contenuti nel paragrafo 4.3.1.4;

è obbligatoriamente abilitata in qualità di **UAS**, alla fornitura di tutti i **servizi ancillari per il bilanciamento**, fatta eccezione per la **riserva ultra-rapida di frequenza**, nel rispetto dei requisiti tecnici secondo quanto definito ai paragrafi 4.6.1.1, 4.6.1.2, 4.6.1.3 e 4.6.1.4, e al **ridispacciamento** in accordo al paragrafo 4.4.1.5. In alternativa alla creazione di una **UAS** obbligatoriamente abilitata, il **BSP** ha la facoltà di chiedere l'abilitazione dell'**UP** all'interno di **UVAN** a condizione che l'**UVAN** così costituita sia in grado di fornire i medesimi servizi e le medesime capacità di modulazione che verrebbero forniti se l'**UP** venisse abilitata come **UAS**.

Il **Gestore della rete** verifica il rispetto dei requisiti tecnici sulla base degli esiti delle prove effettuate in fase di prima attivazione secondo quanto previsto nell'Allegato A.18 del Codice di rete.

Infine, si precisa che non è abilitata obbligatoriamente in qualità di **UAS**, l'**UP** che, pur rispettando i criteri di cui ai precedenti alinea i) e ii), si trovi in almeno una delle seguenti condizioni:

- abbia un **contratto di connessione** con potenza in immissione inferiore alla soglia di significatività di cui al paragrafo 4.4.2.1;
- sia in collaudo ai sensi di quanto previsto nel paragrafo 4.3.1.7. In tali casi, l'**UP** non è infatti pienamente in grado di variare efficacemente e prevedibilmente la propria immissione di energia elettrica. Al termine di

tale periodo, l'**UAS** corrispondente a tale **UP** viene abilitata dal **Gestore della Rete**;

- sia stata esonerata dal **Gestore della rete**, su richiesta del **BSP**, in quanto inserita in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori alla soglia di significatività di cui al paragrafo 4.4.2.1. L'esonero viene riconosciuto dal **Gestore della rete** previa valutazione positiva della richiesta presentata dal **BRP**, sulla base di documentati limiti tecnici di funzionamento.

Nel caso una **UP** soddisfi i requisiti per l'abilitazione obbligatoria come **UAS** ma risulti inclusa all'interno di un **sistema semplice di produzione e consumo (SSPC)**, l'**UP** viene abilitata come **UVAN** secondo quanto previsto al successivo paragrafo 0⁴.

UAS volontariamente abilitate

Su richiesta del **BSP**, una **UP** o una **UC**, non obbligatoriamente abilitata come **UAS**, può essere abilitata in qualità di **UAS** al ridispacciamento (e all'eventuale fornitura di un dato **servizio ancillare** per il **bilanciamento**) qualora l'**UP** o l'**UC** soddisfi tutte le seguenti condizioni:

- i. soddisfa i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.4.1.5 per le movimentazioni ai fini del **ridispacciamento**;
- ii. nel caso in cui l'**UP** o l'**UC** sia connessa su **reti** diverse dalla **rete rilevante**, non presenti limitazioni tecniche tali da rendere incompatibile la modulazione di potenza attiva con l'esercizio in sicurezza di tali reti;

⁴ In caso di configurazioni impiantistiche SSPC i cui carichi sottesi forniscano il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire, l'UP che non presta tale servizio e che soddisfi i requisiti per l'abilitazione obbligatoria in forma singola viene abilitata come UAS.

- iii. non sia inclusa in un **sistema semplice di produzione e consumo (SSPC)**⁵.

In tali casi, l'**UP** o l'**UC** è volontariamente abilitata, in qualità di **UAS**, al **ridispacciamento** e all'eventuale fornitura di tutti i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** per i quali sono soddisfatti i requisiti tecnici e per cui è stata presentata richiesta di abilitazione.

Una **UAS** obbligatoriamente o volontariamente abilitata connessa a **una rete diversa** dalla **rete rilevante** viene ricondotta ad un nodo n di quest'ultima in base all'assetto standard di esercizio della rete a cui è connessa, o in accordo alle informazioni trasmesse dal relativo **gestore di rete**.

Il **BSP**, per ciascuna **UAS** obbligatoriamente o volontariamente abilitata di cui sia titolare, ha l'obbligo di:

- i. disporre di dati di misura validati con granularità almeno quart'oraria ai fini della regolazione delle partite economiche di dispacciamento;
- ii. avere un presidio 24 ore su 24 e 7 giorni su 7 del **punto di controllo fisico**;
- iii. disporre dei dispositivi necessari a garantire la fornitura delle informazioni ai sistemi di controllo del **Gestore della rete**, secondo le modalità descritte nelle Regole tecniche di connessione e nell'Allegato A.6 del Codice di Rete.

⁵ In caso di configurazioni impiantistiche SSPC i cui carichi sottesi forniscano il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire, l'UP o l'UC che non presta tale servizio e che soddisfi i requisiti per l'abilitazione volontaria in forma singola può essere abilitata come UAS.

4.4.1.2.2 *Requisiti per l'abilitazione di una UVAN*

È data facoltà al **BSP** di abilitare al ridispacciamento (e all'eventuale fornitura di un dato **servizio ancillare** per il **bilanciamento**), tramite una **UVAN**, **UP** e/o **UC** qualora le stesse rispettino le seguenti condizioni:

- i. non siano afferenti a impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
- ii. soddisfino, a livello aggregato, i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.4.1.5 per le movimentazioni ai fini del ridispacciamento;
- iii. siano connesse o riconducibili ad un nodo n della **rete rilevante** oppure a più nodi limitrofi raggruppabili da un punto di vista della gestione della **rete rilevante** in un unico nodo n. L'aggregazione di unità connesse o ricondotte a nodi limitrofi della **rete rilevante** può essere effettuata qualora, su richiesta del **BSP**, il **Gestore della rete** verifichi che le potenze immesse/prelevate nei/dai vari nodi abbiano sensitivity simile sulla porzione di rete limitrofa;
- iv. siano gestite da un unico **BSP**;
- v. nel caso in cui le risorse siano connesse su **reti** diverse dalla **rete rilevante**, non vi siano limitazioni tecniche tali da rendere incompatibile la modulazione di potenza attiva con l'esercizio in sicurezza di tali reti.

In tali casi, l'**UP** e/o l'**UC** sono volontariamente abilitate, in qualità di **UVAN**, al **ridispacciamento** e all'eventuale fornitura di tutti i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** per i quali sono soddisfatti i relativi requisiti tecnici e per cui è stata presentata richiesta di abilitazione.

Si precisa che:

- le **UP** e/o **UC** connesse a **una rete diversa** dalla **rete rilevante** vengono ricondotte ad un nodo n di quest'ultima in base all'assetto standard di esercizio della rete a cui è connessa o in accordo alle informazioni trasmesse dal relativo **gestore di rete**;

- le **UP** soggette a periodo di collaudo di cui al paragrafo 4.3.1.7 possono essere inserite in **UVAN** a partire dal giorno di flusso successivo al termine del suddetto periodo di collaudo;
- nel caso in cui le risorse che si intendono aggregare in una **UVAN** siano incluse in un **SSPC** è necessario richiedere l'abilitazione tramite **UVAN** di tutte le risorse facenti parte di tale **SSPC**;
- con riferimento alle **UP** che sono classificate con tipologia di cui alla lettera (d) della sezione 2.4.3 del **TIDE**, e che non rispettano i requisiti per l'abilitazione tramite **UAS** di cui al precedente paragrafo 4.4.1.2.1, è obbligatoria l'aggregazione delle risorse in una **UVAN**. L'**UVAN** così costituita non può ricomprendere altre risorse di tipologia diversa da quella di cui alla lettera (d) della sezione 2.4.3 del **TIDE**;
- Le **UVAN** costituite da almeno una **UP** che soddisfa i requisiti del paragrafo 4.4.1.2.1 per le **UAS** obbligatoriamente abilitate, hanno l'obbligo di fornire almeno i medesimi servizi e le medesime capacità di modulazione che fornirebbero le **UP** qualora abilitate come **UAS**;
- Le **UP** incluse in una **UVAN**, qualora assoggettate ai regimi di essenzialità di cui alla Delibera 111/06, sono escluse dalla **UVAN** in cui erano state precedentemente inserite per il periodo di applicazione dei citati regimi. In caso di abilitazione obbligatoria ai sensi del Codice di Rete, dette **UP** sono automaticamente qualificate come **UAS** per il periodo di applicazione dei citati regimi.

Il **BSP**, per ciascuna **UVAN** di cui sia titolare, ha l'obbligo di:

- i. disporre di dati di misura per l'aggregato delle risorse sottese alla **UVAN** validati con granularità almeno quart'oraria;
- ii. avere un presidio 24 ore su 24 e 7 giorni su 7 del **punto di controllo fisico**;

- iii. disporre dei dispositivi necessari a garantire la fornitura delle informazioni ai sistemi di controllo del **Gestore della rete**, secondo le modalità descritte nell'Allegato A.6 e nell'Allegato A. 81 del Codice di Rete.

4.4.1.2.3 *Requisiti per l'abilitazione di una **UVAZ***

È data facoltà al **BSP** di abilitare alla fornitura di un dato **servizio ancillare** per il **bilanciamento**, tramite una **UVAZ, UP** che non siano relative a risorse di stoccaggio ai sensi della Decreto Legislativo 210/2021, e/o **UC** qualora le stesse rispettino le seguenti condizioni:

- i. non costituiscano singolarmente una **UAS** o una **UnAP** e non siano ricomprese in una **UVAN**;
- ii. non siano afferenti a impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
- iii. siano localizzate nella medesima **zona di offerta**;
- iv. soddisfino i requisiti tecnici e le capacità minime di modulazione per la fornitura del **servizio ancillare** per il **bilanciamento**, secondo quanto definito al paragrafo 4.6.1;
- v. siano gestite da un unico **BSP**;
- vi. il **Gestore della rete** escluda eventuali impatti sulla gestione in sicurezza di una porzione della **RTN** derivanti dall' eventuale movimentazione dell'**UVAZ**.

Il **BSP** non può aggregare in una singola **UVAZ** risorse che considerate in modo aggregato, siano in grado di modulare la potenza attiva per una quantità in valore assoluto superiore a 30 MW.

Si precisa inoltre che le **UP** soggette a periodo di collaudo di cui al paragrafo 4.3.1.7 possono essere inserite in **UVAZ** a partire dal giorno di flusso successivo al termine del suddetto periodo di collaudo.

Il **BSP**, per ciascuna **UVAZ** di cui sia titolare, ha l'obbligo di:

- i. disporre di dati di misura per l'aggregato delle risorse sottese alla **UVAZ** validati con granularità almeno quart'oraria;
- ii. avere un presidio 24 ore su 24 e 7 giorni su 7 del **punto di controllo fisico**;
- iii. disporre dei dispositivi necessari a garantire la fornitura delle informazioni ai sistemi di controllo del **Gestore della rete**, secondo le modalità descritte nell'Allegato A.6 e nell'Allegato A. 81 del Codice di Rete.

4.4.1.2.4 Procedure per l'abilitazione

UAS obbligatoriamente abilitate

Con riferimento alle **UAS** obbligatoriamente abilitate di cui al paragrafo 4.4.1.2.1, l'abilitazione viene effettuata dal **Gestore della rete**, sulla base dei dati tecnici registrati nel sistema **GAUDI**.

Al riguardo si precisa che le **UP abilitate** alla data di entrata in vigore del presente Capitolo, ivi incluse quelle abilitate nell'ambito del progetto pilota UPR di cui alla delibera ARERA 383/2018/R/eel e che soddisfano i requisiti di abilitazione previsti per le **UAS**, sono abilitate direttamente dal **Gestore della rete** in qualità di **UAS** alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali** per il **bilanciamento** per i quali la corrispondente **UP** è già abilitata alla data di entrata in vigore del presente Capitolo. Tali **UP** sono automaticamente abilitate anche al ridispacciamento.

Il **BSP** può comunque chiedere di inserire una **UP** già abilitata come **UAS** dentro una **UVAN**, richiedendone l'abilitazione secondo la procedura di cui al presente paragrafo 4.4.1.2.4.

UAS volontariamente abilitate, UVAZ e UVAN

Laddove il **BSP** intenda richiedere l'abilitazione volontaria alla fornitura delle risorse per il ridispacciamento e/o per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** in modo singolo tramite **UAS** o in maniera aggregata tramite **UVAN** o **UVAZ**, è necessario seguire la procedura di seguito illustrata:

- i. il **BSP**, previa presentazione di una valida richiesta di inserimento delle **UP** e/o **UC** nel proprio **contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali**, comunica al **Gestore della rete** attraverso il portale **GAUDÌ** le **UP** e/o le **UC** che intende abilitare singolarmente tramite **UAS**, o in forma aggregata tramite **UVAN** o **UVAZ**, indicando il tipo di abilitazione richiesta per il ridispacciamento e/o per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento**, separatamente per le modalità "a salire" e "a scendere" ove rilevante fornendo i relativi dati tecnici previsti nell'Allegato A.60 del Codice di Rete;
- ii. il **Gestore della rete** verifica il rispetto dei requisiti e l'adempimento degli obblighi previsti nei paragrafi 4.4.1.2.1 (nel caso di **UAS**) oppure 0 (nel caso di **UVAN**) oppure 4.4.1.2.3. (nel caso di **UVAZ**) ivi inclusi eventuali vincoli all'aggregazione dovuti alla gestione in sicurezza della rete e valida i dati tecnici registrati dal **BSP** in **GAUDÌ**;
- iii. se l' **UP** e/o l' **UC**, per cui è richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse per il ridispacciamento e/o per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** tramite **UAS**, ovvero tramite aggregato in **UVAN** o **UVAZ**, è connessa a **reti di distribuzione** o ad **altre reti elettriche**, il **Gestore della rete** comunica, nell'ambito delle attività di coordinamento TSO-DSO⁶, al **gestore di rete** competente le unità oggetto della richiesta di

⁶ Le modalità di coordinamento TSO-DSO potranno essere riviste successivamente sulla base dell'esperienza del relativo progetto pilota approvato con la delibera 484/2023/R/eel.

abilitazione e quest'ultimo, entro cinque giorni lavorativi, comunica al **Gestore della rete** il rispetto o meno delle condizioni previste circa la disponibilità dei dati di misura con granularità almeno quarto d'oraria e l'assenza di limitazioni tecniche ostative sulla propria rete di competenza;

- iv. laddove previste, a partire dalla data di efficacia dell'inserimento nel **contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali** delle **UP/UC** per la quale si richiede l'abilitazione in forma singola o aggregata, il **Gestore della Rete** esegue le prove tecniche di abilitazione sulle **UAS**, **UVAN** o **UVAZ** oggetto della richiesta di abilitazione del **BSP** secondo le modalità di esecuzione delle prove tecniche contenute nel paragrafo 4.6.1. Tali prove vengono svolte secondo tempistiche concordate con il **BSP**;
- v. a seguito del completamento delle verifiche di cui al precedente punto, il **Gestore della rete** dà tempestiva comunicazione al **BSP** circa l'esito del processo di abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e, in caso di esito positivo dello stesso, concorda con il **BSP** la data dalla quale decorre l'abilitazione dell'**UAS**, **UVAN** o **UVAZ**;
- vi. a seguito dell'abilitazione di una **UP** o **UC** alla fornitura di **servizi ancillari** per il **bilanciamento** in qualità di **UAS**, **UVAZ** o **UVAN**, il **Gestore della Rete** aggiorna la composizione degli aggregati rilevanti ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare, di cui al paragrafo 4.4.2 in cui erano incluse le suddette unità a decorrere dalla data di abilitazione e ne dà preventivamente comunicazione al relativo **BRP**.

Al riguardo si precisa che il **BSP** è responsabile dell'accuratezza dei dati tecnici di sua competenza dichiarati in **GAUDÌ** e dell'eventuale loro aggiornamento successivo.

4.4.1.3 *Fornitura di risorse per i servizi ancillari non relativi alla frequenza*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di uno specifico **servizio ancillare** non relativo alla frequenza tutte le **UP** e **UC** che sono tecnicamente in grado di erogare tale servizio rispettando i requisiti tecnici prescritti nel Codice di Rete e negli allegati specifici richiamati per tale servizio all'interno del paragrafo 4.6.2“ Servizi ancillari non relativi alla frequenza””.

Il **Gestore della rete** verifica che i dati tecnici dichiarati da ciascun **BRP** nel **GAUDÌ** siano conformi ai requisiti prescritti e ove applicabile verifica il rispetto di tali requisiti anche sulla base degli esiti delle prove effettuate in coerenza con le modalità descritte nell'Allegato A.18.

4.4.1.4 *Fornitura di risorse per la modulazione straordinaria*

Le risorse per la modulazione straordinaria sono fornite dalle **UP** e **UC** che sono tecnicamente in grado di erogare le stesse nel rispetto dei requisiti tecnici prescritti nel Codice di Rete e negli allegati specifici richiamati nel paragrafo 4.6.2 “Servizio di modulazione straordinaria”.

4.4.1.5 *Requisiti tecnici per le movimentazioni per il ridispacciamento*

Ai fini dell'idoneità per le movimentazioni per il **ridispacciamento**, le **UAS** e le **UVAN** devono rispettare i seguenti requisiti tecnici:

- i. capacità di modulare la potenza attiva per almeno 1 MW a salire o a scendere;
- ii. capacità di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente di almeno $\pm 0,67$ MW al minuto;

- iii. capacità di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente variabile in funzione della quantità attivata e della durata del comando;
- iv. essere in grado di sostenere l'immissione o il prelievo richiesto per una durata minima 15 minuti;
- v. avere un tempo di risposta, come definito nell'Allegato A.60 al Codice di Rete, non superiore a 1,5 minuti dalla richiesta da parte del **Gestore della rete**;
- vi. capacità di eseguire gli **ordini di dispacciamento** impartiti dal **Gestore della Rete** con le modalità definite di cui agli Allegati A.23, A.34 e A.36 del Codice di Rete.

Non sono considerate idonee ai fini del ridispacciamento, le **UAS** di immissione coincidenti con **UP** funzionalmente connesse a cicli produttivi, per le quali il **Gestore della rete** ha valutato positivamente la richiesta di esenzione dall'abilitazione presentata dal **BSP**, sulla base di documentati limiti tecnici di funzionamento che provino l'impossibilità dell'**UAS** stessa a modificare l'immissione di energia elettrica su richiesta del **Gestore della rete**.

4.4.2 ***Aggregazioni rilevanti ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare***

Il diritto e l'impegno a immettere e prelevare energia dalla **rete** è attribuito al **BRP** in relazione alle **UP, UC, UVI, UVE, UIE e UEE** secondo quanto previsto nel presente paragrafo.

4.4.2.1 *Criteria di significatività per la programmazione*

Si considerano significative ai fini della programmazione tutte le **UP** ad eccezione delle **UPSA** la cui **potenza efficiente netta** risulta non inferiore a 10 MW.

Si considerano significative ai fini della programmazione tutte le **UC** per la cui capacità di prelievo risulta non inferiore a 100 MW.

Le **UI**, **UE**, **UIE** e **UEE** non sono significative ai fini della programmazione.

4.4.2.2 *Tipologie di aggregazioni*

Le aggregazioni⁷ rilevanti ai fini del diritto a immettere e prelevare sono identificate come segue:

- **UAS** abilitate alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e per il ridispacciamento in forma singola di cui al paragrafo 4.4.1.2.1 . Ai fini dell’impegno a immettere e prelevare, si distingue tra **UAS** di immissione (**UAS** coincidenti con **UP**) e di prelievo (**UAS** coincidenti con **UC**);
- **UnAP** di immissione o di prelievo, identificata rispettivamente da una **UP** o da una **UC** che soddisfa tutti i seguenti criteri:
 - è connessa o riconducibile ad un nodo n della **rete rilevante**;
 - non costituisce una **UAS** di immissione (prelievo) e non è sottesa ad una **UVAN**;
 - soddisfa i criteri di significatività per la programmazione riportati al precedente paragrafo 4.4.2.1;
- **UVN** di immissione (prelievo), identificata dall’insieme delle **UP (UC)** che soddisfano tutti i seguenti criteri:
 - sono sottese alla stessa **UVAN**;
 - sono gestite dallo stesso **BRP**; e
 - nel caso di **UVN** di immissione (di prelievo), sono classificate secondo la stessa tipologia di cui al paragrafo 4.3.1.4 (4.3.2.1);

⁷ Le aggregazioni di cui al presente paragrafo sono da considerarsi equivalenti al concetto di punto di dispacciamento.

- **UVZ** di immissione (prelievo), identificata dall'insieme delle **UP (UC)** che soddisfano tutti i seguenti criteri:
 - non costituiscono **UAS** o **UnAP** di immissione (prelievo), né sono incluse in una **UVAN**;
 - sono localizzate nella stessa **zona di offerta**;
 - sono gestite dallo stesso **BRP**; e
 - nel caso di **UVZ** di immissione, sono classificate secondo la stessa tipologia di cui al paragrafo 4.3.1.4 oppure, pur essendo classificate in tipologie diverse, sono **UP** in collaudo; in quest'ultimo caso, le **UP** costituiscono un aggregato **UVZ** distinto limitatamente al periodo di collaudo. Le **UVZ** di immissione, classificate nella tipologia di cui alla lettera (a) della sezione 2.4.3 del **TIDE** (per la fase transitoria del TIDE, tipologia di cui all'articolo 8.2, lettera c), della Delibera 111/06,), e le **UVZ** di prelievo contenenti le **UC** della tipologia di cui alla lettera i. della Sezione 2.5.2 del TIDE (Tipologie delle UC) svolgono il ruolo di saldo rispetto alla posizione netta del **BRP** in esito a **MPE**;
- **UVI e UVE** nel caso di **punti di interconnessione** non associati agli scambi programmati;
- **UEE e UIE** nel caso di **punti di interconnessione** associati agli scambi programmati.

Le **UVZ** e **UVN** sono identificate con la classificazione di Unità Virtuali non Abilitate (**UVnA**).

Infine, si specifica che il **Gestore della rete** classifica gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema come **UAS** o come **UnAP** di immissione in funzione del rispetto o meno dei requisiti per l'abilitazione obbligatoria alla fornitura delle risorse per i **servizi ancillari nazionali globali**.

4.4.3 **Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia**

Le **UP**, **UC**, le **UVI**, le **UVE**, le **UIE** e **UEE** partecipano al **Mercato elettrico a pronti**, per il tramite di portafogli zionali fisici e commerciali secondo quanto previsto nella **Disciplina del Mercato Elettrico**.

4.4.3.1 *Portafogli zionali fisici*

Il **Gestore del Mercato** definisce nella **Disciplina del Mercato Elettrico** le modalità e le tempistiche di creazione dei portafogli zionali fisici.

4.4.3.2 *Portafogli zionali commerciali*

I portafogli zionali commerciali di prelievo sono relativi alle unità commerciali di prelievo (**UCP**) di cui alla sezione 10.3.2 del **TIDE** (Unità Commerciali di Prelievo-UCP). La richiesta di attribuzione in ciascuna **zona di offerta** di una **UCP** da parte del **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento in prelievo** è presentata dal **BRP** al **Gestore della rete**. Nell'ambito delle verifiche propedeutiche alla definizione di una **UCP**, il **Gestore della Rete** verifica, per il tramite del **Gestore del Mercato**, che il **BRP** richiedente:

- i. assuma anche il ruolo di operatore di mercato ai sensi della **Disciplina del Mercato Elettrico** per l'**UCP** oggetto di richiesta; oppure
- ii. abbia delegato un operatore di mercato terzo ad operare sull'**UCP** ai sensi della **Disciplina del Mercato Elettrico**.

In entrambi i casi, il **Gestore della Rete** verifica anche l'univocità tra **BRP**, **zona di offerta** e **UCP**.

Nel solo caso in cui tutte le suddette verifiche abbiano esito positivo, il **Gestore della Rete** attribuisce le **UCP** ai **BRP** richiedenti e ne dà comunicazione al **Gestore del Mercato**.

4.4.3.3 *Portafogli zonalì Commerciali di Stoccaggio*

I portafogli zonalì commerciali di stoccaggio sono relativi alle unità commerciali di stoccaggio (**UCS**) di cui alla sezione 10.3.3 del **TIDE** (Unità Commerciali di Stoccaggio).

La creazione delle **UCS**, per ciascuna **zona di offerta**, operatore di mercato e contratti standard di *time shifting*, è effettuata dal **Gestore della rete** sulla base dell'assegnazione dei prodotti *time shifting* effettuata dal **Gestore del mercato**.

Nell'ambito delle verifiche propedeutiche all'attribuzione delle **UCS**, il **Gestore della rete** verifica che il **BRP** indicato da ciascun operatore di mercato assegnatario di un contratto standard di *time shifting* sia titolare di un **contratto di dispacciamento** in immissione.

Il **Gestore della rete** aggiorna la capacità di immissione e la capacità di prelievo di ciascuna **UCS** per tenere conto delle cessioni dei contratti standard di *time shifting* sul mercato secondario gestito da **Gestore del Mercato**.

4.5 *Informazioni registrate nel GAUDÌ*

4.5.1 *Informazioni relative alle UP*

Il **GAUDÌ** contiene per ciascuna **UP**, le seguenti informazioni:

- i. il **Gestore di UP**;
- ii. la tipologia dell'**UP** come descritto nel paragrafo 4.3.1.4;
- iii. i dati e parametri tecnici delle **sezioni** costituenti l'**UP**, tra cui la **potenza efficiente netta** e la capacità di prelievo come determinate ai sensi di

quanto previsto nel paragrafo 4.3.1.5, per ogni assetto in cui può operare l'**UP**;

- iv. l'indicazione dell'aggregazione rilevante ai fini dell'impegno ad immettere e prelevare, ai sensi del paragrafo 4.4.2, nonché del relativo **BRP**;
- v. la qualificazione per la partecipazione al **MGP**, al **MI** e alla PCE;
- vi. l'indicazione circa l'abilitazione alla fornitura di risorse per il ridispacciamento e/o per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento**. In questo caso, su **GAUDÌ** viene riportato anche l'aggregato rilevante ai fini della fornitura di risorse per il ridispacciamento e/o per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** per cui l'**UP** è abilitata, nonché i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e le tipologie di offerte sul **Mercato per il bilanciamento e ridispacciamento** per i quali l'aggregato è abilitato;
- vii. l'indicazione circa l'abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari** non relativi alla frequenza nonché la tipologia di **servizi ancillari** non relativi alla frequenza per i quali l'**UP** è abilitata;
- viii. [eventuale] l'indicazione del **BSP** responsabile per la fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali**;
- ix. l'informazione sul periodo di collaudo;
- x. l'indicazione circa la priorità di **dispacciamento**, in accordo con la sezione 13.3.7 del **TIDE** (Trattamento delle offerte di pari prezzo);
- xi. [eventuale] ulteriori vincoli tecnici.

Il **Gestore di UP** accede a tutte le informazioni sopra elencate. Il **BRP** accede a tutte le informazioni sopra elencate fatta eccezione per le informazioni di

cui ai precedenti punti vi, vii e viii. Il **BSP** accede a tutte le informazioni fatta eccezione per le informazioni di cui ai precedenti punti iv e x.

Il **Gestore della rete** si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto delle variazioni dei dati tecnici e di effettuare le verifiche.

4.5.2 *Informazioni relative alle UI, UE, UIE e UEE*

Il **GAUDÌ** riporta:

- i. la tipologia dell'unità (**UI, UE, UIE e UEE**);
- ii. la **zona di offerta** di appartenenza;
- iii. i dati e parametri tecnici dell'unità, tra cui la capacità di immissione e la capacità di prelievo come determinate ai sensi di quanto previsto nei precedenti paragrafi 4.3.3.2 e 4.3.4.2;
- iv. la qualificazione per la partecipazione al **MGP**, al **MI** e alla PCE;
- v. l'indicazione del **BRP** responsabile;
- vi. [*eventuale*] ulteriori vincoli tecnici.

Il **Titolare** dell'**UI/UE** e il **BRP** responsabile dell'**UI/UE, UIE/UEE** accedono a tutte le informazioni sopra elencate.

Il **Gestore della rete** si riserva di chiedere rettifiche e/o motivazioni a supporto delle variazioni dei dati tecnici e di effettuare le verifiche, come precedentemente indicato.

4.5.3 Informazioni relative agli aggregati rilevanti ai fini del diritto di immettere e prelevare

4.5.3.1 UAS e UnAP

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UP** abilitata come **UAS** e **UP** identificata come **UnAP**:

- i. le informazioni, ivi inclusa l'informazione sul collaudo, relative all'**UP (UC)** coincidente con la **UAS** di immissione (prelievo) o **UnAP** di immissione (prelievo) fatta eccezione, nel caso di **UP**, per le informazioni di cui ai punti vi), vii), viii) del paragrafo 4.5.1;
- ii. i dati tecnici dell'unità come aggiornati dal **Gestore della rete** sulla base dell'abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari nazionali globali**;

Il **BRP** accede a tutte le informazioni sopra riportate.

4.5.3.2 UVN

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UVN** di immissione (di prelievo):

- i. l'elenco delle **UP (UC)** che compongono la **UVN**;
- ii. l'indicazione dell'**UVAN** associata all'**UVN**;
- iii. nel caso di **UVN** di immissione (prelievo), la tipologia dell'**UVN** come derivata dalla tipologia delle **UP (UC)** sottese;
- iv. i dati tecnici dell'**UVN** come eventualmente aggiornati dal **Gestore della rete** sulla base dell'abilitazione alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali**;
- v. l'indicazione del **BRP**.

Il **BRP** accede a tutte le informazioni sopra elencate fatta eccezione per il punto ii).

4.5.3.3 **UVZ**

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UVZ** di immissione (di prelievo):

- i. l'elenco delle **UP (UC)** presenti all'interno dell'**UVZ** che sono incluse in una **UVAZ**;
- ii. l'indicazione dell'/delle **UVAZ** associata/e all'**UVZ**;
- iii. nel caso di **UVZ** di immissione, l'elenco delle **UP** sottese e la tipologia dell'**UVZ** attribuita secondo quanto previsto al paragrafo 4.4.2.2; nel caso di **UVZ** di prelievo, la tipologia di **UVZ** attribuita secondo quanto al paragrafo 4.3.2.1;
- iv. i dati tecnici dell'**UVZ** come aggiornati dal **Gestore della Rete** sulla base dell'abilitazione alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali**;
- v. l'indicazione del **BRP**.

Il **BRP** accede a tutte le informazioni sopra elencate fatta eccezione del precedente punto ii).

4.5.3.4 **UVI e UVE**

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UVI (UVE)**:

- i. l'elenco delle **UI (UE)** che la compongono;
- ii. i dati tecnici
- iii. l'indicazione del **BRP**.

Il **BRP** accede a tutte le informazioni sopra elencate.

4.5.4 *Informazioni relative agli aggregati ai fini della fornitura di risorse per i servizi ancillari nazionali globali*

4.5.4.1 **UAS**

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UP** abilitata come **UAS**:

- i. le informazioni, ivi inclusa l'informazione sul periodo di collaudo, relative all'**UP** o **UC** coincidente con la **UAS** fatta eccezione per le informazioni di cui ai punti iv), v) e x) del paragrafo 4.5.1;
- ii. i dati tecnici dell'**UAS** come definiti sulla base dei dati tecnici delle **UP** o delle **UC** coincidenti con l'**UAS** e aggiornati dal **Gestore della rete** sulla base dell'abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari nazionali globali** secondo quanto previsto nell'Allegato A.60 del Codice di Rete.

Il **BSP** accede a tutte le informazioni sopra riportate.

4.5.4.2 **UVAN**

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UVAN**:

- i. Il nodo o i nodi limitrofi della **rete rilevante** a cui sono riconducibili le **UP, UC** sottese alla **UVAN**;
- ii. il codice della/e **UVN** che compongono la **UVAN**;
- iii. l'elenco delle **UP (UC)** che compongono ciascuna **UVN** di immissione (di prelievo) sottesa alla **UVAN**;
- iv. nel caso di **UVN** di immissione, la tipologia di appartenenza dell'**UVN** come derivata dalla tipologia delle **UP** sottese;
- v. i dati tecnici dell'**UVAN** come definiti dal **BSP** sulla base dei dati tecnici delle **UP** e delle **UC** sottese all'**UVAN** e aggiornati sulla base dell'abilitazione alla fornitura di risorse per i **servizi ancillari nazionali globali** secondo quanto previsto nell'Allegato A.60 del Codice di Rete;
- vi. il tipo di abilitazione (ridispacciamento e **servizi ancillari nazionali globali** per i quali la **UVAN** risulta abilitata);

vii. l'indicazione del **BSP**.

Il **BSP** accede a tutte le informazioni sopra riportate.

4.5.4.3 UVAZ

Il **GAUDÌ** riporta per ciascuna **UVAZ**:

- i. la **zona di offerta** nazionale di appartenenza;
- ii. il codice delle **UVZ** che ricomprendono le **UP** e/o **UC** incluse nell' **UVAZ**;
- iii. l'elenco delle **UP** e/o **UC** incluse nell'**UVAZ**;
- iv. nel caso di **UVZ** di immissione, la tipologia di appartenenza dell'**UVZ** come derivata dalla tipologia delle **UP** sottese;
- v. i dati tecnici dell'**UVAZ** come definiti dal **BSP** sulla base dei dati tecnici delle **UP** e/o **UC** registrati in **GAUDÌ** e aggiornati sulla base delle abilitazione/qualifica alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali** secondo quanto previsto nell'Allegato A.60 del Codice di Rete;
- vi. i **servizi ancillari nazionali globali** per i quali la **UVAZ** risulta abilitata;
- vii. l'indicazione del **BSP**.

Il **BSP** accede a tutte le informazioni sopra elencate.

4.6 Servizi ancillari nazionali globali

I **servizi ancillari nazionali globali** sono classificati come segue:

- I **servizi ancillari per il bilanciamento**, forniti da **UAS**, **UVAN** e **UVAZ**, così distinti:
 - la **riserva per il contenimento della frequenza**;
 - la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**;
 - la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**;

- la **riserva di sostituzione**; e
- la **riserva ultra-rapida di frequenza**.
- I **servizi ancillari non relativi alla frequenza**, forniti da **UP** e **UC**, così distinti:
 - Il **controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva**;
 - la **fornitura di potenza di corto circuito**;
 - il **mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale**;
 - la **mitigazione delle oscillazioni dinamiche**;
 - il **rifiuto del carico**;
 - il **black start o funzionamento in isola**;
 - il **servizio misto prelievo-immissione**.
- I **servizi di modulazione straordinaria**.

4.6.1 Servizi ancillari per il bilanciamento

Le risorse per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** sono fornite da **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** al fine di contribuire al bilanciamento tra immissioni e prelievi nel **SEN** e garantire il mantenimento della frequenza entro un intervallo di sicurezza.

4.6.1.1 Riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve – FCR)

4.6.1.1.1 Caratteristiche del servizio

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, articolate nella modalità “a salire” e “a scendere”, allo scopo di contribuire alla correzione automatica degli squilibri istantanei tra fabbisogno e immissioni dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso. La correzione degli squilibri è ottenuta tramite l'asservimento delle unità ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza

attiva scambiata con la rete in risposta ad una variazione di frequenza rilevata a livello locale.

La **riserva per il contenimento della frequenza** coincide con l'insieme delle semibande di potenza attiva modulabili in risposta a deviazioni di frequenza in valore assoluto non superiori a 200 mHz, cioè corrispondenti ad un funzionamento del **SEN** in stato normale o stato di allerta⁸. In aggiunta alla **riserva per il contenimento della frequenza** si definisce il supporto al contenimento della frequenza in risposta a deviazioni di frequenza in valore assoluto superiori a 200 mHz, cioè corrispondenti ad un funzionamento del **SEN** in stato di emergenza⁹.

Le risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, indipendentemente dallo stato di funzionamento del **SEN**, devono essere continuamente disponibili e devono essere distribuite all'interno del **SEN** il più uniformemente possibile, affinché la loro azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi al fine di evitare che, in caso di separazioni di rete e formazione di isole elettriche, non vi siano sufficienti risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza** per reagire ai transitori di frequenza.

4.6.1.1.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, sono tecnicamente idonee le **UP** costituite da almeno un **gruppo di generazione sincrono**, un **parco di generazione** o un **sistema di accumulo elettrochimico** dotato di dispositivi automatici di regolazione che soddisfano i requisiti tecnici contenuti in:

- Allegato A.15 al Codice di rete per tutte le risorse;

⁸ Per i Gruppi di generazione soggetti al Capitolo 1C del Codice di Rete, la funzionalità coincide con la fornitura del servizio per il tramite della funzionalità FSM (Frequency Sensitive Mode).

⁹ Per i Gruppi di generazione soggetti al Capitolo 1C del Codice di Rete, la funzionalità coincide con la fornitura del servizio per il tramite della funzionalità LFSM (Limited Frequency Sensitive Mode).

- Capitolo 1 del Codice di rete, paragrafi 1B.5.6.1 e 1B.5.7 ovvero paragrafi 1C.5.3.3 e 1C.5.3.4 per i **gruppi di generazione sincroni**;
- Allegato A.17 al Codice di rete per gli impianti di generazione eolici;
- Allegato A.68 al Codice di rete per gli impianti di generazione fotovoltaici;
- Allegato A.79 al Codice di rete per i **sistemi di accumulo elettrochimico**.

Per i **sistemi di accumulo** diversi da quelli elettrochimici si applicano i medesimi requisiti dei **gruppi di generazione sincroni** previsti nel Capitolo 1C o dei **sistemi di accumulo elettrochimico** previsti nell'Allegato A.79 del Codice in Rete in funzione della tipologia del sottosistema di conversione per l'interfaccia alla rete (i.e. generatore sincrono o convertitore statico), considerando inoltre la specifica tecnologia del sottosistema di accumulo.

4.6.1.1.3 *Obblighi correlati alla fornitura del servizio*

Le **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 costituite da **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.1.2 hanno l'obbligo di fornire risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, erogando il servizio con **SEN** in stato normale o stato di allerta¹⁰.

Possono inoltre fornire risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza** con **SEN** in stato normale o stato di allerta, su richiesta del **BSP**, le **UAS** volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 costituite da **UP** che rispettano i requisiti di cui al precedente paragrafo 4.6.1.1.2 e che siano in grado di variare la propria immissione, in risposta ad una deviazione in valore assoluto di ± 200 mHz, per una potenza non inferiore

¹⁰ Corrispondente a deviazioni di frequenza in valore assoluto non superiori a 200 mHz

ad 1 MW rispettivamente in entrambi i versi di modulazione (“a salire” e “a scendere”).

Per ogni **UAS** abilitata alla fornitura di risorse per la **riserva di contenimento della frequenza**, le **semibande minime** da asservire al dispositivo automatico di regolazione sono definite secondo quanto previsto nel successivo paragrafo 4.6.1.1.7. Per tali unità resta fermo l’obbligo di fornire risorse per la **riserva di contenimento della frequenza** in tutto il campo di funzionamento previsto dalle regole di connessione, compatibilmente con i margini tra il punto di funzionamento e la massima potenza ed energia disponibili in produzione o in assorbimento.

In aggiunta, tutte le **UP** che soddisfano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.1.2, hanno l’obbligo di fornire, compatibilmente con i margini di potenza e di energia disponibili, supporto durante i transitori di frequenza con funzionamento del **SEN** in stato di emergenza¹¹.

4.6.1.1.4 *Meccanismo facoltativo di remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza*¹²

Possono essere ammesse al meccanismo di remunerazione del contributo alla **regolazione primaria di frequenza**, le **UAS** costituite da **UP** idonee alla fornitura di **regolazione primaria**, per le quali risultino soddisfatte le condizioni per l’ammissione da parte del **Gestore della rete** contenute nell’Allegato A.73 “Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza” del Codice di Rete. I relativi oneri, inclusi quelli di installazione delle apparecchiature, di certificazione ed eventuale modifica dell’**impianto di produzione**, sono a carico del **BSP**.

Al riguardo si precisa che:

¹¹ Deviazioni di frequenza in valore assoluto non superiori a 200 mHz.

- il **BSP** di **UAS** ammesse al suddetto meccanismo di remunerazione è responsabile del corretto funzionamento dell'apparecchiatura installata, nonché della veridicità ed accuratezza dei dati comunicati al **Gestore della rete**, relativi al calcolo dell'energia associata, e di tutti gli obblighi indicati nell'Allegato A.73;
- Il **Gestore della rete** si riserva la facoltà di eseguire i controlli e le verifiche secondo le modalità descritte nell'Allegato A.73;
- Nell'ambito dei controlli e delle verifiche di cui al precedente punto, il **BSP** titolare di **UAS** ammesse al suddetto meccanismo di remunerazione è tenuto a consentire al **Gestore della rete** l'effettuazione di test da remoto per la verifica della presenza della regolazione primaria secondo quanto specificato nell'Allegato A.73.

L'ammissione al meccanismo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza avviene secondo le seguenti modalità:

- il **BSP** interessato presenta tramite il portale **GAUDI'** la richiesta di ammissione per ogni **UAS**, fornendo al **Gestore della rete** i parametri necessari alla sua caratterizzazione e la certificazione da parte di un istituto accreditato secondo quanto previsto nell'Allegato A.73;
- il **Gestore della rete** verifica la documentazione ricevuta e comunica al **BSP**, tramite il portale **GAUDI'**, la data a partire dalla quale è effettiva l'ammissione al meccanismo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza per ogni singola **UAS**, ovvero le motivazioni per le quali l'**UAS** non può essere ammessa al suddetto meccanismo; nel caso in cui il **Gestore della rete** riscontri una condotta non conforme o in caso di esito negativo dei test effettuati ai sensi dell'Allegato A.73, il **Gestore della rete** revoca l'ammissione dell'**UAS** al suddetto meccanismo. In tali casi, il **BSP** può ripresentare la richiesta di ammissione solo una volta decorsi 365 giorni da tali riscontri.

4.6.1.1.5 *Procedura di abilitazione*

Le **UAS**¹³ di immissione abilitate alla fornitura di risorse per **riserva per il contenimento della frequenza** sono abilitate sulla base dei dati tecnici contenuti nel sistema **GAUDÌ**, secondo quanto definito al paragrafo 4.4.1.2.4.

4.6.1.1.6 *Perimetro di erogazione del servizio*

La **riserva per il contenimento della frequenza** è erogata sui perimetri di erogazione del servizio coincidenti alternativamente con:

- i. la **zona di offerta** Sardegna e l'aggregato delle altre **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al Codice di Rete ad eccezione della Sardegna, quando la Sicilia è in sincronismo con il Continente;
- ii. la **zona di offerta** Sardegna, la **zona di offerta** Sicilia e l'aggregato delle altre **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al Codice di Rete ad eccezione della Sardegna e della Sicilia, quando la Sicilia non è in sincronismo con il Continente

4.6.1.1.7 *Modalità di erogazione del servizio*

Il servizio per il **contenimento della frequenza** è erogato dalle **UAS** di immissione obbligatoriamente o volontariamente abilitate al servizio per il **contenimento della frequenza**.

Per tutte le **UAS** di immissione obbligatoriamente o volontariamente abilitate alla fornitura del servizio e connesse in parallelo con la **RTN** valgono i seguenti obblighi:

¹³ Le UP abilitate a MSD alla data di entrata in vigore del presente documento sono abilitate in qualità di UAS.

- nella **zona di offerta** Sardegna, il **BSP** deve asservire al dispositivo automatico di regolazione delle **semibande** minime di potenza non inferiori a $\pm 10\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**;
- nella **zona di offerta** Sicilia, il **BSP** deve asservire al dispositivo automatico di regolazione delle **semibande** minime di potenza non inferiori a $\pm 10\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**, negli **ISP** in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente, e non inferiori a $\pm 1,5\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**, negli **ISP** in cui non è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente;
- nelle **zone di offerta** ad eccezione della Sardegna e della Sicilia, il **BSP** deve asservire al dispositivo automatico di regolazione delle **semibande** minime di potenza non inferiori a $\pm 1,5\%$ ¹⁴ della **potenza efficiente netta** della **UAS**.

Relativamente alle **UAS** coincidenti con **UP** costituite da soli **sistemi di accumulo** elettrochimico¹⁵, con riferimento a ciascun **ISP** in cui dette risorse sono disponibili al **bilanciamento** e ridispacciamento, esse devono:

- Indipendentemente dallo stato di funzionamento del **SEN**, garantire un margine minimo di energia pari a 15 minuti di attivazione corrispondente alle seguenti **semibande**:
 - nella **zona di offerta** Sardegna, $\pm 2,5\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**;
 - nella **zona di offerta** Sicilia, $\pm 2,5\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**, negli **ISP** in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente, e $\pm 1,5\%$ della **potenza**

¹⁴ Si precisa che tale riserva minima obbligatoria non coincide con il contributo di potenza associato alla deviazione di frequenza della piena attivazione delle FCR (*FCR Full Activation Frequency Deviation*).

¹⁵ Si precisa che la modalità di erogazione del servizio di regolazione descritto non concorre al fabbisogno di capacità di riserva FCR ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485.

- efficiente netta** della **UAS**, negli **ISP** in cui non è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente;
- nelle altre **zone di offerta** ad eccezione della Sardegna e della Sicilia, $\pm 1,5\%$ della **potenza efficiente netta** della **UAS**.
- Inoltre, quando il **SEN** non si trova nello stato normale di funzionamento, garantire un ulteriore margine di energia pari a 30 minuti di attivazione corrispondente alle **semibande minime** sopra menzionate.

Le risorse ad energia limitata facenti parte di **UAS** coincidenti con **UP** costituite sia da **sistemi di accumulo** elettrochimico¹⁶ che da altri **gruppi di generazione**, con riferimento a ciascun periodo in cui dette risorse sono disponibili al bilanciamento e ridispacciamento, devono, in linea con l'art. 156 del Regolamento (UE) 2017/1485:

- Quando il **SEN** si trova nello stato normale di funzionamento, garantire una regolazione proporzionale all'errore di frequenza secondo quanto specificato nell'Allegato A.79 del Codice di Rete, senza limiti di tempo, in rapporto alla **potenza efficiente** di **UP**;
- Quando il **SEN** esce dallo stato normale di funzionamento, garantire un margine minimo di energia pari a:
 - In caso di variazioni di frequenza pari ad almeno 200 mHz, 30 minuti di completa attivazione della corrispondente risposta in potenza su base **potenza efficiente** di **UP**, ai sensi dell'Allegato A.79 del Codice di Rete; oppure

¹⁶ Analogamente al caso di UP costituite da soli sistemi di accumulo elettrochimico, si precisa che la modalità di erogazione della regolazione primaria descritta non concorre al fabbisogno di capacità di riserva FCR ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485.

- In caso di deviazioni di frequenza inferiori a 200 mHz, per un periodo di tempo equivalente¹⁷;
- Qualora il margine in potenza tra il punto di funzionamento e la massima potenza disponibile in produzione o in assorbimento sia inferiore alla completa attivazione della **FSM** (B_{FSM}) su base **potenza efficiente** di **UP**, garantire in ogni caso una riserva di energia pari a 30 minuti di completa attivazione della **FSM** (B_{FSM}). In caso di deviazioni di frequenza di entità minore rispetto a quelle che richiedono l'attivazione completa della **FSM** (B_{FSM}), l'attivazione deve essere garantita per un periodo di tempo equivalente.

Si precisa inoltre che i **BSP** delle **UAS** ad energia limitata, a seguito dell'eventuale esaurimento delle riserve di energia sopra menzionate, devono garantire il ripristino di dette riserve di energia entro 2 ore dal rientro del **SEN** nello stato normale di funzionamento.

Per le unità da fonte eolica, solare o costituite da sistemi di accumulo inverter-based, ai fini dei requisiti prestazionali e degli obblighi di riserva durante l'esercizio, il **BSP** ha facoltà di utilizzare la Potenza Nominale Disponibile (Pnd) come definita nell'Allegato A.15 al Codice di Rete al posto della **potenza efficiente netta**.

Infine, nel caso di **UAS** di immissione abilitate alla fornitura di risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, le **semibande minime** possono essere ridistribuite tra i **gruppi di generazione** costituenti l'**UP** sottostante la **UAS** con le seguenti modalità:

- Per le **UP** di tipo termoelettrico tradizionale o ripotenziato costituite da più **gruppi di generazione**, le **semibande minime** obbligatorie

¹⁷ A titolo esemplificativo, una variazione di frequenza pari a 100mHz comporterebbe la fornitura di un contributo di regolazione pari al 50% della completa attivazione. Tale contributo dovrebbe quindi essere sostenuto per il doppio del tempo, ovvero 60 minuti.

dovranno essere calcolate con riferimento alla **potenza efficiente netta** dell'assetto dell'**UP**. È possibile ridistribuire le **semibande minime** tra i **gruppi di generazione** costituenti l'**UP**, fermo restando il totale complessivamente calcolato per l'assetto.

- Per i moduli a ciclo combinato, se la turbina a vapore non partecipa alla fornitura di risorse per la **riserva per il contenimento della frequenza**, le **semibande minime** obbligatorie dovranno essere elaborate dalla sola sezione turbogas e calcolate con riferimento alla **potenza efficiente netta** dell'assetto dell'**UP**. Nel caso di moduli a ciclo combinato costituiti da due turbogas associati ad un'unica turbina a vapore, è possibile scegliere, in caso di funzionamento con entrambi i turbogas, di fornire le **semibande minime** per la **riserva per il contenimento della frequenza** solo con un gruppo turbogas, oppure ripartire le **semibande minime** tra le due macchine;
- Per le **UP** idroelettriche e per le **UP** costituite da almeno un **sistema di accumulo elettrochimico**, le **semibande minime** sono definite a partire dalla **potenza efficiente netta** risultante dal numero dei generatori in servizio, se l'**UP** è costituita da più generatori;

4.6.1.2 *Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR)*

4.6.1.2.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, articolata nella modalità “a salire” e nella modalità “a scendere”, allo scopo di compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del **SEN** al tempo reale, riportando gli scambi di potenza alla frontiera ai valori programmati e contribuendo al ristabilimento della frequenza europea.

La costituzione dei margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** è ottenuta tramite operazioni di **ridispacciamento** delle **UAS** e delle **UVAN** abilitate al servizio.

L'attivazione dei margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** è una funzione automatica eseguita da un regolatore centralizzato presente nel **sistema di controllo** in linea del **Gestore della Rete**, in grado di modulare lo scambio di potenza attiva con la rete da parte delle **UAS** di immissione e **UVAN** abilitate alla fornitura del servizio sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal **Gestore della Rete** stesso, prendendo come riferimento il programma di immissione o prelievo delle **UAS** e delle **UVAN**. La Sardegna e, quando non in sincronismo con il Continente, anche la Sicilia, effettuano localmente la funzione di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**.

4.6.1.2.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini dell'abilitazione alla fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** le **UAS** di immissione e le **UVAN** devono rispettare i requisiti tecnici specificati nel seguito.

Con riferimento alle **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, ai fini della fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, il **BSP** è tenuto ad indicare in **GAUDÌ** almeno un assetto dell'**UAS** avente **semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire e a scendere non inferiori a 3 MW. Le **semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire e a scendere indicate dal **BSP** in **GAUDÌ** devono assumere lo stesso valore.

Con riferimento alle **UAS** di immissione volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 e alle **UVAN**, ai fini della fornitura di risorse per

la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, il **BSP** è tenuto ad indicare in **GAUDÌ** almeno un assetto dell'**UAS** o dell'**UVAN** avente **semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire e/o a scendere non inferiori a 3 MW. Laddove il **BSP** richieda l'abilitazione sia a salire che a scendere, le **semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire e a scendere indicate dal **BSP** in **GAUDÌ** devono assumere lo stesso valore.

Il **BSP** ha l'obbligo per ciascuna **UAS** e **UVAN** abilitata alla fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** nella sua titolarità di:

- i. disporre di un apposito apparato di elaborazione del segnale di livello trasmesso dal **Gestore della rete**;
- ii. mettere a disposizione del **Gestore della rete** il telesegnale di stato della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**;
- iii. essere in grado di sostenere l'immissione o il prelievo richiesto per una durata minima 15 minuti.

Le specifiche tecniche funzionali degli apparati di cui ai precedenti punti (i) e (ii) sono dettagliate nell'Allegato A.15, nell'Allegato A.6 e nell'Allegato A.13 del Codice di Rete. Le modalità di erogazione del servizio da parte delle **UVAN** sono riportate nell'Allegato A.81 del Codice di Rete.

4.6.1.2.3 *Obblighi correlati alla fornitura del servizio*

Le **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 costituite da **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.2.2 hanno l'obbligo di fornire risorse per la **riserva per il ripristino**

della frequenza ad attivazione automatica, previo superamento delle prove di prequalifica indicate al paragrafo 4.6.1.2.4.

Sono escluse dall'obbligo di abilitazione alla fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** le **UAS** di immissione coincidenti con **UP** funzionalmente connesse a cicli produttivi, per le quali il **Gestore della rete** ha valutato positivamente la richiesta di esenzione dall'abilitazione presentata dal **BSP**, sulla base di documentati limiti tecnici di funzionamento che provino l'impossibilità dell'**UAS** stessa a modificare l'immissione di energia elettrica su richiesta del **Gestore della rete**.

Possono inoltre fornire risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** su base volontaria tutte le **UAS** volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 e le **UVAN** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.2.2, previo superamento delle prove di prequalifica indicate al paragrafo 4.6.1.2.4.

4.6.1.2.4 *Procedura di abilitazione*

Al momento della prima abilitazione al servizio, è richiesta l'esecuzione di specifiche prove reali per confermare le caratteristiche tecniche e la conformità dell'**UAS** di immissione o dell'**UVAN** alle prescrizioni contenute nel presente paragrafo.

Tali prove non devono essere svolte con riferimento alle **UAS** corrispondenti ad **UP** già abilitate alla data di entrata in vigore del presente Capitolo.

I risultati, comprensivi delle registrazioni delle prove, dovranno essere contenuti in una relazione dettagliata e forniti al **Gestore della rete**, il quale potrà richiedere la ripetizione e/o svolgimento di ulteriori prove in caso di riscontri parziali o non totalmente soddisfacenti delle prove svolte ai fini della verifica della corretta erogazione del servizio.

Le prove di prequalifica, necessarie per l'abilitazione al servizio, sono descritte nell'Allegato A.15 per le **UAS** di immissione e nell'Allegato A. 81 del Codice di Rete per le **UVAN**.

Tali prove dovranno essere ripetute in autonomia, a partire dalla prima abilitazione, ogni 3 anni e in occasione della sostituzione di parti costituenti la catena di controllo o regolazione o su richiesta del **Gestore della rete** laddove fossero riscontrati comportamenti anomali nella fornitura del servizio.

Il **Gestore della rete** si riserva la possibilità di richiedere di presenziare direttamente o per il tramite di un soggetto delegato all'esecuzione dei sopracitati test.

4.6.1.2.5 *Perimetro di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della rete** approvvigiona le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica per perimetri di approvvigionamento del servizio** coincidenti alternativamente con¹⁸:

- i. la **zona di offerta** Sardegna e l'aggregato delle altre **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 ad eccezione della Sardegna, quando la Sicilia è in sincronismo con il Continente;
- ii. la **zona di offerta** Sardegna, la **zona di offerta** Sicilia e l'aggregato delle altre **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 ad eccezione della Sardegna e della Sicilia, quando la Sicilia non è in sincronismo con il Continente.

¹⁸ Il Gestore della rete può approvvigionarsi delle risorse su base anche nodale qualora la struttura o le condizioni di rete non consentono l'approvvigionamento su base multizonale.

4.6.1.2.6 *Modalità di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della Rete** approvvigiona le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**:

- predisponendone gli opportuni margini nell'ambito del **MSD**, attraverso la selezione delle offerte per il prodotto **Altri Servizi** presentate dai **BSP** titolari di **UAS** e **UVAN**. I margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** approvvigionati sul **MSD** possono inoltre essere rivalutati nell'ambito del processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della rete** alla **Piattaforma aFRR**.
- effettuando azioni di bilanciamento prioritariamente in esito alla selezione delle offerte per il **prodotto standard aFRR** sulla **Piattaforma aFRR** e, in caso di disconnessione del **Gestore della Rete** dalla **Piattaforma aFRR**, sul **MB**.

4.6.1.3 *Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR)*

4.6.1.3.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, articolata nella modalità “a salire” e nella modalità “a scendere”, allo scopo di ribilanciare gli scambi dell'area LFC italiana al valore programmato e ristabilire la frequenza al valore di programma.

La costituzione dei margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** è ottenuta tramite operazioni di **ridispacciamento** delle **UAS** e **UVAN** abilitate al servizio.

L'attivazione dei margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** è ottenuta tramite l'esecuzione manuale di **ordini di dispacciamento** impartiti dal **Gestore della rete** ai **BSP** titolari delle **UAS** e **UVAN** abilitate al servizio, prendendo come riferimento il programma di immissione o prelievo delle **UAS** e delle **UVAN** o la baseline delle **UVAZ**.

4.6.1.3.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini dell'abilitazione per la fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, le **UAS**, le **UVAN** e le **UVAZ** devono rispettare i seguenti requisiti tecnici:

- i. Capacità di modulare, per il servizio in oggetto, la potenza attiva per almeno 1 MW a salire o a scendere;
- ii. Capacità di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente di almeno $\pm 0,67$ MW al minuto;
- iii. Capacità di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente variabile in funzione della quantità attivata e della durata del comando;
- iv. Essere in grado di sostenere l'immissione o il prelievo richiesto per una durata minima 15 minuti;
- v. Avere un tempo di risposta, come definito nell'Allegato A.60 al Codice di Rete, non superiore a 1,5 minuti dalla richiesta da parte del **Gestore della rete**;
- vi. Capacità di eseguire gli **ordini di dispacciamento** impartiti dal **Gestore della Rete** con le modalità definite di cui agli Allegati A.23, A.34 e A.36 del Codice di Rete.

4.6.1.3.3 *Obblighi correlati alla fornitura del servizio*

Le **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 costituite da **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.3.2 hanno l'obbligo di fornire risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**.

Sono escluse dall'obbligo di fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR)** le **UAS** di immissione coincidenti con **UP** funzionalmente connesse a cicli produttivi¹⁹, per le quali il **Gestore della rete** ha valutato positivamente la richiesta di esenzione dall'abilitazione presentata dal **BSP**, sulla base di documentati limiti tecnici di funzionamento che provino l'impossibilità dell'**UAS** stessa a modificare l'immissione di energia elettrica su richiesta del **Gestore della rete**.

Possono inoltre fornire risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** su base volontaria tutte le **UAS** volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, le **UVAN** e le **UVAZ** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.3.2

4.6.1.3.4 *Procedura di abilitazione*

Le **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 sono automaticamente abilitate al servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** sulla base dei dati tecnici contenuti nel sistema **GAUDI**, secondo quanto definito al paragrafo 4.4.1.2.4, e sulla base dei quali viene verificato il gradiente minimo di cui al paragrafo 4.6.1.3.2 e definito il gradiente massimo utilizzabile per gli **ordini di dispacciamento**.

¹⁹ Incluse le UP di cogenerazione ad alto rendimento alimentate da fonti non rinnovabili

Ai fini dell'abilitazione volontaria alla fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, le **UAS** volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, le **UVAN** e le **UVAZ** sono tenute ad eseguire le prove tecniche di abilitazione come previsto al paragrafo 4.4.1.2.4 punto iv, in conformità a quanto descritto nel seguito:

- propedeuticamente all'esecuzione delle prove tecniche, si richiede al **BSP** di verificare il corretto funzionamento degli strumenti e apparati necessari alla ricezione degli **ordini di dispacciamento** e all'invio delle misure associate all'immissione/prelievo totale dell'unità;
- deve essere eseguita una prova tecnica per ogni verso di modulazione ("a salire" e/o "a scendere") per cui il **BSP** richiede l'abilitazione;
- per ciascuna prova tecnica il **BSP** è tenuto a comunicare al **Gestore della rete** le seguenti informazioni:
 - codice dell'**UAS** di immissione, dell'**UAS** di prelievo, dell'**UVAN** o dell'**UVAZ**;
 - potenza di modulazione per cui si richiede l'abilitazione;
 - verso di modulazione ("a salire" o "a scendere");
 - finestra di disponibilità²⁰;
 - eventuale presenza di carichi sottesi qualificati al servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire;
- il **Gestore della rete** invia alla **UAS**, **UVAN** o **UVAZ** una richiesta di inizio della modulazione e una di fine della modulazione, entrambe ricomprese all'interno della finestra di disponibilità di cui al punto precedente;
- la prova tecnica ha esito positivo se lo scarto medio tra la misura associata all'unità, fornita tramite i **sistemi di controllo** del **Gestore**

²⁰ L'inizio della finestra di disponibilità non può essere precedente al terzo giorno lavorativo successivo alla data di richiesta di svolgimento della prova tecnica. Inoltre, il BSP non può presentare una nuova richiesta di svolgimento di prova tecnica con riferimento a unità per la quale il Gestore di rete non abbia già comunicato l'esito di una prova tecnica precedentemente effettuata sulla medesima unità.

della rete, e la potenza definita nella richiesta di inizio modulazione risulta essere inferiore al 10%²¹.

4.6.1.3.5 *Perimetro di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della rete** approvvigiona le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** su perimetri di approvvigionamento del servizio coincidenti con le **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 del Codice di Rete.

4.6.1.3.6 *Modalità di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della rete** approvvigiona le risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** sul **Mercato per il bilanciamento** e il ridispacciamento:

- i. predisponendone gli opportuni margini sul **MSD** attraverso la selezione delle offerte per il prodotto **Altri Servizi** presentate dai **BSP** delle **UAS** e **UVAN**. Tale selezione viene fatta tenuto conto della disponibilità delle **UVAZ** e dei relativi prezzi di offerta;
- ii. effettuando azioni di bilanciamento tramite la selezione delle offerte sottomesse per il prodotto **Altri Servizi** dalle **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** sul **MB**.

4.6.1.4 *Riserva di sostituzione (Replacement Reserve)*

4.6.1.4.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della Rete** utilizza le risorse per la **riserva di sostituzione**, articolata nella modalità “a salire” e nella modalità “a scendere”, allo scopo di sostituire le risorse movimentate al fine di compensare gli scarti tra

²¹ In percentuale della potenza definita nella richiesta di inizio modulazione

fabbisogno e immissioni del **SEN** e ricostituire i margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**.

La costituzione dei margini di **riserva di sostituzione** è ottenuta tramite operazioni di **ridispacciamento** delle **UAS** e **UVAN** abilitate al servizio.

L'attivazione dei margini di **riserva di sostituzione** è ottenuta tramite l'esecuzione manuale di **ordini di dispacciamento** impartiti dal **Gestore della rete** ai **BSP** titolari delle **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** abilitate al servizio.

4.6.1.4.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini dell'abilitazione per la fornitura di risorse per la **riserva di sostituzione**, le **UAS**, le **UVAN** e le **UVAZ** devono rispettare i seguenti requisiti tecnici:

- i. Capacità di modulare, per il servizio in oggetto, la potenza attiva per almeno 1 MW a salire o a scendere;
- ii. Capacità di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente di almeno $\pm 0,08$ MW al minuto;
- iii. Essere in grado di sostenere l'immissione o il prelievo richiesto per una durata minima di 15 minuti;
- iv. Avere un tempo di risposta, come definito nell'Allegato A.60 al Codice di Rete, non superiore a 1,5 minuti dalla richiesta da parte del **Gestore della Rete**;
- v. Capacità di eseguire gli **ordini di dispacciamento** impartiti dal **Gestore della Rete** con le modalità definite di cui agli Allegati A.23, A.34 e A.36 del Codice di Rete.

4.6.1.4.3 *Obblighi correlati alla fornitura del servizio*

Le **UAS** obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 costituite da **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.4.2 hanno l'obbligo di fornire risorse per la **riserva di sostituzione**.

Sono escluse dall'obbligo di abilitazione alla fornitura di risorse per la **riserva di sostituzione** le **UAS** di immissione coincidenti con **UP** funzionalmente connesse a cicli produttivi, per le quali il **Gestore della rete** ha valutato positivamente la richiesta di esenzione dall'abilitazione presentata dal **BSP**, sulla base di documentati limiti tecnici di funzionamento che provino l'impossibilità dell'**UAS** stessa a modificare l'immissione di energia elettrica su richiesta del **Gestore della rete**.

Possono inoltre fornire risorse per la **riserva di sostituzione** su base volontaria tutte le **UAS** volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, le **UVAN** e le **UVAZ** che rispettano i requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.1.4.2.

4.6.1.4.4 *Procedura di abilitazione*

Le **UAS**²² di immissione obbligatoriamente abilitate alla **riserva di sostituzione** sono automaticamente abilitate sulla base dei dati tecnici contenuti nel sistema **GAUDI**, secondo quanto definito al paragrafo 4.4.1.2.4, e sulla base dei quali viene verificato il gradiente minimo di cui al paragrafo 4.6.1.4.2 e definito il gradiente massimo utilizzabile per gli ordini di dispacciamento.

Ai fini dell'abilitazione volontaria alla **riserva di sostituzione**, le **UAS** di immissione non obbligatoriamente abilitate, le **UAS** di prelievo, le **UVAN** e le

²² Le **UP** abilitate a MSD alla data di entrata in vigore del presente documento sono abilitate in qualità di **UAS** di immissione.

UVAZ sono tenute ad eseguire prove tecniche di abilitazione di cui al paragrafo 4.4.1.2.4 punto iv, in conformità a quanto descritto nel seguito:

- propedeuticamente all'esecuzione delle prove tecniche, si richiede al **BSP** di verificare il corretto funzionamento degli strumenti e apparati necessari alla ricezione degli **ordini di dispacciamento** e all'invio delle misure associate all'immissione/prelievo totale dell'unità;
- deve essere eseguita una prova tecnica per ogni verso di modulazione ("a salire" e/o "a scendere") per cui il **BSP** richiede l'abilitazione;
- per ciascuna prova tecnica il **BSP** è tenuto a comunicare al **Gestore della rete** le seguenti informazioni:
 - codice dell'**UAS** di immissione, dell'**UAS** di prelievo, dell'**UVAN** o dell'**UVAZ**;
 - potenza di modulazione per cui si richiede l'abilitazione;
 - verso di modulazione ("a salire" o "a scendere");
 - finestra di disponibilità²³;
 - eventuale presenza di carichi sottesi qualificati al servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire.
- il **Gestore della rete** invia alla **UAS**, **UVAN** o **UVAZ** una richiesta di inizio della modulazione e una di fine della modulazione, entrambe ricomprese all'interno della finestra di disponibilità di cui al punto precedente;
- la prova tecnica ha esito positivo se lo scarto medio tra la misura associata all'unità, fornita tramite i **sistemi di controllo** del **Gestore della rete**, e la potenza definita nella richiesta di inizio modulazione risulta essere inferiore al 10%²⁴.

²³ L'inizio della finestra di disponibilità non può essere precedente al terzo giorno lavorativo successivo alla data di richiesta di svolgimento della prova tecnica. Inoltre, il BSP non può presentare una nuova richiesta di svolgimento di prova tecnica con riferimento a unità per la quale il Gestore di rete non abbia già comunicato l'esito di una prova tecnica precedentemente effettuata sulla medesima unità.

²⁴ In percentuale della potenza definita nella richiesta di inizio modulazione.

4.6.1.4.5 *Perimetro di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della rete** approvvigiona le risorse per la **riserva di sostituzione** su **perimetri di approvvigionamento del servizio** coincidenti con le **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 del Codice di Rete.

4.6.1.4.6 *Modalità di approvvigionamento del servizio*

Il **Gestore della rete** approvvigiona le risorse per la **riserva di sostituzione** sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**:

- i. Predisponendone gli opportuni margini
 - a) sul **MSD** attraverso la selezione delle offerte per il prodotto **Altri Servizi** presentate dai **BSP** delle **UAS** e **UVAN**. Tale selezione viene fatta tenuto conto della disponibilità attesa delle **UVAZ** e dei relativi prezzi di offerta,
 - b) tramite le procedure di cui all'Allegato A.77 del Codice di Rete, qualora il **Gestore della Rete** preveda il verificarsi di particolari condizioni di criticità tali per cui la disponibilità delle risorse per la **riserva terziaria di sostituzione** in esito al **MSD** non consentirebbe l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- ii. Effettuando azioni di bilanciamento:
 - a) tramite la selezione delle offerte sottomesse per il prodotto **Altri Servizi** dalle **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** sul **MB**.

4.6.1.5 *Riserva ultra-rapida di frequenza*

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per il servizio di **riserva ultra-rapida di frequenza** al fine di ottimizzare la risposta dinamica del **SEN** nei primi istanti durante i transitori di frequenza. Il servizio di **riserva ultra-rapida di**

frequenza opera in sinergia con il servizio di **riserva per il contenimento della frequenza** e con le misure per assicurare l'inerzia per la stabilità della rete locale al fine di garantire la stabilità dinamica della frequenza.

La fornitura di risorse per la **riserva ultra-rapida di frequenza** consiste nel rendere disponibile al **Gestore della rete** delle semibande di potenza attiva asservite ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento rispetto al programma di immissione o prelievo dell'unità, in risposta ad una variazione di frequenza rilevata a livello locale o alla ricezione di un set-point di pilotaggio inviato dal **Gestore della rete**.

Il servizio è erogato dalle Fast Reserve Units contrattualizzate nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel che sono automaticamente abilitate dal **Gestore della rete** in qualità di **UAS** o **UVA** alla fornitura di risorse per la **riserva ultra-rapida di frequenza**, con le modalità e condizioni previste nell'ambito del progetto pilota, fino al termine della suddetta contrattualizzazione. Rimane inteso che, successivamente a tale termine, le **UAS** e le **UVAN/UVAZ** di cui sopra sono abilitate alla fornitura di risorse per la **riserva ultra-rapida di frequenza** previa richiesta di di abilitazione al servizio.

Il **Gestore della rete** si riserva di approvvigionare ulteriori risorse per la **riserva ultra-rapida di frequenza**, tramite procedure competitive non discriminatorie. L'approvvigionamento di ulteriori risorse per la **riserva ultra-rapida di frequenza** verrà disciplinato in un apposito Regolamento contenente i requisiti tecnici e di partecipazione alle procedure di approvvigionamento, la procedura di qualifica al servizio nonché le modalità di svolgimento delle procedure competitive.

4.6.2 **Servizi ancillari non relativi alla frequenza**

4.6.2.1 *Controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla Rete di Trasmissione Nazionale*

4.6.2.1.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per il controllo dei profili di tensione e dei flussi di **potenza reattiva** sulla **RTN** allo scopo di garantire che i livelli di tensione sulla **RTN** siano mantenuti entro valori ammissibili per il normale funzionamento dei componenti, oltreché compatibili con le esigenze di sicurezza del **SEN**.

Il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di **potenza reattiva** sulla **RTN** si articola in:

- i. riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni;
- ii. riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni;
- iii. riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite impianti inverter based;
- iv. riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC

Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni

La fornitura di risorse per la **regolazione primaria di tensione** si articola in:

- Riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di unità di generazione**;
- Riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di centrale**.

Per le **UP** caratterizzate dalla presenza di generatori sincroni, la fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di gruppo** consiste nell'asservire la produzione o l'assorbimento di **potenza reattiva** di ciascun **gruppo di generazione** di cui è composta l'**UP** ad un dispositivo automatico di **regolazione** in grado di modulare la **potenza reattiva** scambiata tra ciascun **gruppo di generazione** e la rete sulla base dello scostamento della tensione ai morsetti del medesimo **gruppo di generazione** rispetto ad un valore di riferimento.

Per tutte le **UP** in servizio appartenenti alla medesima **centrale**, la fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione di centrale** consiste nell'asservire la produzione o l'assorbimento di **potenza reattiva** di tutti i **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale** ad un dispositivo automatico di **regolazione** in grado, agendo sul valore di riferimento di tensione, di modulare la **potenza reattiva** scambiata tra ciascuno di tali **gruppi di generazione** e la rete sulla base dello scostamento della tensione sulle sbarre **AT** della **centrale** di produzione.

Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni

Per tutte le **UP** in servizio appartenenti alla medesima **centrale**, la fornitura di risorse per il servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** consiste nell'asservire la produzione o l'assorbimento di **potenza reattiva** di tutti i **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale** ad un dispositivo automatico di **regolazione** centralizzato in grado di modulare la **potenza reattiva** scambiata tra ciascuno di tali **gruppi di generazione** e la rete sulla base dello scostamento della tensione su alcuni nodi predefiniti dal **Gestore della rete** (nodi pilota).

Riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite impianti inverter based

Per tutte le **UP** caratterizzate da generazione inverter based, la fornitura di risorse per il servizio di **riserva reattiva** per la **regolazione di tensione e potenza reattiva** tramite **impianti** inverter based consiste nell'asservire la produzione o l'assorbimento di **potenza reattiva** dell'impianto inverter based ad un dispositivo automatico di **regolazione** in grado di modulare in maniera continua la **potenza reattiva** erogata o assorbita dall'impianto, compatibilmente con le modalità di controllo previste per l'impianto, in base alle regole tecniche di connessione, vale a dire a seconda della tipologia di impianto e della data di entrata in esercizio secondo le seguenti modalità:

- secondo una curva caratteristica $Q=f(\Delta V)$ per cui l'erogazione o l'assorbimento di **potenza reattiva** da parte dell'**impianto** avverrà in maniera proporzionale allo scarto $\Delta V\%$ presente fra il set-point impostato e il valore di tensione di sbarra misurato, calcolato rispetto alla V_n (regolazione di tensione in anello aperto);
- sulla base dello scostamento della tensione al **punto di connessione** rispetto ad un valore di riferimento (regolazione di tensione in anello chiuso);
- sulla base dello scostamento della potenza reattiva scambiata al **punto di connessione** rispetto ad un valore di riferimento (regolazione di potenza reattiva in anello chiuso).

In aggiunta alle modalità di erogazione del servizio descritte nei paragrafi sopra menzionati, il **Gestore della Rete** può avvalersi dell'uso di sistemi di compensazione installati presso impianti terzi, quali cabine primarie o impianti di utenza, anche ai fini della costituzione degli opportuni margini di **potenza reattiva**.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC

Per le **UC**, dotate di un sistema di compensazione che consenta una regolazione continua della tensione, la fornitura di risorse per il servizio di **riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva** consiste nell'asservire quest'ultimo alla regolazione della tensione della **RTN** secondo modalità di controllo e di gestione concordate con il **Gestore della Rete**.

4.6.2.1.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per il controllo dei profili di tensione e dei flussi di **potenza reattiva** sulla **RTN**, sono idonee le risorse che rispettano i requisiti tecnici di seguito specificati.

Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

Sono idonei al servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** le **UP** i cui **gruppi di generazione** soddisfano i requisiti tecnici di connessione di cui al Capitolo 1, Sezioni 1B.5.6.2 e 1B.5.8 ovvero Sezioni 1C.5.4.2 e 1C.5.4.3.

Per l'idoneità al servizio di riserva reattiva per la **regolazione primaria di tensione** di **centrale**, ciascuna **centrale** deve essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) conforme alle specifiche riportate nei documenti di cui sopra e nell'Allegato A.16 "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" del Codice di Rete. Nel caso in cui una stessa **centrale** sia dotata sia di risorse tradizionali che di risorse inverter based, è necessario che il controllo di tali risorse sia coordinato.

Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

Tutte le **UP** appartenenti alla medesima **centrale** caratterizzate da **gruppi di generazione** idonei al servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione** devono soddisfare i requisiti tecnici riportati nell'Allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione" del Codice di Rete.

Le caratteristiche dei dispositivi di **regolazione** devono inoltre essere conformi alle disposizioni contenute nelle Regole tecniche di connessione.

Per la partecipazione al servizio di riserva reattiva per la **regolazione secondaria di tensione**, ciascuna **centrale** dovrà essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) e di apparati di telecomunicazione in grado di scambiare con il **Regolatore di Tensione di Terna** tutte le informazioni necessarie. Il SART e gli apparati di telecomunicazione dovranno essere conformi a quanto prescritto nell'Allegato A.16 "Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione" del Codice di Rete, ai fini del collegamento al **Regolatore di Tensione di Terna**. Nel caso in cui una stessa centrale sia dotata sia di risorse tradizionali che di risorse inverter-based, è necessario che il controllo di tali risorse sia coordinato.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite impianti inverter based

Le **UP** caratterizzate da risorse inverter based sono considerate idonee alla fornitura del servizio di **riserva reattiva per la regolazione di tensione** tramite impianti inverter based laddove tenute a rispettare i requisiti tecnici riportati in:

- A.17: "*Centrali eoliche – Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo*". (a partire dalla rev. 01 di luglio 2018, compresa).

- A. 68: “*Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo*”. (a partire dalla rev. 01 di marzo 2012, compresa)
- A. 79: “*Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT Sistemi di protezione regolazione e controllo*” (a partire dalla rev. 00 di marzo 2023, compresa).

Nel caso in cui uno stesso impianto sia dotato di risorse tecnologicamente diverse, è necessario che il controllo di tali risorse sia coordinato.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC

Le **UC**, dotate di un sistema di compensazione che consenta una regolazione continua della tensione di taglia superiore a 30 MVA e tali per cui la taglia del sistema di compensazione sia tale da compensare il 50° percentile degli scambi di reattiva tra l'**UC** e la **RTN**, sono considerate idonee alla fornitura del servizio di **riserva reattiva per la regolazione di tensione** e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione *delle UC*.

4.6.2.1.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il controllo dei profili di tensione e dei flussi di **potenza reattiva** sulla **RTN** tutte le risorse idonee al servizio, vale a dire che rispettano i requisiti tecnici per la fornitura del servizio di cui al paragrafo precedente. Il **Gestore della rete** verifica il rispetto dei requisiti:

- sulla base degli esiti delle prove effettuate in fase di prima attivazione secondo quanto previsto nell'Allegato A.18;
- nel caso riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni e di riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite impianti inverter based, mediante prove congiunte di teleregolazione tra il **Gestore della rete** e il Titolare della risorsa, previo esito positivo delle prove di cui al punto precedente.

In aggiunta, ai fini della remunerazione del servizio ai sensi di quanto previsto nel Capitolo 7 del Codice di Rete, il **BSP** è tenuto a presentare apposita richiesta al **Gestore della rete** alla quale deve essere allegato un rapporto di prova redatto secondo le modalità contenute nell'Allegato A.18 del Codice di Rete ed eventualmente contestualizzato per le particolarità impiantistiche e di controllo dell'impianto oggetto della richiesta, dai cui si evinca la piena la funzionalità dell'impianto rispetto al servizio in oggetto. Tale rapporto di prova deve essere corredato da una dichiarazione ex D.P.R. 445/00 attestante la conformità delle regolazioni, l'idoneità dei sistemi di regolazione a garantire il funzionamento stabile dell'impianto.

Si precisa che, qualora il **Gestore della rete** dovesse rilevare anomalie nell'erogazione del servizio di regolazione, potrà richiedere al **BSP** prove e verifiche aggiuntive, secondo quanto riportato nel Codice di rete.

4.6.2.1.4 *Perimetri di erogazione del servizio*

La partecipazione al servizio da parte delle **UP** e delle **UC** idonee e qualificate avviene su un perimetro di erogazione del servizio coincidente con un nodo della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante** ed è determinata in ragione e in misura dipendenti dalla ubicazione della **UP** sulla **rete** e dal mantenimento di opportuni profili di tensione sulla **RTN**.

4.6.2.1.5 *Modalità di erogazione*

Tutte le **UP** e **UC** obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il controllo dei profili di tensione e dei flussi di **potenza reattiva** sulla **RTN** sono tenute a rendere disponibile al **Gestore della rete** la massima potenza reattiva regolante (in erogazione o in assorbimento), compatibilmente con le performance ed i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.2.1.2.

Riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione

I **BSP** hanno l'obbligo di fornire le risorse per la riserva di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione di gruppo** con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** idonei costituenti le **UP** che rientrano nel proprio perimetro di responsabilità.

I **BSP** devono fornire dette risorse conformemente alle richieste dei dispositivi di **regolazione**, salvo diversa richiesta del **Gestore della rete**, compatibilmente con le caratteristiche tecniche inserite nel **GAUDÌ**.

Il **Gestore della rete** verifica che i dati tecnici inseriti nel **GAUDÌ** siano conformi ai requisiti prescritti.

I **BSP**, con riferimento a **gruppi di generazione** con potenza nominale inferiore a 10 MVA, previo consenso del **Gestore della rete**, hanno facoltà di fornire la predetta risorsa erogando o assorbendo un valore prefissato di **potenza reattiva** oppure modulando la **potenza reattiva** scambiata tra i

medesimi **gruppi di generazione** e la **rete** sulla base dello scostamento del fattore di potenza rispetto ad un valore di riferimento. In caso siano presenti nella medesima **centrale** più di un **gruppo** di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA è comunque necessario che il controllo di tali risorse sia coordinato.

I **BSP** hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione** di **centrale** con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** appartenenti ad una **centrale**, nel caso in cui la somma delle potenze nominali di tali **gruppi di generazione** idonei abbia potenza superiore a 100 MVA. Al verificarsi di tale condizione, il requisito è da intendersi valido contestualmente per tutte le **UP** che appartengono alla medesima centrale.

Il **Gestore della rete**, su richiesta dei **BSP**, può autorizzare riduzioni della **potenza reattiva** resa disponibile da un **gruppo di generazione** solo qualora tali riduzioni risultino necessarie in relazione a documentati limiti tecnici del medesimo **gruppo di generazione**.

Riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione

I **BSP** hanno l'obbligo di fornire le risorse per la riserva di **potenza reattiva** per la **regolazione secondaria di tensione** con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** idonei costituenti le **UP** che rientrano nel proprio perimetro di responsabilità.

Sono idonee alla fornitura di **potenza reattiva** per la **regolazione secondaria di tensione** le **UP** i cui **gruppi di generazione** siano dotati dei requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.2.1.2.

Il **Gestore della rete**, su richiesta del **BSP**, può autorizzare riduzioni della **potenza reattiva** resa disponibile da un **gruppo di generazione** solo qualora

tali riduzioni risultino necessarie in relazione a documentati limiti tecnici del medesimo **gruppo di generazione**.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione tramite impianti inverter based

I **BSP** hanno l'obbligo di fornire le risorse per la riserva di **potenza reattiva** per la **regolazione di tensione** tramite impianti inverter based con riferimento a tutti i **gruppi di generazione** idonei costituenti le **UP** che rientrano nel proprio perimetro di responsabilità.

Riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC

I **BSP** hanno l'obbligo di fornire le risorse per la riserva di **potenza reattiva** per la **regolazione primaria di tensione** tramite sistemi di compensazione delle **UC** con riferimento a tutte le **UC** idonee che rientrano nel proprio perimetro di responsabilità. Per tali **UC** trova applicazione quanto previsto alla lettera a) dell'articolo 20.4 di dell'Allegato A alla Delibera ARERA 615/2023 ss.mm.ii.

4.6.2.1.6 *Modalità di attivazione*

In assenza di un adeguato livello di capacità di potenza reattiva regolante in determinati nodi, o porzioni della **RTN** comprendenti più nodi di una stessa area di regolazione, in esito alla dichiarazione dei **programmi di riferimento per MSD**, il **Gestore della rete** assicura nell'ambito del ridispacciamento sull'**Integrated Scheduling Process** la presenza in servizio delle **UP** idonee alla fornitura del servizio, in grado di contribuire all'aumento della capacità di **potenza reattiva** regolante medesima e di garantire margini di regolazione sufficienti per le singole aree di regolazione.

Il **Gestore della rete** attiva il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla **RTN** con le modalità descritte nell'Allegato A.14 del Codice di Rete "Partecipazione alla regolazione di tensione".

Inoltre, nell'ambito del **MB**, il **Gestore della rete** può richiedere alle unità qualificate al servizio, modalità specifiche di fornitura, mediante invio di comunicazioni il cui formato predefinito è descritto nell'Allegato A.34 del Codice di Rete "Sistema Comandi: formato messaggi".

Qualora le condizioni di funzionamento del **SEN** presentino un degrado dei profili di tensione o un regime di tensioni elevate, il **Gestore della rete** può:

- i. procedere a modificare la topologia della **RTN**, mediante l'inclusione o l'esclusione di elementi della medesima **rete**, al fine di controllare il profilo di tensione della **rete**;
- ii. definire un piano per la gestione coordinata delle batterie di condensatori, dei reattori, dei compensatori sincroni e degli STATCOM in derivazione;
- iii. disporre, per i trasformatori dotati dei requisiti tecnici necessari, l'attuazione di modifiche ai valori delle tensioni di riferimento dei regolatori dei medesimi trasformatori nella disponibilità dei **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi**.

I **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **RTN** sono tenuti all'attuazione delle disposizioni sopra elencate.

4.6.2.2 *Fornitura di Potenza di corto circuito*

4.6.2.2.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per la fornitura di potenza di corto circuito consiste nel rendere disponibile al **Gestore della rete** la capacità degli **impianti** di contribuire al sostegno dei guasti, limitatamente alle proprie caratteristiche

tecniche (corrente nominale, capacità di sovraccarico, ecc.), evitando che le perturbazioni si propaghino su porzioni estese di rete.

4.6.2.2.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la fornitura di potenza di corto circuito, sono idonee tutte le **UP**, limitatamente alle caratteristiche tecniche degli impianti che le compongono ed alle prescrizioni di cui al Capitolo 1 e agli allegati A17, A68 ed A79 per le diverse tecnologie impiantistiche.

Il servizio è fornito naturalmente dai **generatori sincroni**, che tendono per loro natura ad opporsi alla variazione delle grandezze elettriche, mentre è implementato tramite opportune modalità di regolazione di cui agli allegati A17, A68 e A79 sugli impianti inverter-based.

4.6.2.2.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura del servizio di potenza di corto circuito tutte le **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.2.2.2.

4.6.2.2.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

La partecipazione al servizio da parte delle **UP** idonee e qualificate avviene per un perimetro di erogazione del servizio coincidente con un nodo della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante** ed è determinata in ragione e in misura dipendenti dalla ubicazione della **UP** sulla rete e dal mantenimento di adeguati livelli di corto circuito nei nodi della RTN.

4.6.2.2.5 *Modalità di erogazione*

Tutte le **UP** obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per la fornitura di **potenza di corto circuito** sono tenute a contribuire all'incremento

della potenza di corto circuito nei nodi della **RTN** quando sono in parallelo con le **RTN** medesima.

In assenza di un adeguato livello di potenza di corto circuito nei nodi della **RTN** in esito alla dichiarazione dei **programmi di riferimento per MSD**, il **Gestore della rete** assicura nell'ambito del ridispacciamento sull'**Integrated Scheduling Process** la presenza in servizio delle **UP** idonee alla fornitura del servizio.

4.6.2.3 *Mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale*

4.6.2.3.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della rete** utilizza le risorse per il mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale, al fine di garantire che, in caso di squilibri tra la potenza complessivamente prodotta dal parco di generazione e la potenza assorbita dai carichi, sia limitata la variazione nel tempo della frequenza del sistema. Ciò consente di limitarne l'escursione rispetto al valore nominale, in attesa che intervengano i sistemi di regolazione deputati ad annullare lo squilibrio (**regolazione primaria della frequenza**) e a ripristinare il valore di programma della frequenza (**regolazione secondaria della frequenza/potenza**).

Il servizio si distingue in inerzia meccanica (propriamente detta) e inerzia sintetica o una combinazione delle due, fornita con modalità e caratteristiche differenti in funzione della tipologia di generatore.

4.6.2.3.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per il mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale, sono idonee tutte le **UP**, limitatamente alle relative caratteristiche tecniche ed alle prescrizioni di cui al Capitolo 1 e agli allegati A17, A68 ed A79 per le diverse tecnologie impiantistiche.

4.6.2.3.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale tutte le **UP** che rispettano i requisiti tecnici per la fornitura del servizio di cui al paragrafo 4.6.2.3.2.

4.6.2.3.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

La partecipazione al servizio da parte delle **UP** idonee avviene per un perimetro di erogazione del servizio coincidente con un nodo della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante** ed è determinata in ragione e in misura dipendenti dalla taglia e dalle caratteristiche tecniche delle **UP** in parallelo con la **rete**.

4.6.2.3.5 *Modalità di erogazione*

Tutte le **UP** obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale sono tenute a contribuire all'incremento della potenza di corto circuito nei nodi della **RTN** quando sono in parallelo con le **RTN** medesima.

Qualora si rilevi un livello dell'inerzia inadeguato in esito alla definizione dei **programmi di riferimento per MSD**, il **Gestore della rete** assicura nell'ambito del ridispacciamento sull'**Integrated Scheduling Process** la presenza in servizio delle **UP** idonee a contribuire all'aumento del suddetto livello inerzia.

4.6.2.4 *Mitigazione delle oscillazioni dinamiche*

4.6.2.4.1 *Caratteristiche del servizio*

Il **Gestore della rete** utilizza risorse per la mitigazione delle oscillazioni dinamiche al fine di contrastare fenomeni di oscillazione delle grandezze elettriche locali e/o tra aree del sistema interconnesso, utilizzando allo scopo

i dispositivi stabilizzanti per lo smorzamento delle pendolazioni, chiamati Power System Stabilizer (PSS), di cui sono dotati i generatori sincroni. La stessa funzionalità può essere ottenuta tramite gli impianti inverter-based dotati di dispositivi con analoga funzione (POD).

4.6.2.4.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la mitigazione delle oscillazioni dinamiche, sono idonee tutte le **UP** in parallelo con la **rete** i cui **gruppi di generazione** rispettano le caratteristiche tecniche e le prescrizioni di cui al Capitolo 1 e agli allegati A9, A17, A68 ed A79 per le diverse tecnologie impiantistiche.

4.6.2.4.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per la **mitigazione delle oscillazioni dinamiche** tutte le **UP** i cui **gruppi di generazione** rispettano i requisiti tecnici per la fornitura del servizio di cui al paragrafo 4.6.2.4.2.

4.6.2.4.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

Le risorse per la mitigazione delle oscillazioni dinamiche sono erogate su un perimetro coincidente con un nodo della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante**.

4.6.2.4.5 *Modalità di erogazione*

In merito a tutte le **UP** i cui gruppi di generazione sono qualificati alla fornitura di risorse per la mitigazione delle oscillazioni dinamiche, il **Gestore della rete** prevede l'attivazione, sui sistemi di controllo e regolazione degli impianti, delle funzionalità PSS (Power System Stabilizer) relativamente agli impianti sincroni, e POD (Power Oscillation Damping) relativamente agli impianti inverter based, secondo quanto descritto in A.9, A.17, A.68, A.79.

4.6.2.5 *Rifiuto del carico*

4.6.2.5.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per il **rifiuto del carico** per uno o più **gruppi di generazione** che compongono una **UP** consiste nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione dei gruppi di generazione dell'**UP** dalla **rete**, alimentando i propri **servizi ausiliari**.

4.6.2.5.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per il rifiuto del carico sono idonee tutte le **UP** che soddisfano i requisiti tecnici di connessione di cui al paragrafo 1B.5.3.4 e 1C.5.5.2 del Capitolo 1.

I **gruppi di generazione** che compongono tali **UP** devono rimanere in condizioni di funzionamento stabili, alimentando i propri **servizi ausiliari** dai rispettivi trasformatori di unità, per un tempo pari ad almeno 12 ore.

4.6.2.5.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il rifiuto del carico tutte le **UP** i cui **gruppi di generazione** rispettano i requisiti tecnici per la fornitura del servizio di cui al paragrafo precedente.

I **BSP** di tali **gruppi** hanno l'obbligo di essere disponibili a fornire il servizio con gli impianti predisposti e personale adeguatamente addestrato.

I **BSP** delle **UP** che forniscono il servizio dovranno partecipare a prove periodiche di rifiuto di carico, sia pianificate che susseguenti a **disservizi di rete** o interventi di protezioni, con le modalità ed i tempi di permanenza previsti al Capitolo 1 del Codice di rete, paragrafi 1B.5.12 ovvero 1C.5.7.2 e nell'Allegato A.19. Il **Gestore della rete** esegue il monitoraggio di tali impianti attraverso il proprio **Sistema di controllo** per verificare la corrispondenza delle prestazioni registrate alle necessità del servizio.

Il **Gestore della rete** comunica all'**Autorità** con cadenza annuale l'esito delle prove condotte.

4.6.2.5.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

Le risorse per il rifiuto del carico sono erogate su un perimetro coincidente con un nodo della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante**.

4.6.2.5.5 *Modalità di erogazione*

Il servizio di rifiuto del carico non è approvvigionato in maniera esplicita dal **Gestore della Rete**, ma risulta funzionale a garantire una tempestiva risincronizzazione degli **impianti di produzione** a seguito di perturbazioni e ad assicurare l'attuazione tempestiva del **piano di riaccensione e rialimentazione** di cui al Capitolo 10 e all'Allegato A.10 del Codice di Rete.

4.6.2.6 *Partecipazione al servizio di accensione del sistema elettrico attraverso avvio in black start o funzionamento in isola*

4.6.2.6.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per la riaccensione del **sistema elettrico** attraverso avvio in **black start** o funzionamento in isola consiste nella disponibilità di uno o più **gruppi di generazione** di una **UP** a partecipare all'attuazione del **Piano di rialimentazione e riaccensione (PdRR)**, coordinato dal **Gestore della rete**, secondo i criteri definiti nell'Allegato A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" del Codice di Rete.

4.6.2.6.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la riaccensione del **sistema elettrico** attraverso avvio in black start o funzionamento in isola sono idonee tutte le **UP** per le quali almeno uno tra i **gruppi di generazione** è in grado di garantire uno dei comportamenti di seguito riportati, secondo quanto prescritto

nell'Allegato A.10 "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale" del Codice di Rete:

- i. effettuare un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna garantendo la **regolazione** della tensione e della frequenza, con riferimento ai **gruppi di generazione** che soddisfano i requisiti tecnici di connessione di cui al paragrafo 1B.5.6.2.3 e 1C.5.5.1 del Capitolo 1 e al paragrafo 8.8 dell'Allegato A.79 al Codice di Rete. La procedura di avviamento autonomo deve essere ultimata entro 15 minuti dalla richiesta da parte del **Gestore**.
- ii. gestire correttamente la formazione di una isola di carico, corrispondente ad una porzione di rete in regime isolato dal resto del sistema elettrico. Tale isola è costituita da una o più **unità di produzione** che continuano ad alimentare dei carichi, generalmente connessi alle **reti di distribuzione** o appartenenti a stabilimenti industriali.

La durata richiesta del servizio potrà essere soggetta a revisione sulla base delle risultanze delle prove di cui al successivo paragrafo e delle esigenze di esecuzione della riaccensione.

4.6.2.6.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per la riaccensione del **sistema elettrico attraverso** avvio in black start o funzionamento in isola tutte le **UP** costituite da almeno un **gruppo di generazione** che rispetta i requisiti tecnici per la fornitura del servizio di cui al paragrafo precedente e che è inserito nel **PdRR**.

I **BSP** hanno l'obbligo di prestare il servizio di rialimentazione del **SEN**, con riferimento a tutte le **UP** indicate nel **PdRR**, in relazione alle funzionalità ad essi richieste negli Allegati I e Allegato II.

In fase di revisione del **PdRR**, il **Gestore della rete** può manifestare la necessità di ulteriori esigenze rispetto a quanto previsto nella versione vigente del **PdRR**, prevedendo l'inserimento di nuovi impianti e/o la modifica delle funzionalità richieste ad impianti ivi già inseriti. In questa fase tali richieste saranno notificate ai titolari degli impianti interessati e al relativo **BSP**, laddove diverso dal titolare, secondo le tempistiche previste nel Regolamento 2017/2196, Network Code Emergency and Restoration.

I **BSP** delle **UP** di tipo idroelettrico facenti parte di impianti inseriti nel **PdRR** identificate dal **Gestore della rete** hanno l'obbligo di garantire la disponibilità del livello minimo dei bacini superiori o dello stato di carica stabilito dal **Gestore della rete** in consultazione con gli stessi **BSP** e a comunicare un valore di energia giornaliera valido per il **Mercato per il bilanciamento e ridispacciamento** già decurtato della quota minima necessaria alla Riaccensione. Per le suddette **UP** resta a cura degli stessi **BSP** la gestione in sicurezza dei livelli massimi dei bacini inferiori in relazione alle operazioni consentite sugli stessi in condizioni di emergenza.

Ai fini della riaccensione, per i **BSP** resta fermo l'obbligo di eseguire correttamente il rifiuto di carico e di rimanere in funzionamento stabile in stato di disconnessione alla **rete** alimentando esclusivamente i propri **servizi ausiliari** in accordo al par. 4.6.2.5.2.

I **BSP** delle **UP** facenti parte di impianti che forniscono il servizio di avviamento autonomo hanno l'obbligo di partecipare a test periodici di idoneità con le modalità previste al Capitolo 1 del Codice di rete, paragrafi 1B.5.12 ovvero 1C.5.7.2.

Il **Gestore della rete** esegue il monitoraggio di tali impianti attraverso il proprio **Sistema di controllo** per verificare la corrispondenza delle prestazioni registrate alle necessità del servizio.

Il **Gestore della rete** comunica all'**Autorità** con cadenza annuale l'esito delle prove condotte.

4.6.2.6.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

Le risorse per la riaccensione del **sistema elettrico** attraverso avvio in black start o funzionamento in isola per sono erogate su un perimetro nodale, compatibilmente con quanto riportato nell'Allegato A.10 del Codice di Rete "Piano di rialimentazione e riaccensione del sistema elettrico nazionale".

4.6.2.6.5 *Modalità di erogazione ed attivazione*

Tutte le **UP** qualificate alla fornitura di risorse per la riaccensione del **sistema elettrico** attraverso avvio in black start o funzionamento in isola per un perimetro di erogazione del servizio possono essere attivate dal **Gestore della rete** in caso di necessità.

Il servizio di **riaccensione** del **sistema elettrico** attraverso avvio in **black start o funzionamento in isola** è funzionale a garantire la possibilità di rialimentazione / riaccensione del **sistema elettrico** in caso di blackout totali o parziali.

La fornitura di risorse per la **riaccensione del sistema elettrico** attraverso **avvio in black start o funzionamento in isola** consiste nella partecipazione all'attuazione del **Piano di riaccensione (PdR)**, coordinato dal **Gestore della rete**, secondo i criteri definiti nell'Allegato A.10 del Codice di Rete "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale"²⁵.

²⁵ Disposizioni contenute nel paragrafo 4.9.1 della versione del capitolo 4 consultata a maggio 2024.

Tale servizio è espletato anche tramite la funzionalità di **rifiuto del carico** di cui al paragrafo 4.6.2.5 necessaria per garantire l'attuazione tempestiva delle strategie di riaccensione e rialimentazione.

Il Gestore della rete definisce la programmazione delle indisponibilità degli elementi di rete di cui al Capitolo 3 del Codice di rete, verificando che sia disponibile un numero adeguato di direttrici di rialimentazione / riaccensione e/o la possibilità di alimentare il carico localmente tramite opportuni nuclei di ripartenza. Con i medesimi obiettivi il **Gestore della rete** verifica che, a valle della definizione dei **programmi di riferimento per MSD**, sia garantita la presenza in servizio, ed in generale la disponibilità, degli impianti facenti parte delle direttrici di riaccensione.

4.6.2.7 *Servizio misto prelievo/immissione*

4.6.2.7.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per il servizio misto prelievo/immissione consiste nella disponibilità di **UP**, costituite da almeno due **sezioni**, a prelevare e contemporaneamente immettere potenza attiva dai nodi della **rete** su richiesta del **Gestore della rete**.

4.6.2.7.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per il servizio misto prelievo/immissione sono idonee tutte le **UP** che rispettano i seguenti requisiti tecnici:

- a) L'**UP** deve essere costituita da almeno due sezioni, una in grado di prelevare potenza attiva dalla rete ed una in grado di immettere potenza attiva in rete;
- b) Almeno una **sezione** deve essere dotata di un **gruppo di generazione** sincrono connesso alla **rete**;
- c) Ciascuna **sezione** che costituisce l'**UP** deve essere dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica.

4.6.2.7.3 *Requisiti per la qualificazione al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura del servizio misto prelievo/immissione tutte le **UP** che rispettano i requisiti tecnici per la fornitura del servizio descritti al paragrafo 4.6.2.7.2.

4.6.2.7.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

Le risorse per la fornitura del servizio misto prelievo/immissione sono erogate su un perimetro nodale.

4.6.2.7.5 *Modalità di approvvigionamento*

Il **Gestore della rete** assicura nell'ambito del ridispacciamento sull'**Integrated Scheduling Process** la presenza in servizio delle **UP** qualificate alla fornitura del servizio misto prelievo/immissione.

4.6.3 **Servizio di modulazione straordinaria**

Il **Gestore della rete** utilizza il servizio di modulazione straordinaria nel caso in cui le risorse approvvigionate sul **Mercato del bilanciamento e ridispacciamento** siano insufficienti al mantenimento della sicurezza di funzionamento del **SEN** o, in ogni caso, in assenza di altre risorse in grado di assicurare nell'ambito del **MBR** la modulazione della potenza attiva secondo i requisiti tecnici previsti nel presente paragrafo.

Il **Gestore della Rete** attiva i servizi di:

- modulazione straordinaria istantanea a salire;
- modulazione straordinaria istantanea a scendere;
- modulazione straordinaria lenta a salire;
- modulazione straordinaria lenta a scendere;

secondo quanto riportato nel presente Capitolo e nel Capitolo 10 del Codice di rete “Salvaguardia della sicurezza” e secondo le modalità descritte negli Allegati al Codice di Rete indicati nei successivi paragrafi.

4.6.3.1 Modulazione *straordinaria istantanea*

4.6.3.1.1 *Caratteristiche del servizio*

La fornitura di risorse per la modulazione straordinaria istantanea consiste nel modificare il livello di potenza attiva scambiata con la **rete**, compatibilmente con quanto riportato negli allegati A.9, A.40 e A.69 del Codice di Rete, a seguito della ricezione di comandi dal **sistema di difesa del Gestore della Rete**.

La modulazione si articola nelle modalità “a salire” e “a scendere”. I comandi impartiti dal **Gestore della Rete** includono:

- per il **servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire**:
 - l'interruzione del prelievo dalla **rete** da parte delle **UC** o delle **UP** in fase di assorbimento qualificate al servizio (comando di distacco del carico). In questo caso, l'**UC** o l'**UP** deve essere in grado di erogare il servizio senza limiti di durata;
 - l'aumento dell'immissione in **rete** delle **UP** qualificate al servizio (comando di massima erogazione). In questo caso, l'**UP** è tenuta ad erogare il servizio con durata limitata;

Il **servizio di modulazione istantanea a salire** è approvvigionato a termine dal **Gestore della Rete** tramite procedure competitive e non discriminatorie. L'approvvigionamento a termine del servizio di modulazione istantanea a salire è disciplinato nello specifico Regolamento contenente i requisiti tecnici e di partecipazione alle

procedure di approvvigionamento, la procedura di qualifica al servizio nonché le modalità di svolgimento delle procedure competitive.

I diritti e gli obblighi connessi all'erogazione del **servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire** approvvigionato a termine sono posti in capo al soggetto che ha sottoscritto, in esito alle procedure competitive e non discriminatorie, il contratto per la fornitura del servizio secondo il modello contrattuale contenuto nell'Allegato A.62 del Codice di rete con riferimento alle **UP** e **UC** che forniscono il servizio in esito a tali procedure.

- per il servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere:
 - l'incremento del prelievo dalla **rete** delle **UP** qualificate al servizio (comando di massimo assorbimento). In questo caso, l'**UP** è tenuta ad erogare il servizio con durata limitata;
 - l'interruzione dell'immissione in **rete** delle **UP** qualificate al servizio (comando di distacco della produzione). In questo caso, l'**UP** deve essere in grado di erogare il servizio senza limiti di durata.

Il servizio di modulazione istantanea a scendere è erogato, secondo le modalità riportate nei successivi paragrafi, dalle **UP** qualificate al servizio. I diritti e gli obblighi connessi all'erogazione del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere sono posti in capo al **BRP** delle suddette **UP**.

4.6.3.1.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere, le **UP** devono rispettare i seguenti requisiti tecnici:

- essere dotate dei dispositivi di teleoperazione aventi le caratteristiche indicate nel documento A.9 “Piano di Difesa del sistema elettrico” e nell’Allegato A.69;
- essere in grado di garantire l’attuazione dei comandi nei tempi previsti dai suddetti allegati sulla base di un telesegnale di distacco inviato dal Gestore della rete.

Per le **UP** che rientrano nel campo di applicazione dell’Allegato A.79 del Codice di Rete, i requisiti tecnici ai fini della fornitura del servizio di modulazione istantanea a scendere sono riportati nell’Allegato A.79.

4.6.3.1.3 *Requisiti per la qualifica al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere le **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.3.1.2.

4.6.3.1.4 *Procedura di qualifica per le UP che forniscono risorse di modulazione straordinaria istantanea a scendere*

La qualifica al servizio di modulazione straordinaria istantanea viene effettuata alla verifica del rispetto dei requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.3.1.2 in esito alle prove effettuate dal **BRP** al momento dell’installazione dell’apparato di teleoperazione secondo quanto previsto nell’Allegato A.69.

Il **Gestore** della **Rete** effettua delle verifiche periodiche della funzionalità del servizio, e degli apparati, anche mediante attivazioni di test del servizio.

4.6.3.1.5 *Perimetro di erogazione del servizio*

L’erogazione del servizio da parte delle **UP** qualificate avviene su un perimetro di erogazione del servizio coincidente con un nodo o un insieme di nodi della **rete rilevante**.

4.6.3.1.6 *Modalità di erogazione e di attivazione del servizio*

Il **Gestore della rete** individua la potenza da assoggettare ai dispositivi di cui al paragrafo 4.6.3.1.2 sulle **UP** qualificate che siano in parallelo con la **rete**, in modo tale da assicurare la gestione in sicurezza del **SEN**. La potenza è assoggettata secondo un criterio basato sulla sensitivity che ciascuna delle **UP** che siano in parallelo con la **rete** risulta avere sulla parte di rete considerata, come esito delle analisi di sicurezza.

Il **Gestore della rete** compatibilmente con le esigenze di sicurezza del **SEN** ha facoltà di inviare la richiesta di disinserire o inserire il dispositivo automatico al **punto di controllo fisico** dell'**UP**.

Qualora la richiesta del **Gestore della rete** non indichi l'ora a cui termina il servizio richiesto, le comunicazioni di disinserimento o inserimento del dispositivo di telescatto restano in vigore sino ad ordine contrario, e pertanto anche oltre le ore 24:00 del giorno in cui sono emesse.

Qualora circostanze di urgenza lo richiedessero o qualora siano indisponibili i necessari strumenti informatici, il **Gestore della rete** anticipa telefonicamente la propria richiesta.

È obbligo del **BRP** adeguarsi a quanto richiesto dal **Gestore della rete**, anche se solo per via telefonica.

Nei casi in cui venga attivato il servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere di una **UP**, il **Gestore della rete** registra l'ordine di modulazione per il calcolo dell'energia di modulazione ai fini della regolazione delle partite economiche.

Il **BRP** delle **UP** qualificate al servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere deve dare comunicazione al **Gestore della rete** dell'eventuale indisponibilità al servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere

entro un'ora dal termine di presentazione delle informazioni preliminari al **MGP**, con indicazione della previsione di durata della indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile, e della motivazione, tra quelle di cui all'allegato A.60 Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del Mercato Elettrico" del Codice di Rete.

Il **BRP** procede alla comunicazione di indisponibilità al servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere accedendo al Sistema Comandi Web predisposto dal **Gestore della rete** tramite la comunicazione dell'indisponibilità dell'apparato di teleoperazione (UPDM) e/o del relativo sistema di comunicazione, secondo le modalità descritte nell'Allegato A.60 del Codice di Rete".

Il **BRP** successivamente, e non oltre 15 giorni dalla comunicazione di cui sopra, fornisce al **Gestore della rete** evidenza tecnica dei problemi dichiarati.

Qualora il **Gestore della rete** verifichi per il servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere, per una **UP** qualificata e non esentata, la mancata fornitura delle risorse o l'assenza di evidenza tecnica o la durata fuori della norma o la frequenza fuori della norma, ne dà comunicazione all'**Autorità** per i relativi provvedimenti di competenza nei confronti del **BRP**.

Le **UP** costituite da **sistemi di accumulo** in possesso dei requisiti tecnici di cui al precedente paragrafo 4.6.3.1.2 e non oggetto di contrattualizzazione a termine per il servizio di modulazione istantanea a salire, sono tenute, in ogni caso e compatibilmente con i margini di potenza e di energia disponibili, ad attuare i comandi di distacco del carico e di massima produzione eventualmente impartiti dal **Gestore della rete** secondo le modalità di cui al presente paragrafo. Anche in tali casi il **Gestore della rete** registra l'ordine di modulazione per il calcolo dell'energia di modulazione ai fini della regolazione delle partite economiche.

4.6.3.2 *Modulazione straordinaria lenta a salire*

4.6.3.2.1 *Caratteristiche del servizio*

Il servizio di modulazione straordinaria lenta a salire consiste nel rendere disponibile al **Gestore della rete** l'incremento della potenza attiva scambiata con la **rete**, vale a dire l'incremento dell'immissione da parte delle **UP** qualificate al servizio a seguito della ricezione di un apposito segnale dal **sistema di difesa** del **Gestore della Rete** oppure tramite opportuno ordine di modulazione.

4.6.3.2.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la modulazione straordinaria lenta a salire, sono idonee tutte le **UP** che:

- in considerazione dei requisiti tecnici di connessione di cui al Capitolo 1 sezione B, Capitolo 1 sezione C e allegati A.17, A.68 e A.79 del Codice di Rete (applicabili in base alla tipologia di impianto), sono tenute a dotarsi dei dispositivi di teleoperazione e a rendere disponibili gli stessi secondo le caratteristiche tecniche indicate negli Allegati A.9 e A.69 del Codice di rete; e
- dispongono, presso il **punto di controllo fisico** dell'**UP**, degli strumenti software per la ricezione degli ordini, previsti nell'Allegato A.36 al Codice di rete e di un sistema di comunicazione telefonico da utilizzare anche in caso di indisponibilità del sistema informatico per il ricevimento degli ordini di modulazione.

4.6.3.2.3 *Requisiti per la qualifica al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per la modulazione straordinaria lenta a salire tutte le **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.3.2.2.

4.6.3.2.4 *Procedure di qualifica*

La qualifica al servizio di modulazione straordinaria lenta a salire viene effettuata alla verifica del rispetto dei requisiti tecnici di cui al paragrafo 4.6.3.1.2 in esito alle prove effettuate dal **BRP** al momento dell'installazione dell'apparato di teleoperazione secondo la modalità previste nell'Allegato A.69 del Codice di Rete.

Il **Gestore della Rete** effettua verifiche periodiche della funzionalità del servizio e degli apparati, anche sottoforma di test del servizio.

4.6.3.2.5 *Perimetro di erogazione del servizio*

L'erogazione del servizio da parte delle **UP** qualificate avviene su un perimetro coincidente con un nodo della **rete rilevante** ed è determinata in ragione e in misura dipendenti dalla ubicazione della **UP** sulla **rete** e della potenza modulabile disponibile.

4.6.3.2.6 *Modalità di erogazione ed attivazione del servizio*

Il servizio di modulazione straordinaria lenta a salire è erogato dalle **UP** qualificate obbligatoriamente secondo quanto previsto ai paragrafi 4.6.3.2.3 e 4.6.3.2.4.

I diritti e gli obblighi connessi all'erogazione del servizio di modulazione straordinaria lenta a salire sono posti in capo al **BRP** responsabile delle **UP** qualificate obbligatoriamente. Nelle valutazioni di sicurezza e adeguatezza del **SEN**, il **Gestore della Rete** assume che siano disponibili le risorse per la modulazione straordinaria lenta in funzione della loro presenza in servizio, stimata o programmata, nel periodo temporale di riferimento.

Nei casi in cui venga attivato il servizio di modulazione straordinaria lenta a salire su una data **UP**, il **Gestore della rete** registra l'ordine di modulazione

per il calcolo dell'energia di modulazione complessiva ai fini della regolazione delle partite economiche.

4.6.3.3 *Modulazione straordinaria lenta a scendere*

4.6.3.3.1 *Caratteristiche del servizio*

Il servizio di modulazione straordinaria lenta a scendere consiste nel rendere disponibile al **Gestore della rete** la modulazione in decremento della potenza attiva scambiata con la rete, vale a dire il decremento dell'immissione da parte delle **UP** a seguito della ricezione di un apposito segnale dal **sistema di difesa** del **Gestore della Rete**, tramite opportuno ordine di limitazione,

4.6.3.3.2 *Requisiti tecnici per la fornitura del servizio*

Ai fini della fornitura di risorse per la modulazione straordinaria lenta a scendere, sono idonee tutte le **UP** che, in considerazione dei requisiti tecnici di connessione:

- nel caso di **UP** connesse su rete **AAT e AT**:
 - sono dotate dei dispositivi di teleoperazione e sono tenute a rendere disponibili gli stessi secondo le caratteristiche tecniche indicate negli Allegati A.9 e A.69 del Codice di rete; e
 - dispongono, presso il **punto di controllo fisico** dell'**UP**, degli strumenti software per la ricezione degli ordini, previsti nell'Allegato A.36 al Codice di rete e di un sistema di comunicazione telefonico da utilizzare anche in caso di indisponibilità del sistema informatico per il ricevimento degli ordini di dispacciamento;
- nel caso di **UP** connesse su rete **MT** i cui gruppi di generazione hanno potenza nominale non inferiore a 100 kW, rispettino i requisiti tecnici riportati nell'allegato A.72 al Codice di Rete.

4.6.3.3.2 *Requisiti per la qualifica al servizio*

Sono obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per la modulazione straordinaria lenta a scendere tutte le **UP** che rispettano i requisiti tecnici di cui al paragrafo 0, a loro applicabili in funzione del livello di tensione a cui sono connessi e della tipologia di impianto e potenza nominale.

4.6.3.3.3 *Procedure di qualifica*

La qualifica al servizio di modulazione straordinaria lenta a scendere viene effettuata per le **UP** connesse su rete **AAT-AT** alla verifica del rispetto dei requisiti tecnici di cui al paragrafo 0 in esito alle prove effettuate dal **BRP** al momento dell'installazione dell'apparato di teleoperazione per le **UP** secondo le modalità contenute nell'Allegato A.69 del Codice di Rete.

Il **gestore di rete** a cui l'**UP** è connessa effettua delle verifiche periodiche della funzionalità del servizio e degli apparati, anche mediante attivazioni di test del servizio.

4.6.3.3.4 *Perimetro di erogazione del servizio*

L'erogazione del servizio di modulazione straordinaria lenta a scendere avviene per un perimetro nodale per le **UP** connesse su rete **AAT-AT** o per le **UP** connesse su rete **MT**, secondo i gruppi di distacco definiti dal **gestore di rete**.

4.6.3.3.5 *Modalità di erogazione e attivazione del servizio*

Il servizio di modulazione straordinaria lenta a scendere è erogato dalle **UP** qualificate obbligatoriamente secondo quanto previsto ai paragrafi 4.6.3.3.2 e 4.6.3.3.4.

A tal fine, nelle valutazioni di sicurezza e adeguatezza del **SEN**, il **Gestore della Rete** assume che siano disponibili le risorse per la modulazione

straordinaria lenta in funzione della loro presenza in servizio, stimata o programmata, nel periodo temporale di riferimento.

Ai fini dell'attivazione del servizio di modulazione lenta a scendere il **Gestore della rete** invia:

- i. Per le **UP** connesse sulla rete **AAT** e **AT** un ordine di modulazione della produzione da attuare con le modalità previste nell'Allegato A.36 al Codice di rete oppure tramite comando dal **sistema di difesa**. Per tali **UP**, in funzione delle esigenze di gestione in sicurezza del **SEN** o di una porzione di **SEN**, il **Gestore della Rete** può attivare tale servizio, considerando l'efficacia delle specifiche **UP** e utilizzando, di norma, il seguente ordine:
 - **UP** non dotate dell'apparato di teleoperazione (UPDM) di cui all'Allegato A.9 del Codice di Rete o in caso in cui lo stesso non sia disponibile e **UP** entrate in servizio precedentemente all'entrata in vigore dell'Allegato A.17 rev. 00 e di Allegato A.68 rev. 01 del Codice di Rete;
 - successivamente altre tipologie di **UP**
- ii. Per le **UP** connesse sulla rete **MT** un ordine di modulazione della produzione, tramite il **gestore di rete** a cui sono connesse, da attuare secondo le tempistiche e le modalità previste nell'Allegato A.72 al Codice di rete.

Per le **UP** di cui al precedente punto i), è obbligo del **BRP** garantire la corretta attuazione degli ordini di limitazione o del comando del **sistema di difesa**.

Per le **UP** di cui al precedente punto ii), è obbligo del **BRP** e del **gestore di rete** a cui sono connesse le **UP** garantire per quanto di competenza l'attuazione degli ordini di limitazione secondo quanto previsto dall'Allegato A.72 del Codice di Rete.

Nei casi in cui venga attivato il servizio di modulazione straordinaria lenta a scendere su una **UP**, il **Gestore della rete** registra l'ordine di modulazione per il calcolo dell'energia di modulazione complessiva ai fini della regolazione delle partite economiche.

4.7 Piattaforma Conti Energia (PCE), Mercato Elettrico a Pronti (MPE) e allocazione della capacità con l'estero

4.7.1 Disposizioni generali

4.7.1.1 Criteri per l'individuazione degli impianti e dei raggruppamenti di impianti essenziali

Gli impianti e i raggruppamenti di impianti essenziali sono individuati dal **Gestore della rete** secondo i criteri e le tempistiche di cui alla Delibera n. 111/06 dell'**Autorità**.

L'elenco degli impianti essenziali è riportato nell'Allegato A.27 del Codice di Rete "Elenco degli impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico".

Individuazione degli impianti di produzione singolarmente essenziali

Un **impianto di produzione** è individuato singolarmente essenziale, ai sensi dell'articolo 63.3 comma a) della Delibera n. 111/06 dell'**Autorità** qualora non esista alternativa al suo utilizzo ai fini del soddisfacimento del fabbisogno anche di uno solo dei **servizi ancillari nazionali globali**, anche in ragione delle esigenze di indisponibilità programmate.

Con riferimento a ciascuno dei suddetti servizi:

- i. vengono individuati gli **impianti di produzione** potenzialmente atti al soddisfacimento del fabbisogno dello specifico **servizio ancillare nazionale globale** e il numero di **UP**, appartenenti ai suddetti **impianti**

di produzione, strettamente necessario allo scopo, con ciascuna **UP** caratterizzata da un livello minimo e/o massimo di produzione idonea a soddisfare tale fabbisogno;

- ii. ciascun **impianto di produzione** viene individuato essenziale per un numero di **UP** pari alla differenza, se positiva, tra il suddetto fabbisogno e il numero di **UP**, di cui al punto precedente, appartenenti agli altri **impianti di produzione**.

Il **Gestore della rete** dà comunicazione a ciascun **BRP** degli **impianti di produzione** essenziali di propria competenza. Il **BRP**, qualora non intenda avvalersi delle modalità alternative per l'assolvimento degli obblighi di cui all'articolo 65.bis della Delibera n. 111/06 dell'**Autorità**, dà comunicazione preliminare al **Gestore della rete** delle **UP** appartenenti all'**impianto di produzione** essenziale con cui intende soddisfare la condizione di essenzialità.

In mancanza della suddetta comunicazione da parte del **BRP**, il **Gestore della rete** segnala tale mancanza all'**Autorità** e considera essenziali tutte le **UP** appartenenti ai suddetti **impianti di produzione**.

Individuazione dei raggruppamenti di impianti di produzione essenziali ai fini della sicurezza

Un raggruppamento di **impianti di produzione** è individuato essenziale, ai sensi dell'articolo 63.3 comma b) della Delibera n. 111/06 dell'**Autorità** con riferimento ai **servizi ancillari globali** per il bilanciamento diversi dalla **riserva per il contenimento della frequenza** e dalla **riserva ultra-rapida di frequenza**, qualora in sua assenza non sia possibile soddisfare il fabbisogno dello specifico servizio.

Il **Gestore della rete** individua gli assetti di funzionamento del **SEN** sulla base dei quali vengono determinati i raggruppamenti di impianti essenziali, anche in base alle seguenti dimensioni: aggregati di **zone di offerta** (e.g.,

Continente, Sicilia, Sardegna), alto/basso **carico**, alta/bassa disponibilità di elementi di **rete** e di capacità di produzione.

Con riferimento a ciascun assetto di funzionamento del **SEN**, viene riconosciuta una condizione di essenzialità per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora non sia possibile soddisfarne il fabbisogno in assenza della capacità di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** nella titolarità di un **BSP**. Per il medesimo assetto di funzionamento del **SEN**, con riferimento allo stesso **BSP** si definisce una capacità essenziale di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** pari alla differenza tra il fabbisogno di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** e la capacità di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** nella titolarità degli altri **BSP**.

Per capacità di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** di un **BSP** su un aggregato di **zone di offerta**, si intende la somma delle **semibande a salire e/o a scendere di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** delle **UAS e UVAN** nella sua titolarità, localizzate nell'aggregato di **zone di offerta**; per **semibanda a salire e/o a scendere di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** di una **UAS** o **UVAN**, a tali fini, si intende il valore massimo di **semibanda a salire e/o a scendere di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** associata alle fasce di funzionamento dell'**UAS** o **UVAN**, come registrate in **GAUDÌ**.

Con riferimento a ciascun assetto di funzionamento del **SEN**, viene riconosciuta una condizione di essenzialità per **riserva di sostituzione o riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, qualora in assenza della capacità produttiva disponibile nella titolarità di un **BSP** non sia possibile soddisfare la somma del fabbisogno di energia e del fabbisogno di **riserva di sostituzione o di riserva per il ripristino della frequenza ad**

attivazione manuale. Per il medesimo assetto di funzionamento del **SEN**, con riferimento allo stesso **BSP** si definisce una capacità essenziale di **riserva di sostituzione o riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** pari alla differenza tra:

- la somma del fabbisogno di energia e del fabbisogno di **riserva di sostituzione o riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale** e
- la somma della capacità produttiva disponibile nella titolarità degli altri **BSP** e dell'importazione di energia elettrica dalle aree contigue.

Ai fini dell'individuazione della capacità essenziale per **riserva di sostituzione o riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, la valutazione della capacità produttiva disponibile e della importazione di energia elettrica dalle aree contigue viene effettuata dal **Gestore della rete** sulla base del metodo e delle ipotesi specifiche riportate nell'Allegato A.31 del Codice di Rete "Procedura per l'individuazione della capacità essenziale di riserva terziaria".

Il **Gestore della rete** dà comunicazione a ciascun **BSP** per la parte di competenza, della capacità essenziale di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, di **riserva di sostituzione** e **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**. Il **BSP**, qualora non intenda avvalersi delle modalità alternative per l'assolvimento degli obblighi di cui all'articolo 65.bis della Delibera n. 111/06 dell'**Autorità**, dà comunicazione al **Gestore della rete** delle **UP** costituenti i raggruppamenti di impianti essenziali con cui intende soddisfare la capacità essenziale di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, di **riserva di sostituzione** e **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**.

In mancanza della suddetta comunicazione da parte del **BSP**, il **Gestore della rete** segnala tale mancanza all'**Autorità** e iscrive all'elenco degli impianti essenziali le **UP** nella titolarità del **BSP**, a partire da quelle con tecnologia caratterizzata da costi variabili più bassi, fino a concorrenza della capacità essenziale per i **servizi ancillari globali** per il bilanciamento diversi dalla **riserva per il contenimento della frequenza** e dalla **riserva ultra-rapida di frequenza**.

4.7.1.2 *Suddivisione della rete rilevante in zone di offerta*

Il **Gestore della rete** suddivide la **rete rilevante** in **zone di offerta** al fine di rappresentare in modo semplificato i vincoli di trasporto sul sistema elettrico, ai sensi della Sezione 5 del **TIDE** (Modello zonale della rete rilevante).

Ai fini del processo di revisione della configurazione zonale, della definizione della relativa metodologia e dell'identificazione delle configurazioni zonali alternative, il **Gestore della Rete** segue quanto previsto nelle sezioni del **TIDE** 5.2- Aggiornamento del modello zonale, 5.3- Analisi preliminare e 5.4 - Revisione formale del modello zonale.

La suddivisione della **rete rilevante** in **zone di offerta** è approvata dall'**Autorità** e pubblicata dal **Gestore della rete** nell'Allegato A.24 del Codice di Rete "Individuazione zone di offerta della rete rilevante", nonché inviata per conoscenza al **MASE**.

Il **Gestore della rete** pubblica sul proprio sito internet, entro il 30 settembre di ogni anno, la previsione dei limiti di trasporto tra le **zone di offerta**, differenziate per i diversi periodi dell'anno, nonché le ipotesi e le metodologie adottate per la previsione stessa.

4.7.2 **Conti energia**

4.7.2.1 *Registrazione sui Conti Energia degli acquisti e delle vendite a termine*

Gli **acquisti a termine** e le **vendite a termine** devono essere registrate sui **Conti energia** presso il **Gestore del mercato**.

Il **Gestore del mercato** per la verifica di congruità della richiesta di registrazione utilizza i seguenti dati comunicati dal **Gestore della rete**, valevoli nei giorni cui gli **acquisti a termine** e le **vendite a termine** si riferiscono:

- i. Anagrafica di cui al paragrafo 4.11.1.1 “Anagrafica delle unità”;
- ii. Dati e informazioni rilevanti ai fini della verifica delle garanzie prestate dal **BRP** responsabile del **Conto Energia** al **Gestore della rete**, secondo quanto previsto nell’Allegato A.61 del Codice di Rete “Regolamento del sistema di garanzie”.

4.7.2.2 *Registrazione sui Conti energia delle offerte C.E.T.*

La registrazione sui **Conti energia** delle offerte C.E.T., in esecuzione di **acquisti netti a termine** e **vendite nette a termine**, viene effettuata dagli operatori PCE presso il **Gestore del mercato**.

Il **Gestore del mercato** verifica la congruità della richiesta di registrazione, avvalendosi dell’anagrafica, di cui al paragrafo 4.11.1.1 “Anagrafica delle unità”; comunicata dal **Gestore della rete** e valevole nei giorni e negli **ISP** cui le offerte C.E.T. si riferiscono.

4.7.2.3 *Acquisti e vendite sul MGP*

In esito al **MGP**, con riferimento ad un **Conto energia** e ad un dato **ISP**, il saldo del conto energia così come definito nel Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia (PCE) del **Gestore del Mercato**, è considerato

ceduto, se positivo, o acquistato, se negativo al prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul **MGP** (PUN INDEX GME):

- i. dall'operatore PCE intestatario del **Conto energia**, qualora si tratti di un operatore di mercato prestante congrue garanzie al **Gestore del mercato**;
- ii. dal **Gestore della rete** a titolo di sbilanciamento a programma, altrimenti.

Nel caso di cui alla lettera ii), il **Gestore della rete** attribuisce lo sbilanciamento a programma al **BRP** associato al **Conto energia** su cui è stato registrato lo sbilanciamento a programma.

4.7.2.4 *Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto alle offerte C.E.T.*

Ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della **capacità di trasporto** per l'esecuzione delle **offerte C.E.T.**, il **Gestore del Mercato** considera nel **MGP**:

- i. i le **offerte C.E.T.** in vendita quali offerte di vendita, presentate al limite tecnico di offerta minimo sul **MGP** o al prezzo di riferimento eventualmente indicato in fase di registrazione dall'operatore ammesso al **Mercato Elettrico a Pronti**;
- ii. le **offerte C.E.T.** in acquisto quali offerte di acquisto, presentate al al limite tecnico di offerta massimo sul **MGP** o al prezzo di riferimento indicato in fase di registrazione dall'operatore ammesso al **Mercato Elettrico a Pronti**.

4.7.3 **Gestione delle unità essenziali sul Mercato Elettrico a Pronti**

Il presente paragrafo disciplina le comunicazioni e i vincoli di offerta riferiti alle **unità essenziali** sul **Mercato Elettrico a Pronti**, ai sensi degli Articoli 64 e 65 della delibera 111/06 dell'**Autorità**.

Il **Gestore della rete** comunica al **BRP** con mezzi idonei e con un anticipo minimo di 20 ore rispetto al termine di presentazione delle offerte del **MGP**, di cui alle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**:

- i. per ciascun impianto essenziale iscritto nell'elenco di cui all'Allegato A.27, il numero di **UAS** o **UnAP** cui si applicano nel giorno di riferimento i vincoli di offerta di cui agli articoli 64 e 65 della Delibera 111/06 dell'**Autorità**;
- ii. per ciascuna unità di cui al punto precedente i vincoli di produzione, in termini di potenza minima e potenza massima per ciascun **ISP** del giorno di riferimento;
- iii. l'assetto di funzionamento del **SEN** del giorno di riferimento, di cui al paragrafo 4.7.1.1, da considerare ai fini dell'applicazione degli obblighi relativi ai raggruppamenti di impianti essenziali per i **servizi ancillari globali** per il bilanciamento diversi dalla **riserva per il contenimento della frequenza** e dalla **riserva ultra-rapida di frequenza**.

Con riferimento a quanto sopra si specifica che resta salva per il **Gestore della Rete**, in caso di sopraggiunta necessità, la facoltà di comunicare al **BRP** con un anticipo inferiore alle 20 ore rispetto al termine di presentazione delle offerte del **MGP**, di cui alle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**, le quantità e gli **ISP** in cui una **UAS** o **UnAP** risulti essenziale, purché tale comunicazione sia effettuata con congruo anticipo rispetto al termine di presentazione delle offerte dell'ultima sessione disponibile del **MPE**.

Il **BRP** comunica al **Gestore della rete** con mezzi idonei e con un anticipo minimo di 12 ore rispetto al termine di presentazione delle offerte del **MGP**, con quali **UAS** o **UnAP** appartenenti agli impianti essenziali iscritti nell'elenco di cui all'Allegato A.27 verrà data esecuzione agli obblighi di offerta. In assenza di tale comunicazione si intende valida la comunicazione preliminare di cui al paragrafo 4.7.1.1.

Il **Gestore della rete** comunica al **Gestore del Mercato** la lista delle **UAS** e delle **UnAP essenziali**, entro il termine di presentazione delle offerte del **MGP**. Per quanto concerne le **UAS** e **UnAP essenziali** in regime ordinario ai sensi degli Articoli 64 della Deliberazione 111/06, il **Gestore della rete** effettua la suddetta comunicazione al **Gestore del Mercato** limitatamente agli **ISP** in cui le suddette **UAS** o **UnAP** sono considerate indispensabili per la sicurezza del **SEN**.

4.7.4 ***Gestione della capacità di trasmissione sulle interconnessioni con l'estero***

Le regole per la gestione della capacità di interconnessione con l'estero tramite **UIE** e **UEE** sono contenute all'interno del documento "Congestion management rules on the Italian interconnection".

4.8 ***Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (MBR)***

Il **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (MBR)** è articolato in:

- **Integrated Scheduling Process;** e
- **Piattaforme di Bilanciamento.**

L' **Integrated Scheduling Process** è suddiviso in due fasi:

- Il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**. Il **MSD** è articolato a sua volta nelle seguenti sottofasi, individuate da intervalli di tempo caratterizzati da analoghe esigenze in termini di copertura del carico elettrico e predisposizione di adeguati margini di riserva. In particolare, i **BSP** titolari di **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** sottomettono offerte nelle seguenti sottofasi:
 - La prima sottofase, tenuta nel giorno precedente a quello cui le offerte si riferiscono, prende in considerazione tutti i periodi quattorari della giornata;
 - le successive sottofasi, tenute nello stesso giorno cui le offerte si riferiscono, prendono in considerazione tutti i periodi quattorari appartenenti alle ore che intercorrono dalla prima ora oggetto della sottofase in esame all'ultima ora della giornata.

I **BSP** presentano offerte per il **MSD**, utilizzando a tal fine l'apposita piattaforma informatica predisposta dal **Gestore del Mercato**. Le offerte, con riferimento a un dato **Imbalance Settlement Period (ISP)**, possono essere presentate sino al termine di presentazione delle offerte per ciascuna sottofase del **MSD** definito nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**. La tempistica e i periodi di riferimento di ciascuna sottofase sono definiti nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**. Le offerte presentate per il **MSD** sono validate secondo le modalità di cui al paragrafo 4.9.2.

- Il **Mercato di bilanciamento (MB)**. Il **MB** è svolto nel medesimo giorno cui le offerte fanno riferimento. I **BSP** presentano offerte nel **MB** in modalità continua, utilizzando a tal fine l'apposita piattaforma informatica predisposta dal **Gestore del Mercato**. Le offerte, con riferimento a un dato **ISP**, possono essere presentate sino al termine di presentazione delle offerte **MB** definito nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento** e si intendono utilizzabili soltanto successivamente

alla comunicazione degli esiti dell'ultima sottofase **MSD** che comprende l'**ISP** in oggetto.

Le **Piattaforme di Bilanciamento** includono:

- la **Piattaforma aFRR**.

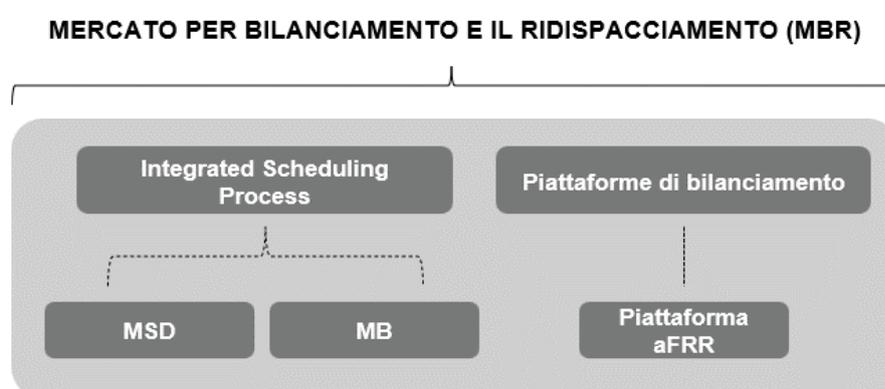


Figura 1 - Articolazione MBR

I **BSP** presentano offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alle **Piattaforme di Bilanciamento** utilizzando l'apposita piattaforma informatica predisposta dal **Gestore del Mercato**.

4.8.1 **Obblighi informativi per il Mercato del bilanciamento e ridispacciamento**

I **BSP** delle **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** abilitate alla fornitura dei **servizi ancillari globali per il bilanciamento e/o al ridispacciamento**, hanno l'obbligo di comunicare al **Gestore della Rete** eventuali:

- variazioni temporanee dei dati tecnici delle **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** registrati nel **GAUDÌ** per tramite del Sistema Comandi Web secondo le modalità descritte nel documento "Sistema Comandi Web: variazione dati tecnici GAUDÌ" disponibile sul sito internet del **Gestore della rete**;

- ii. indisponibilità al **servizio di dispacciamento** qualora ricorrano le condizioni di cui ai paragrafi 4.8.1.2.1 e 4.8.1.2.2 (“Esenzione dagli obblighi di offerta” e “Esenzione parziale dagli obblighi di offerta”);
- iii. vincoli di energia giornaliera per le **UAS** e le **UVAN** costituite da almeno una UP idroelettrica di sola produzione, di produzione e di pompaggio o di accumulo elettrochimico;
- iv. stato di carica percentuale (SOC) per le **UAS** e le **UVAN** costituite da almeno una UP idroelettrica di sola produzione (eccetto la tipologia fluente), di produzione e di pompaggio o di accumulo elettrochimico.

Con riferimento all’obbligo di cui al precedente punto (ii), ai fini del **MSD** non sono considerate le comunicazioni relative alle indisponibilità al **servizio di dispacciamento** con motivazione avviamento. Le comunicazioni di cui al presente paragrafo devono essere comunicate al **Gestore della rete** entro il termine previsto nell’Allegato A.22 del Codice di Rete “Procedura di selezione delle risorse su MSD”.

Il **Gestore della Rete** utilizza le informazioni comunicate ai sensi del presente paragrafo per la definizione delle quantità offerte per **MSD**.

I **BSP** sono esonerati dall’obbligo della comunicazione di cui ai precedenti punti (i) e (ii) se le unità nella propria titolarità non sono interessate da variazioni rispetto a quanto già comunicato, o rispetto ai dati registrati nel **GAUDÍ**.

Per le **UAS** e per ogni **ISP** per cui, nella sottofase precedente a quella per la quale si effettua la comunicazione risultano preliminarmente accettate offerte di **Minimo** o di **Spegnimento**, la comunicazione stessa sarà utilizzata con le seguenti limitazioni:

- saranno utilizzate ai fini del **MSD** le comunicazioni di variazioni temporanee dei dati tecnici, ai fini della esenzione parziale dagli obblighi

di offerta, con la condizione che la potenza minima ivi indicata risulti non superiore al valore valido ai fini della sottofase precedente;

- non saranno utilizzate ai fini **MSD** le comunicazioni di indisponibilità al **servizio di dispacciamento**, ai fini dell'esenzione totale dagli obblighi di offerta.

Il **Gestore della Rete** si riserva di ridefinire la tempistica di comunicazione dei dati di cui alla presente sezione, dandone comunicazione sul proprio sito internet.

4.8.1.1 *Offerte per il Mercato per il bilanciamento e ridispacciamento*

4.8.1.2 *Obblighi di offerta*

I **BSP** delle **UAS** e **UVAN** abilitate alla fornitura dei **servizi ancillari globali per il bilanciamento** e al **ridispacciamento** hanno:

- L'obbligo di inserire, eventualmente per il tramite di soggetti delegati, nella **Piattaforma di nomina** del **Gestore del Mercato** le nomine provvisorie riferite agli **ISP** oggetto di ciascuna sottofase del **MSD** entro le tempistiche per la comunicazione dei dati tecnici indicate nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse su MSD". Tale obbligo si applica ai **BSP** con riferimento a ciascuna **UAS** e ciascuna **UVN** facente parte di una data **UVAN**;
- L'obbligo di inserire nella piattaforma del **Gestore del Mercato** offerte predefinite con riferimento al **MSD**;
- La facoltà di inserire nella piattaforma del **Gestore del Mercato** quotidianamente e per ciascun **ISP** offerte non predefinite con riferimento al **MSD**. Con riferimento alle sottofasi del **MSD**, il **Gestore della Rete** utilizza le offerte predefinite in assenza di offerte non predefinite;
- La facoltà di inserire nella piattaforma del **Gestore del Mercato** quotidianamente e per ciascun **ISP** offerte non predefinite con

riferimento al **MB**. In caso di mancata presentazione di offerte non predefinite con riferimento al **MB** per un determinato **ISP**, il **Gestore della rete** utilizza le offerte valide ai fini del **MSD** riferite al medesimo **ISP** in oggetto;

- L'obbligo di inserire nella piattaforma del **Gestore del mercato** offerte di prezzo predefinite ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR**;
- La facoltà di inserire nella piattaforma del **Gestore del mercato** quotidianamente e per ciascun **ISP** offerte di prezzo non predefinite ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR**. Con riferimento a ciascun **ISP**, il **Gestore della rete** utilizza le offerte predefinite in assenza di offerte non predefinite;

I **BSP** delle **UVAZ** abilitate alla fornitura dei **servizi ancillari globali per il bilanciamento** hanno:

- L'obbligo di inserire nella piattaforma del **Gestore del Mercato** offerte predefinite con riferimento al **MSD**;
- La facoltà di inserire nella piattaforma del **Gestore del Mercato** quotidianamente e per ciascun **ISP** offerte non predefinite con riferimento al **MSD**. Con riferimento alle sottofasi del **MSD**, il **Gestore della Rete** utilizza le offerte predefinite in assenza di offerte non predefinite.

Si specifica inoltre che, sia le offerte predefinite, sia le offerte non predefinite con riferimento al **MSD** dei **BSP** delle **UVAZ** sono esclusivamente finalizzate a consentire al **Gestore della Rete** di stimare la disponibilità attesa delle **UVAZ** e non possono, pertanto, dare luogo ad attivazioni in esito a **MSD**.

Si specifica che i **BSP** hanno facoltà di aggiornare le proprie offerte sino al termine di presentazione delle offerte del **MSD**, del **MB** e della **Piattaforma aFRR** di cui alle **Disposizioni Tecniche di funzionamento**. Il **Gestore della**

rete monitora la conformità della condotta dei **BSP** con gli obblighi di offerta con riferimento a ciascun **ISP**.

Il mancato rispetto degli obblighi di offerta di cui sopra, con riferimento agli **ISP** del 25° periodo orario, nel giorno di passaggio dall'ora legale all'ora solare, verrà gestito dal **Gestore della rete** replicando per le **ISP** del suddetto periodo orario le offerte con riferimento agli **ISP** del 24° periodo orario.

L'evidenza di comportamenti non conformi agli obblighi di offerta verrà sottoposta dal **Gestore della rete** all'attenzione dell'**Autorità** per i provvedimenti del caso.

4.8.1.2.1 *Esenzione totale dagli obblighi di offerta*

I **BSP** titolari di **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** sono esentati dall'obbligo di offerta di cui al paragrafo precedente nei seguenti casi:

- i. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, qualora intervengano condizioni idrologiche, per motivi di sicurezza idro-geologica, che impongano l'utilizzo ad un determinato valore di potenza;
- ii. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, qualora le stesse siano soggette a servitù idro-geologiche che impongano l'utilizzo ad un determinato valore di potenza;

- iii. qualora le **UAS** obbligatoriamente abilitate o le **UVAN** che includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS** debbano eseguire delle prove richieste o concordate con il **Gestore della rete**;
- iv. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo termoelettrico e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo termoelettrico obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, nella fase di avviamento sino al raggiungimento della potenza minima dell'**UAS** o **UVAN**, limitatamente alla fornitura dei **servizi ancillari globali per il bilanciamento e al ridispacciamento**;
- v. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo termoelettrico a carbone nella fase di spegnimento e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo termoelettrico a carbone nella fase di spegnimento obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, limitatamente alla fornitura dei **servizi ancillari globali per il bilanciamento e al ridispacciamento**;
- vi. durante il periodo di rientro in servizio, pari a tre giorni, di ripresa del funzionamento della **UP** (che costituisce l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o che è obbligatoriamente abilitabile come **UAS** ma inclusa in una **UVAN**) in seguito ad un periodo di indisponibilità pari almeno a ventuno giorni;
- vii. per le sole **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate e per le sole **UVAN** che includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, durante i periodi di collaudo;
- viii. per le **UAS** volontariamente abilitate, per le **UVAN** (fatta eccezione per le **UVAN** che includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS**) e per le **UVAZ**, qualora il **BSP** abbia comunicato l'indisponibilità delle risorse per i **servizi ancillari globali per il bilanciamento e/o al ridispacciamento** per i quali le unità nella propria

titolarità sono abilitate entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici per la prima sottofase di **MSD**. È fatta salva la facoltà per il **BSP** delle **UAS** volontariamente abilitate, **UVAN** (fatta eccezione per le **UVAN** che includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS**) e **UVAZ** di avvalersi, laddove ritenuto opportuno, dei casi di esenzione totale dagli obblighi di offerta di cui ai precedenti punti i-vii.

4.8.1.2.2 *Esenzione parziale dagli obblighi di offerta*

I **BSP** titolari di **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** sono parzialmente esentati dall'obbligo di offerta di cui al paragrafo 4.8.1.2, ovvero sono soggetti all'obbligo di offerta limitatamente alla potenza disponibile sul **Mercato per il bilanciamento ed il ridispacciamento**, nei seguenti casi:

- i. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, qualora intervengano condizioni idrologiche, per motivi di sicurezza idro-geologica, che impongano l'utilizzo entro determinati valori di potenza;
- ii. per le **UAS** di immissione obbligatoriamente abilitate costituite da **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente e per le **UVAN** che includano almeno una **UP** di tipo idroelettrico, non ad acqua fluente obbligatoriamente abilitabile come **UAS**, qualora le stesse siano soggette a servitù idro-geologiche che impongano l'utilizzo entro determinati valori di potenza;
- iii. qualora l'**UP** che costituisce l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o che è obbligatoriamente abilitabile come **UAS** ma inclusa in una **UVAN** sia in **manutenzione** programmata o in coda di **manutenzione**;

- iv. in caso di avaria dell'**UAS** obbligatoriamente abilitate o dell'**UVAN** che includa almeno una UP obbligatoriamente abilitabile come **UAS**;
- v. qualora l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o l'**UVAN** che includano almeno una UP obbligatoriamente abilitabile come **UAS** sia soggetta a vincoli di produzione per indisponibilità di elementi di **rete** comunicati dal **Gestore della rete** in esito alla programmazione delle indisponibilità programmate o provenienti da rientri anticipati di altre **UP** da indisponibilità programmate, limitatamente alla quota di potenza corrispondente al vincolo di produzione comunicato;
- vi. qualora l'**UP** che costituisce l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o che è obbligatoriamente abilitabile come **UAS** ma inclusa in una UVAN, sia soggetta a vincoli ambientali (ATS, alta temperatura aria ambiente o inquinamento);
- vii. qualora l'**UP** che costituisce l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o che è obbligatoriamente abilitabile come **UAS** ma inclusa in una UVAN sia interessata da scioperi dichiarati compatibili con la sicurezza del **SEN**;
- viii. in presenza di vincoli tecnologici dell'**UP** che costituisce l'**UAS** obbligatoriamente abilitata o che è obbligatoriamente abilitabile come **UAS** ma inclusa in una UVAN, documentabili su richiesta del **Gestore della rete**;
- ix. per le **UAS** volontariamente abilitate, per le **UVAN** (fatta eccezione per le **UVAN** che includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS**) e per le **UVAZ**, qualora il BSP abbia comunicato l'indisponibilità delle risorse per i **servizi ancillari globali per il bilanciamento** e/o al ridispacciamento per i quali le unità nella propria titolarità sono abilitate entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici per la prima sottofase di **MSD**. È fatta salva la facoltà per il **BSP** delle **UAS** volontariamente abilitate, **UVAN** (fatta eccezione per le **UVAN** che

includano almeno una **UP** obbligatoriamente abilitabile come **UAS**) e **UVAZ** di avvalersi, laddove ritenuto opportuno, dei casi di esenzione parziale dagli obblighi di offerta di cui ai precedenti punti i-viii.

4.8.1.3 *Contenuto delle offerte*

4.8.1.3.1 *Contenuto delle offerte per il MSD*

Il presente paragrafo si applica sia alle offerte predefinite che alle offerte non predefinite.

Per ciascuna **UAS** e **UVAN** per ciascun **ISP** del giorno di riferimento, le offerte presentate con riferimento al **MSD** devono essere costituite da:

- i. 1 prezzo per l'offerta in vendita per **Regolazione secondaria**, relativa ad incrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella modalità "a salire";
- ii. almeno 1 e fino a 3 coppie di quantità e prezzi (gradini) per le offerte in vendita per il prodotto **Altri servizi**, relative a:
 - a) incrementi di immissione dal maggior valore tra il **programma di riferimento per MSD** e la capacità minima di immissione sino alla capacità massima di immissione dell'**UAS** o dell'**UVAN**; oppure
 - b) decrementi di prelievo dal minor valore tra il **programma di riferimento per MSD** e la capacità massima di prelievo sino alla capacità minima di prelievo dell'**UAS** o dell'**UVAN**;
- iii. Per le **UAS** non costituite da **UP** di tipo idroelettrico di produzione e pompaggio o accumulo elettrochimico, qualora qualificate alla presentazione dell'offerta di **Minimo**, 1 prezzo per il gradino di **Minimo** del prodotto **Altri servizi**, relativa ad incrementi di immissione dal

programma di riferimento per MSD, sino alla capacità minima di immissione dell'**UAS**, se tale incremento è possibile (ovvero se il medesimo **programma di riferimento per MSD** è inferiore alla capacità minima di immissione dell'**UAS**)

- iv. 1 prezzo per l'offerta in acquisto per **Regolazione secondaria**, relativa a decrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella modalità "a scendere";
- v. almeno 1 e fino a 3 coppie di quantità e prezzi (gradini) per le offerte in acquisto per il prodotto **Altri servizi**, relative a:
 - a) decrementi di immissione dal maggior valore tra il **programma di riferimento per MSD** e la capacità minima di immissione sino alla capacità minima di immissione dell'**UAS** o dell'**UVAN**; oppure
 - b) incrementi di prelievo dal minor valore tra il **programma di riferimento per MSD** e la capacità massima di prelievo sino alla capacità massima di prelievo dell'**UAS** o dell'**UVAN**;
- vi. Per le **UAS** non costituite da **UP** di tipo idroelettrico di produzione e pompaggio o accumulo elettrochimico, qualora qualificate alla presentazione dell'offerta di **Spegnimento**, 1 prezzo per il gradino di **Spegnimento** del prodotto **Altri Servizi**, relativa a decrementi di immissione dal minor valore tra il **programma di riferimento per MSD** e la capacità minima di immissione dell'**UAS** sino a zero.

Inoltre, per ciascuna **UAS** di immissione di tipo termoelettrico, con l'eccezione delle sole unità in cui l'immissione di energia al di sotto della propria potenza minima corrisponda esclusivamente ad una variazione dell'energia scambiata dall'unità con la rete, senza l'ingresso in parallelo di

alcun gruppo di generazione associato all'unità stessa per ciascun giorno di riferimento le offerte presentate per il **MSD** devono indicare:

- vii. 1 prezzo per l'offerta di **Accensione**, qualora la suddetta **UAS** sia ammessa alla presentazione dell'offerta di **Accensione**, corrispondente all'ammontare richiesto per ogni avviamento dell'**UAS** effettuato nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto agli avviamenti effettuati nell'ambito del **MPE** nel medesimo periodo; e
- viii. 1 prezzo per l'offerta di **Cambio Assetto**, qualora la suddetta **UAS** sia di tipo termoelettrico combinato o ripotenziato e sia ammessa alla presentazione dell'offerta di **Cambio Assetto**, corrispondente all'ammontare richiesto per ogni cambio assetto dell'**UAS** effettuato nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto ai cambi assetto effettuati nell'ambito del **MPE** nel medesimo periodo, limitatamente ai cambiamenti di assetto cui corrisponda un incremento nel numero di generatori associati.

Per ciascuna **UVAZ** e per ciascun **ISP** del giorno di riferimento, le offerte presentate con riferimento al **MSD** devono essere costituite, da:

- ix. almeno 1 e fino a 3 coppie di quantità e prezzi (gradini) per le offerte in vendita per il prodotto **Altri servizi**, relative a:
 - a) incrementi di immissione rispetto alla **baseline** dell'**UVAZ**; oppure
 - b) decrementi di prelievo rispetto alla **baseline** dell'**UVAZ**;
- x. almeno 1 e fino a 3 coppie di quantità e prezzi (gradini) per le offerte in acquisto per il prodotto **Altri servizi**, relative a:
 - a) decrementi di immissione rispetto alla **baseline** dell'**UVAZ**; oppure

- b) incrementi di prelievo rispetto alla **baseline** dell'**UVAZ**.

Con riferimento alle suddette offerte si specifica che le medesime sono esclusivamente finalizzate a consentire al **Gestore della Rete** di stimare la disponibilità attesa delle **UVAZ** e non danno luogo ad alcuna attivazione in esito a MSD.

4.8.1.3.2 *Contenuto delle offerte per il MB*

Per ciascuna **UAS** e **UVAN** e per ciascun **ISP** del giorno di riferimento, le offerte presentate per il **MB** devono essere costituite da:

- i. 1 prezzo per l'offerta in vendita per il prodotto **Regolazione secondaria**, relativa ad incrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella modalità "a salire";
- ii. almeno 1 e fino a 4 coppie di quantità e prezzi (gradini) per le offerte in vendita per il prodotto **Altri servizi**, relative a
 - a) incrementi di immissione dal maggior valore tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la capacità minima di immissione sino alla capacità massima di immissione dell'**UAS** o dell'**UVAN**; oppure
 - b) decrementi di prelievo dal minor valore tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la capacità massima di prelievo sino alla capacità minima di prelievo dell'**UAS** o dell'**UVAN**,
- iii. Per le **UAS** non costituite da **UP** di tipo idroelettrico di produzione e pompaggio o accumulo elettrochimico, qualora qualificate alla presentazione del gradino di **Minimo** del prodotto **Altri Servizi**, 1

prezzo per l'offerta di **Minimo**, relativa ad incrementi di immissione dal **programma di riferimento per il bilanciamento** sino alla capacità minima di immissione dell'**UAS**, se tale incremento è possibile (ovvero se il **programma di riferimento per il bilanciamento** è inferiore alla capacità minima di immissione dell'**UAS**);

- iv. 1 prezzo per l'offerta in acquisto per il prodotto **Regolazione Secondaria**, relativa a decrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella modalità "a scendere";
- v. almeno 1 e fino a 4 coppie di quantità e prezzi per le offerte in acquisto per **Altri servizi**, relative a
 - a) decrementi di immissione dal maggior valore tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la capacità minima di immissione sino alla capacità minima di immissione dell'**UAS** o dell'**UVAN**; oppure
 - b) incrementi di prelievo dal minor valore tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la capacità massima di prelievo sino alla capacità massima di prelievo dell'**UAS** o dell'**UVAN**;
- vi. per le **UAS** non costituite da **UP** di tipo idroelettrico di produzione e pompaggio o accumulo elettrochimico, qualora ammesse alla presentazione dell'offerta di **Spegnimento**, 1 prezzo per il gradino di **Spegnimento** del prodotto **Altri Servizi**, relativa a decrementi di immissione dal minor valore tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la capacità minima di immissione dell'**UAS** sino a zero.

Inoltre, per ciascuna **UAS** di tipo termoelettrico, con l'eccezione delle sole unità in cui l'immissione di energia al di sotto della propria potenza minima corrisponda esclusivamente ad una variazione dell'energia scambiata dall'unità con la rete, senza l'ingresso in parallelo di alcun gruppo di generazione associato all'unità stessa per ciascun giorno di riferimento le offerte presentate per il **MB** devono indicare:

- vii. 1 prezzo per l'offerta di **Accensione**, qualora la suddetta **UAS** sia ammessa alla presentazione dell'offerta di **Accensione** corrispondente all'ammontare richiesto per ogni avviamento dell'**UAS** effettuato nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto agli avviamenti effettuati nell'ambito del **MPE** nel medesimo periodo;
- viii. 1 prezzo per l'offerta di **Cambio Assetto**, qualora la suddetta **UAS** sia di tipo termoelettrico combinato o ripotenziato e sia ammessa alla presentazione dell'offerta di **Cambio Assetto**, corrispondente all'ammontare richiesto per ogni cambio assetto dell'**UAS** effettuato nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto ai cambi assetto effettuati nell'ambito del **MPE** nel medesimo periodo, limitatamente ai cambiamenti di assetto cui corrisponda un incremento nel numero di generatori associati.

4.8.1.3.3 *Contenuto delle offerte per le piattaforme di bilanciamento*

Per ciascuna **UAS** e **UVAN** e per ciascun **ISP** del giorno di riferimento, le offerte presentate per le **Piattaforme di Bilanciamento** devono essere costituite da:

- i. 1 prezzo per ciascun blocco di potenza in vendita di cui all'Allegato A.23 relativa ad incrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella

modalità “a salire”; al riguardo si specifica che tali offerte sono utilizzate dal **Gestore della Rete** ai fini della conversione delle offerte per la partecipazione del **Gestore della Rete** medesimo alla **Piattaforma aFRR**;

- ii. 1 prezzo per ciascun blocco di potenza in acquisto di cui all'Allegato A.23 relativa ad decrementi di immissione per l'eventuale utilizzo della **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, qualora l'**UAS** o l'**UVAN** sia abilitata alla fornitura di risorse per tale servizio nella modalità “a scendere”; al riguardo si specifica che tali offerte sono utilizzate dal **Gestore della Rete** ai fini della conversione delle offerte per la partecipazione del **Gestore della Rete** medesimo alla **Piattaforma aFRR**;

4.8.1.4 *Vincoli di offerta*

4.8.1.4.1 *Vincoli di offerta per il MSD*

Per una data **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** per ogni **ISP** del giorno di riferimento, le offerte sottomesse dai **BSP** ai sensi del paragrafo 4.8.1.3.1 sono soggette ai seguenti vincoli:

- i prezzi delle offerte in vendita devono essere non inferiori ai prezzi delle offerte in acquisto, separatamente per le offerte per **Regolazione Secondaria** e per le offerte per **Altri servizi**;
- il prezzo del gradino di **Minimo (Spegnimento)** del prodotto **Altri servizi** deve essere non superiore al prezzo di ciascuno degli altri gradini in vendita (acquisto) per **Altri servizi**, relativamente alle **UAS** di immissione qualificate alla presentazione di offerte di **Minimo** o **Spegnimento**;

- relativamente alle **UAS** di immissione ammesse alla presentazione di offerte di **Accensione**, tale prezzo non può assumere valore superiore ad un valore massimo pari al prodotto tra:
 - a) il fattore di conversione - pari a uno -, e
 - b) il valore della capacità minima di immissione delle suddette **UAS** registrato nel **GAUDÌ**, e
 - c) il prezzo unitario calcolato come valore medio del prezzo valido dei gradini di **Minimo** del prodotto **Altri servizi** presentati nell'anno precedente alla data di calcolo dalle **UAS** appartenenti ad un medesimo sottotipo di tecnologia e pubblicato dal **Gestore della rete** sul proprio sito internet, e
 - d) il numero di ore massimo pari a:
 - Sei, per le **UAS** di immissione di tipo termoelettrico diverse da turbogas a ciclo aperto;
 - Uno, per le restanti **UAS** di immissione di tipo.

- Relativamente alle **UAS** di immissione ammesse alla presentazione di offerte di **Cambio Assetto**, tale prezzo non può assumere valore superiore ad un valore massimo pari al prodotto tra:
 - a) il fattore di conversione - pari a uno -, e
 - b) il valore della potenza minima della **UAS** registrato nel **GAUDÌ**, e
 - c) il prezzo unitario calcolato come valore medio del prezzo valido dei gradini di **Minimo** del prodotto **Altri servizi** presentati nell'anno precedente alla data di calcolo dalle **UAS** appartenenti

ad un medesimo sottotipo di tecnologia e pubblicato dal **Gestore della rete** sul proprio sito internet, e

- d) numero di ore massimo fissato pari a uno.

4.8.1.4.2 *Vincoli di offerta per il MB*

Per una data **UAS**, **UVAN** per ogni **ISP** del giorno di riferimento, le offerte sottomesse dai **BSP** ai sensi dei paragrafi 4.8.1.3.2 e 4.8.1.3.3 sono soggette ai seguenti vincoli:

- I prezzi delle offerte in vendita devono essere non inferiori ai prezzi delle offerte in acquisto, separatamente per le offerte per **Regolazione Secondaria** e per le offerte per **Altri servizi**.
- il prezzo del gradino di **Minimo (Spegnimento)** del prodotto **Altri Servizi** deve essere non superiore al prezzo di ciascuna delle offerte in vendita (acquisto) per **Altri servizi**;

Al fine del rispetto dei vincoli di offerta provenienti dal **MSD** ovvero dal **MB**,

- Con riferimento alle offerte riservate nel **MSD** ovvero nel **MB**:
 - Il prezzo del gradino di **Minimo (Spegnimento)** del prodotto **Altri Servizi** deve essere non superiore (non inferiore) allo stesso prezzo valido ai fini del **MSD** ovvero nel **MB**;
 - Il prezzo in vendita (acquisto), separatamente per **Regolazione Secondaria** e per **Altri servizi**, deve essere non superiore (non inferiore) allo stesso prezzo valido ai fini del **MSD** ovvero nel **MB**;
 - La quantità in vendita (acquisto) per **Altri servizi** deve essere non inferiore alla quantità riservata nel **MSD** ovvero nel **MB**

- Con riferimento alle offerte accettate nel **MB**, cui corrispondono manovre di accensione o spegnimento di **UAS** di immissione di tipo termoelettrico diverse da turbogas a ciclo aperto, notificate al **BSP** precedentemente alla presentazione delle offerte **MB** per l'**ISP** in oggetto:
 - in caso di manovra di accensione, il prezzo di **Minimo** deve essere non superiore allo stesso prezzo valido ai fini del **MSD** o in precedenti offerte per il **MB**;
 - in caso di manovra di spegnimento, il prezzo di **Spegnimento** e il prezzo in acquisto per **Altri servizi** devono essere rispettivamente non inferiori agli stessi prezzi validi ai fini del **MSD** o in precedenti offerte per il **MB**.
- Il prezzo dell'offerta di **Accensione** deve essere non superiore al corrispondente prezzo presentato nel **MSD** o in precedenti offerte per il **MB**;
- Il prezzo dell'offerta di **Cambio Assetto** deve essere non superiore al corrispondente prezzo presentato nel **MSD** o in precedenti offerte per il **MB**;
- La media aritmetica dei prezzi di ciascun blocco di potenza in vendita (acquisto) di cui all'Allegato A.23 ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** deve essere non superiore (non inferiore) al prezzo dell'offerta in vendita (acquisto) per **Regolazione Secondaria** valida ai fini del **MSD** ovvero del **MB**;
- I prezzi dei blocchi di potenza in vendita (acquisto) di cui all'Allegato A.23 ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** devono essere non decrescenti (non crescenti).

4.8.1.4.3 Verifica di congruità delle offerte

Il **Gestore della rete** verifica il rispetto dei vincoli di offerta per il **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e, in caso di mancato rispetto, procede alla modifica dei prezzi offerti come di seguito descritto. Con riferimento a ciascuna **UAS, UVAN** e, ove applicabile, **UVAZ** e per ciascun **ISP**:

- Qualora il prezzo di **Spegnimento** risulti inferiore al relativo valore minimo di cui ai paragrafi 4.8.1.4.1 e 4.8.1.4.2, il prezzo di **Spegnimento** viene posto pari al valore minimo;
- Qualora il prezzo in vendita per **Regolazione Secondaria** risulti non superiore al prezzo in acquisto per **Regolazione Secondaria**, il prezzo in acquisto viene modificato e posto pari al prezzo in vendita;
- Qualora il più basso prezzo in vendita per **Altri servizi** risulti non superiore al prezzo di **Minimo**, il prezzo di **Minimo** viene modificato e posto pari al più basso prezzo in vendita per **Altri servizi**;
- Qualora il prezzo di **Minimo** risulti non superiore ad uno o più prezzi in acquisto per **Altri servizi**, questi ultimi vengono modificati e posti pari al prezzo di **Minimo**;
- Qualora il più basso prezzo in acquisto per **Altri servizi** risulti non superiore al prezzo di **Spegnimento**, il prezzo di **Spegnimento** viene modificato e posto pari al più basso prezzo in acquisto per **Altri servizi**;
- Qualora il prezzo di **Accensione** risulti superiore al valore massimo di cui ai paragrafi 4.8.1.4.1 e 4.8.1.4.2, il prezzo di **Accensione** viene posto pari a tale valore massimo;

- Qualora il prezzo di **Cambio Assetto** risulti superiore al valore massimo di cui ai paragrafi 4.8.1.4.1 e 4.8.1.4.2, il prezzo di **Cambio Assetto** viene posto pari a tale valore massimo;
- Qualora i prezzi dei blocchi di potenza in vendita (acquisto) di cui all'Allegato A.23 ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** non siano non decrescenti (non crescenti) i prezzi di tutti i blocchi di potenza in vendita (acquisto) vengono posti pari al minimo (massimo) prezzo offerto;
- Qualora la media aritmetica dei prezzi dei blocchi di potenza in vendita (acquisto) di cui all'Allegato A.23 ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** risulti maggiore (minore) del prezzo dell'offerta in vendita (acquisto) per **Regolazione Secondaria** valida ai fini del **MSD** ovvero del **MB**, i prezzi di tutti i blocchi di potenza in vendita (acquisto) vengono posti pari al prezzo dell'offerta in vendita (acquisto) per **Regolazione Secondaria**.

4.8.1.4.4 *Vincoli di offerta per le unità essenziali*

Il presente paragrafo disciplina le comunicazioni e i vincoli di offerta riferiti alle **unità essenziali** sull'**Integrated Scheduling Process**, ai sensi degli Articoli 64 e 65 della delibera 111/06 dell'**Autorità**.

Con riferimento alla fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, per ciascun assetto di funzionamento del **SEN** di cui al paragrafo 4.7.1.1 e ciascun **ISP**, si applicano ai **BSP** i vincoli di offerta sul **MSD** con riferimento alle unità abilitate alla fornitura del servizio, per una quantità totale offerta per **Regolazione Secondaria** pari alla capacità essenziale per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, di cui al paragrafo 4.7.1.1.

Il **BSP** indica contestualmente alla presentazione dell'offerta sul **MSD** con quali **UAS** intende dare esecuzione ai vincoli di offerta, indicando un prezzo in vendita e in acquisto per **Regolazione Secondaria** pari al costo variabile riconosciuto alle **UAS** dell'**impianto di produzione** cui appartiene l'unità come definito dall'**Autorità**.

Con riferimento alla fornitura di risorse per la **riserva di sostituzione**, a ciascun **BSP** titolare di capacità essenziale per **riserva di sostituzione** si applicano i vincoli di offerta sul **MSD** per ogni **ISP** e assetto di funzionamento del **SEN** in cui risulti positiva la differenza tra:

- La capacità essenziale di **riserva di sostituzione** del **BSP**, riferita all'assetto di funzionamento del **SEN** del giorno di riferimento, di cui al paragrafo 4.7.1.1; e
- La somma dei **programmi di riferimento per MSD** delle **UAS** nella titolarità del **BSP**, localizzate nell'aggregato.

I suddetti vincoli di offerta sul **MSD** si applicano con riferimento alle **UAS** di immissione di tipo termoelettrico, disponibili nel **MSD**, per una quantità totale offerta pari alla suddetta differenza. Il **BSP** indica nell'offerta con quali **UAS** offerte intende dare esecuzione agli obblighi.

Con riferimento alla fornitura di risorse per la **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, per ciascun assetto di funzionamento del **SEN** e per ciascun **ISP**, si applicano ai **BSP** vincoli di offerta sul **MSD** con riferimento alle unità abilitate alla fornitura di tale servizio, per una quantità totale offerta per **Altri servizi** almeno pari alla capacità essenziale di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**.

Il **BSP** indica nell'offerta con quali **UAS** e offerte intende dare esecuzione ai vincoli, indicando un prezzo in vendita e in acquisto per **Altri servizi** pari al

costo variabile riconosciuto all'**UP** coincidente con la **UAS** come definito dall'**Autorità**.

Ai fini del soddisfacimento degli obblighi relativi alla capacità essenziale per i servizi di ripristino della frequenza, concorrono anche eventuali contributi provenienti da **impianti di produzione** singolarmente essenziali qualora abilitati alla fornitura del servizio di riserva.

Con riferimento alle offerte presentate ai fini del **MB** per le **unità essenziali**, il **Gestore della rete** verifica che le quantità offerte, siano non inferiori alle quantità valide ai fini del **MSD** al netto delle quantità accettate. Il **Gestore della rete**, in caso di mancato rispetto, procede alla modifica delle quantità offerte.

Il **Gestore della rete**, successivamente agli esiti del **MSD**, verifica che le offerte presentate per le **unità essenziali** siano pari al costo variabile riconosciuto alle **UAS** medesime.

4.8.2 MSD

4.8.2.1.1 Programma di riferimento per la prima sottofase MSD

Per la prima sottofase, il **Programma di riferimento per MSD** si determina come segue:

- Per le **UAS** e per le **UnAP**, si pone pari alla nomina provvisoria di cui al paragrafo 4.11.2.3 “Comunicazione della ”;
- Per le **UVAN**, si calcola come somma delle nomine provvisorie di cui al paragrafo 4.11.2.3 “Comunicazione della ” delle **UVN** che le compongono.

4.8.2.1.2 *Mancata definizione del programma di riferimento per la prima sottofase di MSD*

Qualora, per indisponibilità o malfunzionamenti della **Piattaforma di nomina del Gestore del mercato** i **BRP** o, dove applicabile, i **BSP** non riescano ad indicare nella suddetta piattaforma le nomine provvisorie entro le tempistiche indicate nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento** ed il **Gestore del mercato** non sia quindi in grado di determinare e comunicare al **Gestore della rete** le nomine provvisorie relative ad un determinato **ISP**, il **Gestore della rete** pone il **programma di riferimento** per la prima sottofase di **MSD**:

- Per le **UAS** e per le **UnAP**, pari alla nomina provvisoria di back-up di cui al paragrafo 4.11.2.2 “Comunicazione della nomina provvisoria di back-up”, qualora disponibile. Qualora tale nomina provvisoria di back-up non sia disponibile, la nomina provvisoria viene posta pari a zero;
- Per le **UVAN**, pari alla somma delle nomine provvisorie di back-up di cui al paragrafo 4.11.2.2 “Comunicazione della nomina provvisoria di back-up” delle **UVN** che le compongono, qualora disponibili. Qualora una nomina provvisoria di back-up di una data **UVN** non sia disponibile, il corrispondente contributo al programma di riferimento per la prima sottofase di **MSD** viene posto pari a zero.

4.8.2.1.3 *Programma di riferimento per le sottofasi MSD successive alla prima*

Per ciascuna delle sottofasi **MSD** successive alla prima, il **Programma di riferimento per MSD** si determina come segue:

- Per le **UAS** e per le **UnAP**, si pone pari alla nomina provvisoria di cui al paragrafo 4.11.2.4 “Comunicazione della nomina” più aggiornata disponibile entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici della sottofase definito nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**;
- Per le **UVAN**, si pone pari alla somma delle nomine provvisorie di cui al paragrafo 4.11.2.4 “Comunicazione della nomina” più aggiornate

disponibile entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici della sottofase definito nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**, delle **UVN** che le compongono.

Ai fini della determinazione del **Programma di riferimento per MSD** di cui al paragrafo precedente, il **Gestore della rete** utilizza il **Programma MSD** della sottofase precedente in sostituzione della **nomina provvisoria**, qualora la **nomina provvisoria** più aggiornata per il medesimo **ISP** risalga ad invii da parte del **Gestore del mercato** antecedenti la definizione del suddetto **Programma MSD**.

4.8.2.2 *Definizione delle quantità valide ai fini del processo di selezione delle offerte*

Il **Gestore della rete** provvede, per ciascuna **UAS** e **UVAN** e per ciascun **ISP**, a definire le quantità valide ai fini del processo di selezione delle offerte di **MSD** ed a tal fine rettifica le quantità presentate per renderle congruenti con il **Programma di riferimento per MSD** e con i dati tecnici della **UAS**, **UVAN** nel **ISP** considerato, procedendo secondo le modalità descritte nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse sul MSD".

4.8.2.3 *Selezione delle offerte in MSD*

Nel **MSD**, il **Gestore della rete** compie azioni di ridispacciamento tramite selezione delle offerte presentate dai **BSP** delle **UAS** e **UVAN** allo scopo di:

- i. Costituire opportuni margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, a copertura del relativo fabbisogno di cui all'Allegato A.22;
- ii. Costituire opportuni margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, a copertura del relativo fabbisogno di cui all'Allegato A.22;

- iii. Costituire opportuni margini di **riserva di sostituzione**, a copertura del relativo fabbisogno di cui all'Allegato A.22;
- iv. Garantire la presenza in servizio delle risorse necessarie per l'erogazione dei **servizi ancillari** non relativi alla **frequenza** di cui ai paragrafi 4.6.2.1 "Controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla Rete di Trasmissione Nazionale", 4.6.2.2 "Fornitura di Potenza di corto circuito" e 4.6.2.3 "Mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale";
- v. Risolvere le eventuali congestioni presenti sulla **rete rilevante**;
- vi. minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti alle attività di approvvigionamento delle risorse per il **dispacciamento**.

Al fine della selezione delle offerte, in ciascuna sottofase del **MSD**, il **Gestore della rete** procede come descritto nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse sul MSD".

Tale documento riporta in particolare i vincoli considerati per il sistema ed i vincoli considerati per le **UAS** e **UVAN** nel processo di selezione delle offerte.

4.8.2.4 *Esiti*

4.8.2.4.1 *Determinazione delle quantità riservate, accettate, degli intervalli di fattibilità e del Programma MSD*

In esito al processo di selezione delle offerte con riferimento a ciascuna sottofase del **MSD**:

- Per i soli **ISP** di ciascuna sottofase non incluse nelle sottofasi successive, il **Gestore della rete** definisce per ogni **ISP**:
 - a) Le quantità accettate, in vendita e in acquisto;
 - b) Il **Programma MSD** delle **UAS** e **UVAN** come somma del **programma di riferimento MSD** e delle suddette quantità accettate;

- c) Le quantità riservate, in vendita e in acquisto, per **Regolazione Secondaria** e per **Altri servizi**. Si specifica che il **Gestore della rete** ridefinisce le quantità riservate, in vendita e in acquisto, per **Regolazione Secondaria** nell'ambito del processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23; e
 - d) Ove necessario, gli **intervalli di fattibilità definitivi** delle **UAS** e **UVAN**, entro i cui estremi dovranno essere ricomprese le nomine definitive o provvisorie eventualmente definite successivamente alla comunicazione degli esiti della sottofase in esame.
- Per i rimanenti **ISP** di ciascuna sottofase, il **Gestore della rete** definisce:
 - a) Le **quantità preliminarmente accettate**, in vendita e in acquisto;
 - b) Il **programma MSD** delle **UAS** e **UVAN** come somma del **programma di riferimento MSD** e delle suddette quantità preliminarmente accettate; tale **programma MSD** è oggetto di successivo ricalcolo per tutti gli **ISP** del giorno di riferimento incluse nelle successive sottofasi;
 - c) Le **quantità preliminarmente riservate**, in vendita e in acquisto, per **Regolazione Secondaria** e per **Altri servizi**; e
 - d) Ove necessario, gli **intervalli di fattibilità** provvisori delle **UAS** e **UVAN** entro i cui estremi, se non modificati dal **Gestore della rete** in esito a sottofasi successive del **MSD**, dovranno essere ricomprese le **nomine definitive** o **provvisorie** eventualmente definite successivamente alla comunicazione degli esiti della sottofase in esame.

Si specifica che, per i soli **ISP** appartenenti alla sottofase successiva a quella in oggetto e non inclusi in ulteriori sottofasi successive, il **Programma di**

riferimento per MSD per la sottofase successiva a quella in oggetto dovrà essere ricompreso entro gli estremi dell'**intervallo di fattibilità** provvisorio definito nella sottofase in oggetto. I suddetti estremi potranno essere modificati dal **Gestore della rete** nella sottofase successiva a quella in oggetto anche per tenere conto della variazione dei dati tecnici comunicata entro le tempistiche per la dichiarazione dei dati tecnici indicate nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse su MSD" relativamente alla sottofase successiva a quella in oggetto.

Si specifica inoltre che, al fine di tenere conto di subentrate avarie o disservizi delle **UAS, UVAN**, qualora il **BSP** comunichi un valore di potenza massima di una **UAS, UVAN** inferiore sia rispetto a quello di potenza minima sia rispetto a quello dell'estremo inferiore dell'**intervallo di fattibilità** eventualmente definito dal **Gestore della rete** per la medesima **UAS, UVAN**, il **Gestore della rete** modifica gli estremi del suddetto **intervallo di fattibilità definitivo** ponendo l'estremo superiore pari al **programma MSD** e l'estremo inferiore pari al valore di potenza massima comunicato dal **BSP**. Ai fini di tali modifiche, il **Gestore della rete** verifica all'inizio di ciascun **ISP** q i valori di capacità comunicati dai **BSP**, procede ad aggiornare gli **intervalli di fattibilità definitivi** come sopra specificato con efficacia a partire dal secondo **ISP** successivo al periodo q e comunica ai **BSP** e al **Gestore del mercato** i valori aggiornati degli **intervalli di fattibilità definitivi** entro cinque minuti dall'inizio del periodo q.

I **BSP** delle **UAS, UVAN** costituite da risorse ad energia limitata devono garantire per ciascun **ISP** un margine di energia in produzione (in assorbimento) almeno pari alla somma tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** e la somma algebrica delle quantità riservate in vendita (considerate con segno positivo) e in acquisto (considerate con segno negativo) per **Regolazione Secondaria** e per **Altri servizi** per una durata minima pari all'ampiezza dell'**ISP** stesso.

4.8.2.4.2 *Remunerazione delle quantità accettate*

Le modalità di calcolo delle quantità accettate sono dettagliate nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse su MSD". Le quantità accettate sono valorizzate al prezzo di offerta. In particolare:

- Le quantità accettate in vendita (acquisto) per **Altri servizi** sono remunerate al prezzo in vendita (acquisto) per **Altri servizi** valido ai fini del **MSD**;
- Le offerte accettate di **Spegnimento** e di **Minimo** sono rispettivamente remunerate al prezzo di **Spegnimento** e di **Minimo** valido ai fini del **MSD**.
- L'offerta di **Accensione** e l'offerta di **Cambio Assetto** sono valorizzate successivamente alla definizione del **programma vincolante modificato e corretto**.

4.8.2.4.3 *Mancata definizione degli esiti di MSD*

Le condizioni previste al presente paragrafo si applicano qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore della Rete** non sia in condizione di determinare, parzialmente o completamente, gli esiti per una data sottofase di **MSD** secondo le normali procedure.

Di ogni anomalia il **Gestore della Rete** dà comunicazione con la massima tempestività ai **BSP** per mezzo di idonei strumenti di comunicazione (e-mail).

Qualora, in riferimento ad una sottofase di **MSD**, il **Gestore della Rete** non sia in condizione di determinare o comunicare gli intervalli di fattibilità secondo le procedure definite alla presente sezione, il **Gestore della Rete**:

- Non comunica al **Gestore del mercato** gli intervalli di fattibilità, nel caso in cui il fallimento della determinazione degli intervalli di fattibilità sia

avvenuto durante la prima sottofase del **MSD**. Il **Gestore del mercato** in questo caso non effettua nessuna rettifica delle **nomine definitive** rispetto agli intervalli di fattibilità.

- Pone i relativi intervalli di fattibilità pari agli intervalli di fattibilità determinati in esito alla sottofase di **MSD** immediatamente precedente a quella in oggetto, nel caso in cui il fallimento della determinazione degli intervalli di fattibilità sia avvenuto durante una sottofase di **MSD** successiva alla prima. Il **Gestore del mercato** rettifica le **nomine definitive** rispetto agli intervalli di fattibilità così definiti.

Qualora il **Gestore della rete** non sia in condizione di determinare i **programmi MSD** secondo le procedure definite alla presente sezione, il **Gestore della rete**:

- In caso di fallimento della prima sottofase di **MSD**, pone i programmi MSD relativi a tutti gli **ISP** appartenenti al giorno di riferimento pari ai **Programmi di riferimento per MSD** di cui al paragrafo 4.8.2.1.1 “Programma di riferimento per la prima sottofase MSD”.
- In caso di fallimento di una sottofase di **MSD** successiva alla prima, pone i relativi **Programmi MSD** pari ai **Programmi MSD** definiti in esito alla **sottofase** di **MSD** immediatamente precedente a quella in oggetto.

Qualora il **Gestore della rete** non sia in condizione di determinare le quantità riservate per **Altri servizi**:

- Nella prima sottofase di **MSD**, per gli **ISP** appartenenti a detta sottofase pone i valori delle quantità riservate per **Altri servizi** pari a zero;
- Nelle successive sottofasi di **MSD**, per gli **ISP** appartenenti a ciascuna sottofase e non incluse nelle sottofasi successive, pone i valori delle

quantità riservate per **Altri servizi** pari ai valori in esito alla più recente sottofase di **MSD** per cui tali dati sono disponibili.

Qualora il **Gestore della rete** non sia in condizione di determinare le quantità riservate per **Regolazione Secondaria**:

- Nella prima sottofase di **MSD**, per gli **ISP** appartenenti a detta sottofase:
 - pone i valori delle quantità riservate per **Regolazione Secondaria** pari a zero;
 - non mette a disposizione offerte sulla **Piattaforma aFRR**;
- Nelle successive sottofasi di **MSD**, per gli **ISP** appartenenti a ciascuna sottofase e non incluse nelle sottofasi successive, pone i valori delle quantità riservate per **Regolazione Secondaria** pari ai valori in esito alla più recente sottofase di **MSD** per cui tali dati sono disponibili.

4.8.2.4.4 *Comunicazione degli esiti della fase del MSD*

Al termine del processo di selezione delle offerte in ciascuna sottofase del **MSD**, il **Gestore della rete** rende disponibili sulla propria piattaforma informatica dedicata alla comunicazione degli esiti **MSD**, a ciascun **BSP**, per ciascuna delle **UAS** e **UVAN** nella sua titolarità e per ogni **MTU**:

- i. Le quantità accettate;
- ii. I **programmi MSD**, definiti al paragrafo 4.8.2.4.1;
- iii. Le quantità riservate.

In esito a ciascuna sottofase del **MSD**, il **Gestore della rete** comunica le informazioni di cui al precedente punto i) al **Gestore del mercato** che a sua volta le rende disponibili, sulla propria piattaforma informatica dedicata, a ciascun **BSP** per ciascuna **UAS** e **UVAN** nella sua titolarità e per ciascun **ISP**.

Inoltre, al termine del processo di selezione delle offerte in ciascuna sottofase del **MSD**, il **Gestore della rete** rende disponibili sulla propria piattaforma informatica dedicata alla comunicazione degli esiti **MSD**, a ciascun **BSP**, per ciascuna **UAS** e **UVAN** nella sua titolarità, gli estremi superiore e inferiore dell'intervallo di fattibilità definitivo e, per gli **ISP** appartenenti alla sottofase successiva a quella in oggetto e non incluse in ulteriori sottofasi successive, gli estremi inferiore e superiore dell'intervallo di fattibilità provvisorio. In esito a ciascuna sottofase del **MSD**, il **Gestore della rete** comunica i suddetti estremi inferiore e superiore dell'intervallo di fattibilità definitivo e provvisorio al **Gestore del Mercato** che a sua volta li rende disponibili, sulla propria piattaforma informatica dedicata, a ciascun **BSP** per ciascuna **UAS** e **UVAN** nella sua titolarità.

4.8.2.4.5 *Mancata comunicazione degli esiti di una sottofase di MSD*

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore della rete** non sia in condizione di comunicare i **Programmi MSD** secondo le procedure definite alla presente sezione, il **Gestore della rete** provvede a comunicare ai **BSP** detti programmi per mezzo di idonei strumenti di comunicazione (e-mail), entro le tempistiche, ove applicabili, definite nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**.

Per quanto riguarda la comunicazione dei **programmi MSD**, nel caso di indisponibilità o mancato funzionamento delle suddette modalità alternative di comunicazione da parte del **Gestore della rete**, sono considerati validi i **programmi MSD** pubblicati dal **Gestore del mercato** sul proprio portale informatico.

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore della rete** non sia in condizione di rendere disponibili sull'apposito portale l'indicazione delle quantità riservate e preliminarmente riservate per **Regolazione Secondaria** e per **Altri servizi** il **Gestore della rete** provvede

a comunicare ai **BSP** i medesimi dati per mezzo di idonei strumenti di comunicazione (e-mail) entro le tempistiche definite nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**.

Qualora, a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **BSP** non sia in condizione di scaricare gli esiti resi disponibili dal **Gestore della rete**, il **Gestore della rete**, a seguito di una richiesta da parte del **BSP**, procede all'invio degli stessi tramite e-mail.

4.8.3 Piattaforme di bilanciamento e MB

4.8.3.1 Obblighi informativi

I **BSP**, avvalendosi della procedura di cui al paragrafo 4.8.1, hanno l'obbligo di comunicare tempestivamente al **Gestore della rete**, per ciascuna **UAS e UVAN**, entro la scadenza per la comunicazione dei dati tecnici ai fini della partecipazione al **MB** o alle **Piattaforme di bilanciamento**, eventuali:

- i. Variazioni temporanee dei dati tecnici registrati nel **GAUDÌ**;
- ii. Indisponibilità al bilanciamento e/o al ridispacciamento;
- iii. Ove applicabile, vincoli di energia giornaliera.

Le **UAS** e le **UVAN** nel periodo di variazione temporanea dei dati tecnici:

- i. Se disponibili al bilanciamento e/o al ridispacciamento, ricevono **ordini di dispacciamento** compatibili con le variazioni comunicate;
- ii. Se disponibili al bilanciamento e/o al ridispacciamento, devono considerare variato il loro **programma vincolante modificato**, conformemente alle variazioni comunicate.

Le **UAS e le UVAN** nei periodi di indisponibilità al bilanciamento e/o al ridispacciamento:

- non ricevono **ordini di dispacciamento**;

- non ricevono alcuna remunerazione per la fornitura dei servizi ancillari per il bilanciamento e/o per il ridispacciamento;
- devono considerare annullati gli **ordini di dispacciamento** precedentemente impartiti.

Al termine del periodo di indisponibilità al bilanciamento e/o al ridispacciamento tornano ad essere validi, al fine della determinazione del **programma vincolante modificato**, gli eventuali **ordini di dispacciamento** precedenti il periodo di indisponibilità al bilanciamento e/o al ridispacciamento.

4.8.3.2 *Programma di riferimento per il bilanciamento*

Il **Programma di riferimento per il bilanciamento** si determina come segue:

- i. per le **UAS** e per le **UnAP**, si pone pari al programma base corretto per le quantità accettate in esito a **MSD**;
- ii. per le **UVAN**, si calcola come somma del programma base delle **UVN** che le compongono corretta per le quantità accettate in esito a **MSD**;

4.8.3.2.1 *Mancata definizione dei Programmi di riferimento per il bilanciamento*

Qualora, per indisponibilità o malfunzionamento della **Piattaforma di nomina del Gestore del Mercato**, i **BRP** o, dove applicabile, i **BSP** non riescano ad indicare nella suddetta piattaforma le **nomine definitive** entro le tempistiche indicate nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento** ed il **Gestore del mercato** non sia quindi in grado di determinare e comunicare al **Gestore della rete** le **nomine definitive** relative ad un determinato **ISP**, il **Gestore della rete** compie, per l'**ISP** in esame, le seguenti azioni:

- i. Per le **UAS** e **UVAN** pone il **Programma di riferimento per il bilanciamento**:

- a) pari alla **nomina provvisoria** più recente ricevuta in riferimento all'**ISP**, secondo le modalità riportate nel paragrafo 4.11.2.4 “Comunicazione della nomina”, qualora successiva alla comunicazione da parte del **Gestore della rete del Programma MSD** riferito al medesimo **ISP**;
- b) pari al più recente **Programma MSD**, qualora nessuna **nomina provvisoria** o **nomina definitiva** sia stata ricevuta dal **Gestore della rete** successivamente alla determinazione dello stesso **Programma MSD** per il medesimo **ISP**.

4.8.3.3 *Piattaforma aFRR*

4.8.3.3.1 *Generalità*

Il **Gestore della rete** si avvale della **Piattaforma aFRR** per il bilanciamento tramite il corrispondente prodotto standard, le cui caratteristiche sono descritte nell’A.23.

4.8.3.3.2 *Conversione delle offerte*

Ai fini della partecipazione alla **Piattaforma aFRR**, il **Gestore della rete**:

- si avvale delle offerte di cui al paragrafo 4.8.1.3.3, che il **Gestore del mercato** invia al **Gestore della rete** entro 23 minuti dall’inizio di ciascun **ISP**;
- per ciascuna **UAS** e **UVAN** abilitata al servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, esegue il processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all’Allegato A.23.

Il **Gestore della rete**, con riferimento ad un determinato **ISP**, considera valide le **semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad**

attivazione automatica in vendita e in acquisto selezionate nel **MSD** per il medesimo **ISP** se:

- a) anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi del **Gestore della rete** o del **Gestore del Mercato**, la comunicazione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** non sia pervenuta entro 23 minuti dall'inizio dell'**ISP** cui tali offerte si riferiscono, oppure
- b) per indisponibilità o malfunzionamenti dei propri sistemi, il **Gestore della rete** non sia in grado di eseguire correttamente il processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23, oppure
- c) per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi del **Gestore della rete** o della **Piattaforma aFRR**, la condivisione delle offerte da parte del **Gestore della rete** sulla **Piattaforma aFRR** ha esito negativo

4.8.3.3.3 *Esiti*

I **BSP** delle **UAS** e **UVAN** selezionate per la fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23 o, nei suddetti casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2, nel **MSD**, rendono autonomamente disponibile la **semibanda in vendita e/o acquisto di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** loro comunicata ai sensi del paragrafo 4.8.4.5.4 *Obblighi informativi* asservendola al regolatore automatico f-P.

Il **Gestore della rete** può richiedere in tempo reale a tali **UAS** e **UVAN** la sospensione o il ripristino del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, come approvvigionato in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23 o, nei suddetti casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2, nel **MSD**.

Qualora le **UAS** e **UVAN** selezionate in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23 o, nei suddetti casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2, nel **MSD**, risultino indisponibili alla fornitura del servizio, per avarie dell'unità o malfunzionamenti dei dispositivi di regolazione, oppure qualora le condizioni del **SEN** richiedano una banda di regolazione maggiore di quella programmata, il **Gestore della rete** può richiedere in tempo reale la fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** anche alle **UAS** e **UVAN** non selezionate in precedenza in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23 o, nei suddetti casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2, nel **MSD**, secondo le medesime modalità di dettaglio.

Nelle ore in cui la **UAS** e **UVAN** non risulta selezionata in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23 o, nei suddetti casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2, nel **MSD**, il **BSP** è tenuto a mettere a disposizione, su richiesta del **Gestore della rete**, la **semibanda di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** in vendita e/o acquisto registrata nel **GAUDÌ**, come eventualmente aggiornata in tempo reale.

Qualora nel corso di un determinato **ISP** risulti valido un comando "Inserisci" di cui al paragrafo 2.8 dell'Allegato A.34 inviato dal **Gestore della rete** ad

una o più **UAS e UVAN**, il **Gestore della rete**, ai fini della fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, non partecipa alla **Piattaforma aFRR** e non ne considera gli esiti con riferimento al periodo di validità del suddetto comando.

Il **Gestore della rete** impartisce ai **BSP**, per ciascuna **UAS e UVAN** interessata, istruzioni in merito alla fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** mediante comunicazioni predefinite il cui contenuto è descritto nel documento A.23 “Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento” e il cui formato è specificato nell’Allegato A.34 del Codice di Rete “Sistema Comandi: Formato Messaggi”.

Il **Gestore della rete** memorizza le richieste di attivazione e di disattivazione del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** allo scopo di consentire le successive operazioni di settlement.

4.8.3.3.4 *Obblighi informativi*

Al termine del processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all’Allegato A.23 il **Gestore della rete** rende disponibili sulla propria piattaforma informatica dedicata alla comunicazione degli esiti dei mercati, a ciascun **BSP**, per ciascuna **UAS e UVAN** nella sua titolarità e per ogni **ISP**, la **semibanda di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** in vendita e/o in acquisto approvvigionata, da intendersi come quantità complessivamente riservata per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, fatta eccezione per i casi in cui il **Gestore della rete** non sia in grado di determinarne o dividerne gli esiti sulla **Piattaforma aFRR**.

4.8.3.4 MB

4.8.3.4.1 Generalità

Il **Gestore della rete** si avvale delle offerte presentate dalle **UAS** e dalle **UVAN** sul **MB** per:

- Il ridispacciamento delle **UAS** e delle **UVAN** al fine di:
 - ricostituire opportuni margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, a copertura del relativo fabbisogno di cui nell'Allegato A.22;
 - ricostituire opportuni margini di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale**, a copertura del relativo fabbisogno di cui nell'Allegato A.22;
 - ricostituire opportuni margini di **riserva di sostituzione**, a copertura del relativo fabbisogno di cui nell'Allegato A.22;
 - garantire la presenza in servizio delle risorse necessarie per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai paragrafi 4.6.2.1 "Controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla Rete di Trasmissione Nazionale", 4.6.2.2 "Fornitura di Potenza di corto circuito" e 4.6.2.3 "Mantenimento dell'inerzia per la stabilità della rete locale";
 - risolvere le eventuali congestioni presenti sulla rete rilevante;
- il bilanciamento del sistema tramite la selezione di offerte delle **UAS** e delle **UVAN**. Al riguardo, si specifica che il **Gestore della Rete** effettua il bilanciamento del sistema sul **MB** in via residuale rispetto alla selezione di prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle **Piattaforme di bilanciamento**.

A tal fine, il **Gestore della rete** seleziona, con riferimento ad uno specifico minuto, le risorse per il **bilanciamento e/o il ridispacciamento** più

economiche, come descritto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento".

Il **Gestore della rete**, ai fini della gestione in sicurezza del **SEN**, può derogare dall'ordine di merito economico anche tenuto conto dei seguenti fattori:

- i. esigenza di disporre o ricostituire opportuni margini di riserva di rapido utilizzo;
- ii. disponibilità di energia delle **UAS** e delle **UVAN** ad energia limitata;
- iii. previsione delle condizioni di funzionamento del **SEN** nelle ore successive al minuto cui l'azione di **bilanciamento** si riferisce, con particolare riferimento a selezioni cui corrispondono accensioni e spegnimenti di **UAS**.

Il **Gestore della rete** impartisce ai **BSP**, per ciascuna **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** interessata dagli esiti del processo di selezione, istruzioni in merito alla fornitura del servizio di **bilanciamento** e/o di **ridispacciamento** mediante **ordini di dispacciamento**.

Il **Gestore della rete**, ove necessario e con riferimento ai soli **ISP** non oggetto di successive sottofasi del **MSD**, può integrare nell'ambito del **MB** gli **intervalli di fattibilità** per le **UAS** e **UVAN** definiti sul **MSD**. Al riguardo, si specifica che entro gli estremi dei suddetti **intervalli di fattibilità** dovranno essere ricomprese le **nomine definitive** o le **provvisorie** registrate sulla **piattaforma di nomina** del **Gestore del Mercato**. Tali intervalli di fattibilità sono definiti in accordo a quanto descritto nell'Allegato A.23.

4.8.3.4.2 *Attivazione Prodotto AS*

Il **Gestore della rete** procede, secondo le modalità descritte nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di

bilanciamento”, per ciascuna **UAS** e **UVAN** e con riferimento alle offerte del prodotto **AS** a:

- rettificare le quantità delle offerte presentate ai fini della partecipazione al **MSD** ed utilizzate ai fini del **MB**.
- definire le quantità valide ai fini del **MB**.

Le **offerte valide e riservate** a fini del **MB** per ciascun **ISP** sono comunicate dal **Gestore della rete** a ciascun **BSP** per la parte di competenza contestualmente alla definizione del **Programma di riferimento per il bilanciamento**.

Il **Gestore della rete** ricorre al prodotto AS nell’ambito del **MB** per gli scopi di cui al paragrafo precedente ad eccezione del bilanciamento effettuato tramite il prodotto **RS**.

Ai fini della fornitura delle risorse per il prodotto **AS**, l’**UAS** o **UVAN** è soggetta alle limitazioni provenienti da:

- laddove applicabile, la **semibanda di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** in vendita e/o in acquisto allocata in esito al processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all’Allegato A.23 o, nei casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.1, nel **MSD**, come eventualmente ridotta a seguito di comunicazioni di variazioni temporanee dei dati tecnici, di cui al paragrafo 4.8.1, ovvero il cui inserimento è stato richiesto in tempo reale;
- i vincoli di energia giornaliera eventualmente comunicati, di cui al paragrafo 4.8.1;
- le limitazioni della potenza massima e minima, di cui al paragrafo 4.8.1.

4.8.3.4.3 *Attivazione Prodotto RS*

Il **Gestore della rete** si avvale del prodotto RS per il bilanciamento:

- i. qualora si ricada nei casi a), b), c) di cui al paragrafo 4.8.3.3.2;
- ii. qualora nel corso di un determinato **ISP**, anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi del **Gestore della rete** o della **Piattaforma aFRR**, il **Gestore della rete** non sia in grado di ricevere in tempo reale gli esiti della **Piattaforma aFRR**. In questo caso, la fornitura del servizio di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** avviene da parte delle **UAS** e **UVAN**, sulle quali è stata complessivamente riservata una **semibanda di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** in vendita e/o in acquisto, da intendersi come quantità complessivamente riservata per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica**, per il tramite del processo di conversione delle offerte ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** di cui all'Allegato A.23, senza considerare gli esiti della **Piattaforma aFRR stessa**.

4.8.3.5 *Determinazione del Programma Vincolante Modificato*

4.8.3.5.1 *Quantità accettate e remunerazione*

Il **Gestore della rete** definisce, per ciascun **ISP**, le quantità accettate e la loro remunerazione in esito al **MB** per ciascuna tipologia di offerta (Regolazione Secondaria, **Altri servizi**, Minimo, Spegnimento, Accensione, Cambio Assetto) e la remunerazione delle offerte accettate sulla **Piattaforma aFRR**, secondo le modalità riportate nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento".

4.8.3.5.2 *Ordini di dispacciamento*

Gli **ordini di dispacciamento** riferiti alle **UAS** e **UVAN** contengono le indicazioni per la definizione del **programma vincolante modificato**,

secondo quanto specificato nell'Allegato A. 23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse del Mercato di Bilanciamento". Terna invia gli **ordini di dispacciamento** in caso di quantità accettate nella forma di prodotto AS nell'ambito del **MB**.

Il **Gestore della rete** ha facoltà di revocare **ordini di dispacciamento** precedentemente impartiti, dandone comunicazione al **BSP** mediante comunicazione di revoca di un **ordine di dispacciamento** in anticipo rispetto al tempo in cui deve essere iniziata l'esecuzione dell'ordine stesso.

Il formato degli **ordini di dispacciamento** e delle comunicazioni di revoca di un **ordine di dispacciamento** è presentato nell'Allegato A.34 del Codice di Rete "Sistema Comandi: formato messaggi".

Gli **ordini di dispacciamento** sono comunicati per via telematica ai BSP, mediante gli strumenti software descritti nell'Allegato A.36 del Codice di Rete "Modalità di invio degli ordini di dispacciamento". Allo scopo di ottenere una pronta risposta, il **Gestore della rete** comunica gli **ordini di dispacciamento** direttamente ai **punti di controllo fisico** delle **UAS e delle UVAN**.

In caso di indisponibilità del sistema informatico per la comunicazione degli **ordini di dispacciamento** o qualora circostanze di urgenza lo richiedano, il **Gestore della rete** comunica telefonicamente gli **ordini di dispacciamento** ai **BSP** delle **UAS e UVAN** dandone successiva conferma per via telematica entro il più breve tempo possibile.

Gli **ordini di dispacciamento** devono essere eseguiti non appena notificati alla **UAS e UVAN** anche se solo per mezzo di comunicazione telefonica.

I **BSP** hanno facoltà di richiedere che siano trasmessi in copia presso le proprie sale di controllo societarie gli **ordini di dispacciamento** inviati alle proprie **UAS e UVAN**.

4.8.3.5.3 *Programma Vincolante Modificato*

Il **programma vincolante modificato** PVM(T) è calcolato attraverso l'algoritmo descritto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento".

Il **programma vincolante modificato** ad un dato tempo T, PVM(T), è calcolato tenendo conto:

- i. del **Programma di riferimento per il bilanciamento** dell'ISP in cui ricade il tempo T;
- ii. degli **ordini di dispacciamento** da eseguire nel giorno di riferimento, secondo quanto previsto nell'Allegato A.23.

4.8.3.5.4 *Correzione per la mancanza di raccordo tra giorni contigui*

Nei casi in cui, per effetto dell'accettazione di offerte nel **MBR**, si abbia un mancato raccordo tra i programmi di immissione e prelievo, il **programma vincolante modificato** del giorno successivo verrà opportunamente modificato per correggere tale mancanza limitatamente alla quota indotta dal **MBR** e tenendo conto dei vincoli di funzionamento delle **UP** secondo le modalità riportate nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento".

Quanto sopra si applica ai fini del calcolo delle quantità accettate e del calcolo dello sbilanciamento effettivo.

4.8.3.5.5 *Comunicazioni ai BSP titolari di UAS e UVAN*

Il **Gestore della rete**, durante lo svolgimento del **MB**, può inviare comunicazioni ai **BSP** titolari di **UAS** e **UVAN**.

Tali comunicazioni, ad eccezione degli **ordini di dispacciamento**, sono elencate al seguito; la descrizione del loro contenuto è riportata nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento", e il formato è specificato nell'Allegato A.34 del Codice di Rete "Sistema Comandi: formato messaggi"

1. Comunicazione di esclusione dal bilanciamento

Tenuto conto della disponibilità complessiva delle risorse, il **Gestore della rete** può comunicare l'esclusione dal servizio di **bilanciamento** e/o dal **ridispacciamento** alle **UAS** e alle **UVAN** che mantengano stabilmente uno scostamento non giustificato e significativo tra la potenza immessa o prelevata in **rete** ed il valore richiesto, secondo i criteri riportati nell'Allegato A.23 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento".

Il **Gestore della rete** può altresì escludere ciascuna **UAS** o **UVAN** dal **bilanciamento** e/o dal **ridispacciamento**, per motivi di sicurezza del **SEN**, quali la presenza di **congestioni** di **rete** su cui la suddetta **UAS** o **UVAN** sia particolarmente influente.

L'esclusione dal **bilanciamento** e/o dal **ridispacciamento** si considera applicabile nel periodo di esclusione comunicato, ovvero fino a ricezione di una comunicazione di riammissione al **bilanciamento** e/o dal **ridispacciamento** e comunque non oltre il termine del giorno di comunicazione dell'esclusione stessa.

Le **UAS**, **UVAN** escluse dal **bilanciamento** e/o dal **ridispacciamento** nel periodo di esclusione:

- (a) in generale non ricevono **ordini di dispacciamento**, ma sono comunque tenute ad eseguire eventuali **ordini di dispacciamento** ricevuti, ai fini della tutela della sicurezza del **SEN**;

- (b) mantengono gli **ordini di dispacciamento** precedenti il periodo di esclusione per il calcolo del **programma vincolante modificato**.

II. *Comunicazione di limitazione della potenza minima e massima*

Ai fini della gestione in sicurezza del **SEN**, il **Gestore della rete** può limitare l'intervallo di funzionamento delle **UAS** e **UVAN** comunicando i valori di potenza massima e minima di immissione o prelievo cui attenersi.

Le **UAS** e **UVAN** nel periodo di limitazione sono tenute, nell'attuazione dei propri programmi e nell'esecuzione degli **ordini di dispacciamento**, a rispettare la limitazione comunicata.

La limitazione della potenza decade trascorso il periodo di limitazione o a seguito della comunicazione della revoca della limitazione da parte del **Gestore della rete**.

III. *Integrazione nell'ambito del MB degli intervalli di fattibilità definiti nell'ambito del MSD*

Il **Gestore della rete** comunica ai **BSP** e al **Gestore del mercato** eventuali integrazioni stabilite nell'ambito del **MB** degli intervalli di fattibilità definiti nell'ambito del **MSD** con riferimento ai soli **ISP** non oggetto di successive sottofasi del **MSD** stesso.

4.8.3.6 *Mancata comunicazione delle offerte aFRR e MB*

La condizione di mancata comunicazione delle offerte si verifica, con riferimento alle offerte per **MB**, qualora il **Gestore della rete** non disponga di tali offerte relative ad un **ISP** entro 50 minuti dall'inizio dello stesso **ISP**. Con riferimento alle offerte per la **Piattaforma aFRR**, detta condizione si verifica qualora il **Gestore della rete** non disponga di tali offerte relative ad un **ISP** entro 23 minuti dall'inizio dello stesso **ISP**.

Il **Gestore della rete** dà comunicazione dell'anomalia ai **BSP** con la massima tempestività per mezzo di idonei strumenti di comunicazione.

Ai fini dello svolgimento del **MB**, il **Gestore della rete** considera valide le offerte valide ai fini dello svolgimento del **MSD**.

4.9 *Gestione delle risorse in condizioni di mancata definizione dei Programmi di riferimento per il bilanciamento o di emergenza*

4.9.1 *Gestione delle risorse di produzione in caso di mancata definizione dei programmi di riferimento per il bilanciamento*²⁶

Qualora, anche a seguito di malfunzionamenti dei propri sistemi informativi, il **Gestore della rete** non sia in condizione di definire i **programmi di riferimento per il bilanciamento** delle **UAS** e **UVAN** il **Gestore della rete** comunica tale evento ai **BSP** attraverso strumenti idonei (e-mail).

I **BSP** in queste condizioni debbono attenersi alle disposizioni impartite dal **Gestore della rete** attraverso idonei strumenti di comunicazione (e-mail).

4.9.2 *Gestione delle risorse in condizioni di emergenza*

Il processo di controllo in **condizioni di emergenza** è orientato alla:

- i. identificazione ed analisi delle possibili azioni correttive;
- ii. attuazione delle azioni correttive richieste.

²⁶ Il paragrafo 4.9.1 della versione del capitolo 4 consultato a maggio 2024 è stato integrato nei precedenti paragrafi.

Attraverso l'attuazione delle azioni correttive in tempo reale, il **SEN** può essere ricondotto in **condizioni normali**.

Nel caso in cui, invece, le azioni correttive non raggiungano l'esito previsto, lo stato del **SEN** può evolvere nelle seguenti fasi:

- i. separazione di **rete** ed intervento automatico del **PdD** a seguito della perturbazione della frequenza;
- ii. spegnimento locale o nazionale del **SEN** e ripristino del **SEN** attraverso il **PdR**.

Le azioni istantanee che il **Gestore della rete** ha facoltà di mettere in atto per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi sono quelle incluse nell'Allegato A.9 del Codice di Rete "Piano di Difesa del sistema elettrico".

4.9.3 Attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico

Al fine di evitare interruzioni prolungate all'**utenza** in caso di deficit persistenti tra richiesta di potenza e capacità di produzione, il **Gestore della rete** può attuare il **Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)** di cui all'Allegato A.20 del Codice di rete.

Le **imprese distributrici** adottano, per l'**utenza** da esse servita, piani di emergenza conformi alle indicazioni contenute nell'Allegato A.20 al Codice di rete, predisposto dal **Gestore della rete** medesimo e approvato dal **MASE**, in ottemperanza alla deliberazione del Comitato per la programmazione economica (CIPE) del 6 novembre 1979.

4.9.4 Attuazione del Piano di Difesa del Sistema Elettrico

Nella fase di attuazione del **PdD** del **SEN** il **Gestore della rete** coordina le manovre effettuate dagli operatori responsabili dell'**esercizio** delle **reti con**

obbligo di connessione di terzi e dai **BRP** delle **UP** e **UC** e dispone l'attivazione delle procedure prescritte nell'Allegato A.10 del Codice di Rete "Piano di Riaccensione del sistema elettrico nazionale".

Nel caso non esistano i presupposti per l'applicazione del **PdR**, il **Gestore della rete** coordina direttamente tutte le manovre da effettuare per riportare il **SEN** in condizione di normale funzionamento.

4.9.5 ***Gestione della rete in caso di sospensione delle attività di mercato***

In caso si verifichi, durante l'esercizio della rete, una delle condizioni di cui al paragrafo 3.1 dell'allegato A.75 *Modalità di gestione della rete in caso di sospensione e ripristino delle attività di mercato*, si applicano le disposizioni ivi contenute.

4.9.6 ***Disattivazione di elettrodotti ad alta tensione in occasione di incendi boschivi***

Al fine di poter ottemperare alla richiesta di disattivazione di linee aeree ad **alta tensione (AT)** effettuata da soggetti diversi dai proprietari (Protezione Civile, Corpo Forestale dello Stato, Vigili del Fuoco, ecc.) in occasione di incendi boschivi, il **Gestore della rete** adotta la procedura contenuta nell'Allegato A.21 del Codice di Rete "Disattivazione di linee aeree ad altissima e alta tensione in occasione di incendi boschivi o di situazioni di pericolo in vicinanza", , che definisce le linee di condotta per tutti i soggetti in essa coinvolti.

I **BRP** in queste condizioni devono attenersi alle disposizioni impartite dal **Gestore della rete** attraverso idonei strumenti di comunicazione (e-mail).

4.10 Programmi di immissione e prelievo

4.10.1 Programma base

Il programma base rappresenta l'impegno ad immettere (prelevare) da parte di ciascun **BRP** ed è pari alla nomina che è comunicata tramite la **piattaforma di nomina del Gestore del mercato**.

Per le **UAS**, le **UVN**, le **UnAP** e le **UVZ** il programma base è pari alla **nomina** di cui al paragrafo 4.11.2.4 "Comunicazione della nomina". Per le **UVAN** e le **UVAZ** il programma base è pari a 0.

La nomina non è più modificabile per tutti gli **ISP** per i quali non è possibile eseguire ulteriori contrattazioni sul **Mercato Infragiornaliero in negoziazione continua**, secondo le tempistiche riportate nelle **Disposizioni Tecniche Di Funzionamento**, mentre può essere ulteriormente aggiornata per i restanti **ISP**.

4.10.2 Programma di movimentazione

Il programma di movimentazione rappresenta le movimentazioni nette richieste a ciascuna **UAS**, **UVAN** o **UVAZ** sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** ed è di competenza del **BSP**. Esso viene pubblicato contestualmente agli esiti **MB** per ogni **ISP** e per ciascuna **UAS**, **UVAN** o **UVAZ** tramite il portale del **Gestore della Rete**.

Il **programma di movimentazione** è definito solo per le **UAS**, **UVAN** e **UVAZ**, ed è pari a

$$Pr g_u^{mov} = \overline{Q_{\uparrow u}^{MSD}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}} + \overline{Q_{\uparrow u}^{MB}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{MB}} + \overline{Q_{\uparrow u}^{Pbil}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{Pbil}}$$

Dove:

$\overline{Q_{\uparrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire in MSD per l'unità u;

$\overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere in MSD per l'unità u;

$\overline{Q_{\uparrow u}^{MB}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire in MB per l'unità u;

$\overline{Q_{\downarrow u}^{MB}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere in MB per l'unità u;

$\overline{Q_{\uparrow u}^{Pbil}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire sulle piattaforme di bilanciamento;

$\overline{Q_{\downarrow u}^{Pbil}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere sulle piattaforme di bilanciamento.

4.10.3 **Programma finale**

Il programma finale sarà reso disponibile dal **Gestore della rete** contestualmente alla pubblicazione degli esiti **MB** tramite il portale del **Gestore della Rete**. Per ciascuna **UAS**, **UVAN** e **UVAZ**, il programma finale è pari alla somma tra programma base e programma di movimentazione.

4.10.4 **Trattamento delle perdite**

Tutti i programmi e le nomine, nonché le offerte presentate sul **MBR** devono fare riferimento alla potenza attiva immessa o prelevata. Al riguardo si specifica che l'energia corrispondente alla suddetta potenza attiva viene corretta con un fattore percentuale per tener conto delle perdite di energia elettrica sulle reti, conformemente a quanto previsto dall'Allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 dell'**Autorità** -Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità' per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (**TIS**).

4.11 Scambio di informazioni tra il Gestore della rete e il Gestore del mercato ai fini dei mercati dell'energia

4.11.1 Informazioni preliminari al MPE inviate dal Gestore della rete al Gestore del mercato

4.11.1.1 Anagrafica delle unità

Il **Gestore della rete** comunica al **Gestore del mercato** l'anagrafica delle unità presenti nel **GAUDÌ**, nonché le informazioni rilevanti al fine delle registrazioni sui **Conti energia**, dell'esecuzione del **MPE** e della raccolta delle offerte per il **MBR**.

Per ciascuna unità, il **Gestore della rete** comunica:

- i. l'identificativo dell'unità di cui ai paragrafi 4.4.1.1, 4.4.2.2, 4.4.3.2, 4.4.3.3;
- ii. l'identificativo del **BRP** e, ove applicabile, del **BSP** dell'unità;
- iii. la **zona di offerta** di appartenenza;
- iv. la qualifica dell'unità alla partecipazione:
 - a) al **MGP**;
 - b) a ciascuna sessione del **MI**;
- v. l'abilitazione dell'unità alla partecipazione:
 - a) Al **MSD**;
- vi. l'indicazione dell'**UVAN** associata all'**UVN**;
- vii. per ogni unità di cui al punto (i), la relativa tipologia e i relativi dati tecnici rilevanti ai fini della partecipazione al **MPE** e/o **MBR**;

- viii. la capacità di immissione e/o la capacità di prelievo dell'unità, di cui al paragrafo 4.11.1.6 ("Capacità di immissione e prelievo delle unità");
- ix. l'indicazione circa la priorità di **dispacciamento**, in accordo con la sezione 13.3.7 del **TIDE** (Trattamento delle offerte di pari prezzo);

Ai fini della presentazione delle **offerte C.E.T.**, della presentazione delle nomine presso la Piattaforma di nomina e dell'esecuzione del **MPE**, il **Gestore della rete** comunica al **Gestore del mercato**, con cadenza quotidiana, le variazioni di anagrafica che hanno efficacia il giorno di riferimento (D) relative:

- i. ai dati anagrafici di cui ai punti da (i) a (ix), con due giorni di anticipo rispetto al giorno cui fanno riferimento (D);
- ii. ai dati di capacità di immissione e/o capacità di prelievo di cui al punto (viii), con un giorno di anticipo rispetto al giorno cui fanno riferimento (D).

Ai fini della registrazione di **acquisti a termine** e **vendite a termine**, sono altresì oggetto di comunicazione del **Gestore della rete** al **Gestore del mercato**, con due giorni di anticipo rispetto al giorno di riferimento (D):

- le variazioni riguardanti:
 - la titolarità del **BRP** e, ove applicabile, del **BSP**
 - la capacità di immissione e/o la capacità di prelievo;
- la data di inizio e di fine di validità della variazione;

qualora la data di inizio validità della variazione ricada nei 60 giorni successivi il giorno di riferimento, per le sole unità che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione di cui al paragrafo 4.4.2.1, non sospese e qualificate al **MGP** nel giorno di riferimento.

A fronte di motivate esigenze tecniche, per l'ordinato svolgimento dei mercati, il **Gestore della rete** ed il **Gestore del mercato** possono, di comune accordo, convenire di variare il ritardo tra la comunicazione dell'anagrafica ed il suo utilizzo, dandone comunicazione attraverso i rispettivi siti internet.

4.11.1.2 *Vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete*

Nella registrazione sui **Conti energia** delle offerte C.E.T. e nella formulazione delle offerte sul **Mercato Elettrico a Pronti**, il **BRP** è sottoposto ai vincoli di produzione provenienti dai piani di indisponibilità di cui al Capitolo 3 del Codice di rete.

Nelle registrazioni sui **Conti energia** e nella formulazione delle offerte sul **Mercato Elettrico a Pronti**, il **BRP**, in caso di rientro anticipato di una **UP** nella propria titolarità dal proprio periodo di indisponibilità programmata, è comunque sottoposto, con riferimento a tale **UP**, ai vincoli di produzione che provengono da eventuali indisponibilità di elementi di **rete** deliberati, di cui al Capitolo 3 del Codice di Rete.

4.11.1.3 *Informazioni preliminari al Mercato del giorno prima*

Il **Gestore della rete**, entro i tempi definiti dalle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**, trasmette al **Gestore del Mercato** ai fini dell'esecuzione del **MGP** le seguenti informazioni, ove applicabili, valide per ogni **ISP**:

- (a) la previsione della domanda di energia elettrica, articolata per **zona di offerta** e **ISP**;
- (b) i valori dei limiti ammissibili dei transiti di energia elettrica tra le **zone di offerta**, per ogni **ISP**;
- (c) i valori dei limiti ammissibili dei transiti di energia elettrica per ciascuna delle **zone di offerta estere**, per ogni **ISP**;
- (d) i **vincoli** generalizzati sulle interconnessioni con l'estero.

L'informazione preliminare di cui al punto a) costituisce un riferimento non vincolante per i **BRP**.

Le informazioni relative ai punti (b), (c), (d) costituiscono un riferimento vincolante per il **Gestore del Mercato**, ai fini della definizione degli esiti del **MGP**.

4.11.1.4 *Previsione giornaliera della domanda di energia elettrica*

Il **Gestore della rete** definisce la propria previsione della domanda di energia elettrica, articolata per **zona di offerta** e **ISP**, al netto di:

- (a) Energia destinata all'alimentazione delle **UP** idroelettriche di produzione e pompaggio nella fase di pompaggio e delle **UP** di accumulo elettrochimico nella fase di assorbimento;
- (b) Energia prodotta e ceduta nell'ambito dei **Sistemi Semplici di Produzione e consumo**.

La domanda di energia elettrica include le perdite di **rete**.

La previsione della domanda di energia elettrica è effettuata secondo quanto descritto nell'Allegato A.22 del Codice di Rete "Procedura di selezione delle risorse su MSD".

4.11.1.5 *Limiti di transito tra le zone di offerta*

Il **Gestore della rete**, nelle informazioni preliminari al mercato, fornisce al **Gestore del Mercato** i limiti della capacità di trasmissione di energia elettrica tra le **zone di offerta**, determinati sulla base delle metodologie di calcolo della capacità delle regioni di calcolo Greece-Italy e Italy-North, ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM).

4.11.1.6 Capacità di immissione e prelievo delle unità

Di seguito si definiscono le capacità di immissione e di prelievo di **UAS, UVN, UVAN, UVZ, UnAP, UVI, UVE, UIE, UEE** valevoli ai fini delle registrazioni sui **Conti Energia di acquisti e vendite a termine** e di **programmi C.E.T.** e dello svolgimento del **Mercato Elettrico a Pronti**.

a) Capacità di immissione e prelievo delle UAS e delle UnAP

La capacità di immissione delle **UAS** e delle **UnAP** è pari al valore massimo delle potenze massime di controllo degli assetti corrispondenti a fasce di funzionamento registrate in **GAUDI'**, di cui all'Allegato A.60 al Codice di Rete. Per le **UAS** e **UnAP** costituite da **UP** a fonte solare tale valore è definito al netto della curva di modulazione di cui al paragrafo 4.3.1.5. La capacità di prelievo delle **UAS** e delle **UnAP** si determina, invece, come specificato nel paragrafo 4.3.2.1 "Registro delle UC".

Ove per una data **UAS** il **Gestore della rete** abbia determinato un intervallo di fattibilità dandone comunicazione al **Gestore del Mercato**, quest'ultimo, pone la capacità di immissione della **UAS** pari all'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità comunicato, limitatamente alle verifiche di congruità dell'offerta nel **Mercato Elettrico a Pronti** per la stessa **UAS**.

Inoltre, il **Gestore del Mercato** verificherà la congruità dell'offerta nel **Mercato Elettrico a Pronti** per la stessa **UAS** rispetto all'estremo inferiore dell'**intervallo di fattibilità** eventualmente definito dal **Gestore della Rete**.

b) Capacità di immissione e prelievo delle UVN e delle UVZ

La capacità di immissione delle **UVN** e delle **UVZ** si determina come somma delle potenze nominali delle **UP** facenti parte delle **UVN** o **UVZ** di produzione, aumentate del fattore rappresentativo delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione, di cui al **TIS**. Nel caso di **UP** a fonte solare facenti parte di **UVN** o **UVZ** di produzione, la potenza nominale di tali **UP** è definita al netto

della curva di modulazione di cui al paragrafo 4.3.1.5. La capacità di prelievo delle **UVN** e delle **UVZ** si determina, invece, come somma delle capacità di prelievo delle **UC** facenti parte dell'**UVN** o **UVZ** ed è comunicata dal **SII** secondo quanto previsto nel paragrafo 4.3.2.1 “Registro delle UC”.

Ove per una data **UVAN** il **Gestore della rete** abbia determinato un **intervallo di fattibilità**, il **Gestore del Mercato** verifica, con riferimento a ciascuna **UVN** appartenente alla suddetta **UVAN**, la congruità delle nomine del **BSP** con l'estremo superiore e inferiore della quota parte di **intervallo di fattibilità** attribuito all'**UVN** medesima.

c) Capacità di immissione/prelievo delle UVI/UBE e delle UIE/UEE

Ai fini della partecipazione al **Mercato del Giorno Prima** e al **Mercato Infragiornaliero** e alla Piattaforma Conti Energia, la capacità di immissione (prelievo) di una unità di importazione (esportazione) è definita come al paragrafo 4.3.3.2 “Modalità di determinazione della capacità delle **UI** e delle **UE**”, la capacità di immissione (prelievo) di una unità di importazione (esportazione) estera è definita come al paragrafo 4.3.4.2 “Modalità di determinazione della capacità delle **UIE** e delle **UEE**”.

d) *Informazioni preliminari al Mercato Infragiornaliero*

Le informazioni relative ai valori dei limiti ammissibili dei transiti di energia elettrica tra le **zone di offerta**, i transiti tra le **zone di offerta** e i **vincoli** generalizzati sulle interconnessioni con l'estero, per il **Mercato Infragiornaliero**, vengono inviate dal **Gestore della Rete** direttamente al Capacity Management Module (CMM) del Mercato Infragiornaliero in negoziazione continua.

4.11.2 *Informazioni preliminari al MBR inviate dal Gestore del mercato al Gestore della rete*

4.11.2.1 *Comunicazione della nomina implicita*

Per le unità per le quali vi è coincidenza tra **BRP** e **BSP** e per le quali non sia stata registrata alcuna nomina, il **Gestore del Mercato** comunica al **Gestore della rete** la nomina implicita. Per nomina implicita si intende la nomina in immissione o in prelievo eseguita in automatico dal **Gestore del Mercato**, ponendo la nomina pari alla posizione commerciale netta dei relativi portafogli zionali fisici.

4.11.2.2 *Comunicazione della nomina provvisoria di back-up*

Il **Gestore del Mercato** comunica al **Gestore della rete** la nomina provvisoria di back-up secondo le modalità e tempistiche definite nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**.

4.11.2.3 *Comunicazione della nomina provvisoria*

Il **Gestore del mercato** comunica al **Gestore della rete** la nomina provvisoria nomina provvisoria secondo le modalità e tempistiche definite nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento**.

4.11.2.4 *Comunicazione della nomina definitiva*

Successivamente all'orario di chiusura del **Mercato Infragiornaliero in negoziazione continua** per un dato **ISP** e con riferimento all'**ISP** medesimo, i **BSP** e i **BRP** hanno l'obbligo di indicare, rispettivamente, per ciascuna **UAS** e **UVN** e per ciascuna **UnAP** e **UVZ** di immissione di tipologia diversa da quella di cui al punto (a) della sezione 2.4.3 del **TIDE**, per il tramite dell'apposita **piattaforma di nomina** del **Gestore del Mercato**, le quantità

di energia che intendono immettere o prelevare dalla rete per il tramite delle suddette unità e nel medesimo **ISP**.

Le nomine così aggiornate sono da considerarsi definitive nomine definitive per gli **ISP** per cui non è possibile eseguire ulteriori contrattazioni sul **Mercato Infragiornaliero in negoziazione continua**, secondo le tempistiche riportate nelle **Disposizioni Tecniche Di Funzionamento**, mentre possono essere ulteriormente aggiornate per i restanti **ISP** (nomine provvisorie).

Per ciascuna delle suddette unità e per ciascun **ISP**, il **Gestore del Mercato**:

- sottopone le suddette quantità di energia in nomina alle verifiche e eventuali conseguenti rettifiche previste dalla **Disciplina del Mercato Elettrico**;
- comunica al **Gestore della rete** le nomine definitive e le nomine provvisorie entro il termine previsto nelle **Disposizioni Tecniche Di Funzionamento**.

4.12 Disposizioni per la fase transitoria di implementazione del TIDE

Le disposizioni riportate nel presente paragrafo trovano applicazione, come puntualmente indicato di seguito, a complemento o in sostituzione delle disposizioni dei precedenti paragrafi per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE, vale a dire dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, così come definita ai sensi della Delibera 304/2024 e disciplinata nella Sezione 28.3 del TIDE.

In particolare, per la fase transitoria trovano applicazione le disposizioni dei precedenti paragrafi (dal 4.1 al 4.11) con le seguenti specificazioni.

Paragrafo	Applicazione dal 1/01/2025	
	Si/No	Eventuali specificazioni
Tutti i paragrafi	Si applicano le seguenti specificazioni	<p>Durante la fase transitoria:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le disposizioni relative alle UVAN, UVAZ, UVN di immissione e prelievo, UAS di prelievo e UnAP di prelievo, alle UCS e alle UCP non trovano applicazione. Per le UVA trovano applicazione le disposizioni contenute nel Regolamento UVAM come rivisto da Terna ai sensi del TIDE per la fase transitoria (nel seguito Regolamento UVA); - i riferimenti contenuti nel Capitolo 4 al BRP e BSP sono da intendersi come riferimenti all'Utente del dispacciamento vale a dire il soggetto che ha stipulato con il Gestore della rete il contratto di dispacciamento di cui all'allegato A.26 del Codice di Rete. Pertanto, le prescrizioni poste in capo al BSP/BRP devono essere considerate come poste in capo all'utente del dispacciamento; - i riferimenti al contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali vanno intesi come riferiti al contratto di dispacciamento valido per la fase transitoria di cui all'Allegato A.26; - il ruolo di BSP per le UAS è svolto dall'utente del dispacciamento; - i riferimenti alle tipologie di UP di cui alla sezione 2.4.3 del TIDE sono da intendersi come riferite alle corrispondenti tipologie previste nell'articolo 8 della delibera 111/06;
4.2.1.1- Contratto di dispacciamento- Stipula dei contratti	SI Con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , l'utente del dispacciamento acquisisce automaticamente la qualifica di "Balancing Responsible Party" (BRP) insieme ai relativi diritti e obblighi e, con riferimento alle unità abilitate singolarmente (UAS), assume anche il ruolo di Balancing Service Provider (BSP). ²⁷
4.2.2- Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali	NO	
4.3.1.4- Criteri di classificazione delle UP in tipologie	SI Con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , si applicano le tipologie di classificazione delle UP di cui all'articolo 8.1 della Delibera 111/06 per le UP che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione di cui al Capitolo 4 (par.4.4.2.1) e di cui all'articolo 8.2 della medesima Deliberazione per le UP che non soddisfano i criteri di significatività.

²⁷ A partire dall'inizio della fase di consolidamento (sez.28.4 del TIDE), l'utente del dispacciamento assume esclusivamente la qualifica di BRP ai sensi del TIDE con i relativi diritti e obblighi

4.3.1.5- Modalità di determinazione della capacità delle UP	SI Con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , per le UP alimentate dalla fonte primaria fotovoltaica, la capacità di immissione è pari alla potenza efficiente netta dell'UP (senza applicazione della curva di modulazione).
4.3.2.1 - Registro delle UC	SI Con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , le disposizioni in merito alla definizione della capacità di prelievo non trovano applicazione in quanto la capacità in prelievo delle UC è infinita.
4.4.1.2.1 - Requisiti per l'abilitazione di una UAS	SI Con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , le tipologie di UP che rilevano ai fini della classificazione dell'UP come UAS obbligatoriamente abilitata sono tutte le tipologie di UP previste all'articolo 8.1 della delibera 111/06 fatta eccezione per le tipologie di cui alle lettere d) g), h), i) e j) dell'articolo 8.1 della delibera 111/06. Durante la fase transitoria in cui non trovano applicazione le disposizioni in materia di UVAN, le UP aventi i requisiti per l'abilitazione obbligatoria vengono classificate come UAS anche se fanno parte di SSPC e non trova applicazione la previsione in merito alla facoltà del BSP di richiedere per tali UP l'abilitazione all'interno di UVAN.
4.4.1.5 - Requisiti tecnici per le movimentazioni per il ridispacciamento	SI con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria: - le previsioni contenute nel paragrafo relativamente al punto iii (gradiente variabile) trovano applicazione a partire dall'inizio della fase di consolidamento. Fino a tale data il gradiente viene considerato sempre pari al dato tecnico dichiarato in GAUDI. - le previsioni contenute nel paragrafo relativamente al punto v (tempo di risposta) trovano applicazione durante la fase transitoria a partire dal 1 giugno 2025. Fino a tale data il tempo di risposta è pari a 5 minuti.
4.4.2.1- Criteri di significatività per la programmazione	SI con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria non si applica la soglia di significatività per la programmazione prevista per le UC e pertanto tutte le UC sono considerate non significative ai fini della programmazione.
4.4.2.2- Tipologie di Aggregazioni (rilevanti ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare)	SI con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , l'UVZ di saldo attribuita a ciascun BRP in immissione è quella contenente le UP appartenenti alla tipologia di cui all'articolo 8.2, lettera c), della Deliberazione 111/06.

4.5.3.3- UVZ	Sì con le seguenti precisazioni	<p>Durante la fase transitoria:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il punto ii) [l'indicazione dell'UVAZ associata all'UVZ] non trova applicazione; - le informazioni relative alle UVZ di prelievo sono rese disponibili dal Gestore della rete attraverso il Registro delle unità di Consumo (RUC) tenuto a cura del Gestore della rete (e non tramite GAUDÌ). Attraverso tale registro, il Gestore della rete provvede a comunicare a ciascun BRP i codici identificativi delle UVZ di prelievo ad esso associate e la qualificazione per la partecipazione delle unità al MGP e a ciascuna sessione del MI.
4.6.1.2.2- Requisiti tecnici per la fornitura del servizio (Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR))	Sì con le precisazioni riportate	<p>Durante la fase transitoria:</p> <p><i>l'espressione "Con riferimento alle UAS obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, ai fini della fornitura di risorse per la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, il BSP è tenuto ad indicare in GAUDÌ almeno un assetto dell'UAS avente semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e a scendere non inferiori a 3 MW. Le semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e a scendere indicate dal BSP in GAUDÌ devono assumere lo stesso valore. Con riferimento alle UAS di immissione volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1 e alle UVAN e alle UVAZ, ai fini della fornitura di risorse per la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, il BSP è tenuto ad indicare in GAUDÌ almeno un assetto dell'UAS, o dell'UVAN o dell'UVAZ avente una semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e/o a scendere non inferiori a 3 MW. Laddove il BSP richieda l'abilitazione sia a salire che a scendere, le semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e a scendere indicate dal BSP in GAUDÌ devono assumere lo stesso valore."</i></p> <p>è sostituita con: <i>"Con riferimento alle UAS obbligatoriamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, ai fini della fornitura di risorse per la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, il BSP è tenuto ad indicare in GAUDÌ almeno un assetto dell'UAS avente semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e a scendere non inferiori a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 15\%$ della potenza massima dell'assetto, per UAS, costituite da una UP idroelettrica</i> - <i>il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima dell'assetto, per UAS costituite da una UP termoelettrica</i> - <i>il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 15\%$ della potenza massima dell'unità, per UAS costituite da un accumulo elettrochimico.</i> - <i>± 1 MW per le UAS costituite da UP diverse da quelle elencate nei punti precedenti"</i> <p><i>Dalla data di ripristino della partecipazione operativa del Gestore della Rete alla piattaforma aFRR, il valore minimo (in valore assoluto) della semibanda di aFRR abilitabile è posto pari a ± 3 MW, pertanto per</i></p>

		<p><i>poter continuare a fornire il servizio di aFRR dovrà essere rispettato tale valore minimo “</i></p> <p><i>Con riferimento alle UAS di immissione volontariamente abilitate secondo i criteri del paragrafo 4.4.1.2.1, ai fini della fornitura di risorse per la riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica, il BSP è tenuto ad indicare in GAUDI almeno un assetto dell’UAS avente semibande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica a salire e/o a scendere non inferiori a +1 MW e/o -1 MW. Dalla data di ripristino della partecipazione operativa del Gestore della Rete alla piattaforma aFRR, il valore minimo (in valore assoluto) della semibanda di aFRR abilitabile è posto pari a ± 3 MW, pertanto per poter continuare a fornire il servizio di aFRR dovrà essere rispettato tale valore minimo “</i></p>
4.6.1.3.2- Requisiti tecnici per la fornitura del servizio (Riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR))	Si con le precisazioni riportate	<p>Durante la fase transitoria:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le previsioni contenute nel paragrafo relativamente al punto iii (gradiente variabile) trovano a partire dall’inizio della fase di consolidamento. Fino a tale data il gradiente viene considerato sempre pari al dato tecnico dichiarato in GAUDI. - le previsioni contenute nel paragrafo relativamente al punto v (tempo di risposta) trovano applicazione durante la fase transitoria a partire dal 1 giugno 2025. Fino a tale data il tempo di risposta è pari a 5 minuti.
4.6.1.4.2 - Requisiti tecnici per la fornitura del servizio (Riserva di sostituzione (Replacement Reserve - RR))	Si con le precisazioni riportate	<ul style="list-style-type: none"> - Le previsioni contenute nel paragrafo relativamente al punto v (tempo di risposta) trovano applicazione durante la fase transitoria a partire dal 1 giugno 2025. Fino a tale data il tempo di risposta è pari a 5 minuti.
4.6.2.1 Controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN	Si con le precisazioni riportate	<p>Durante la fase transitoria, le disposizioni relative alla riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC non si applicano. Le stesse si applicano a partire dall’inizio della fase di consolidamento.</p>
4.6.3 servizio di modulazione straordinaria	Si con le precisazioni riportate	<p>Durante la fase transitoria, per le UP abilitate in forma singola all’interno di UAS, il termine ordine modulazione contenuto nel paragrafo 4.6.3 è sostituito con il termine ordine di dispacciamento.</p>

4.8.3.5.5 - Comunicazioni ai BSP titolari di UAS, UVAN, UVAZ	Si con le precisazioni riportate	Le previsioni contenute nel punto III) <i>“Integrazione nell’ambito del MB degli intervalli di fattibilità definiti nell’ambito del MSD”</i> del sottoparagrafo 4.8.3.6.5 <i>“Comunicazioni ai BSP titolari di UAS, UVAN, UVAZ”</i> trovano applicazione a partire dall’inizio della fase di consolidamento.
4.11.1.1 Anagrafica delle unità	Si con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria i riferimenti alle capacità di prelievo delle UAS, UnAP, UVN, UVZ di prelievo non si applicano. Inoltre, viene aggiunto il seguente paragrafo relativo alle tempistiche di comunicazione dell’anagrafiche delle UVZ di prelievo. <i>“Il Gestore comunica inoltre al Gestore del mercato entro il quart’ultimo giorno lavorativo del mese n, con validità per il mese n+1 l’anagrafica delle UVZ di prelievo nella titolarità di ciascun Utente del Dispacciamento sulla base delle informazioni fornite dal SII”</i>
4.11.1.6- Capacità di immissione e prelievo	Si con le precisazioni riportate	Durante la fase transitoria , le previsioni relative alla capacità di prelievo delle UVZ e alla curva di modulazione contenute nel paragrafo 4.11.1.6 non trovano applicazione.

CAPITOLO 5

ATTIVITA' DI MISURA

INDICE

CAPITOLO 5 – ATTIVITA' DI MISURA	3
5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	3
5.2 SOGGETTI RESPONSABILI DELLE ATTIVITA' DI MISURA	4
5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA.....	8
5.3.1 <i>Punti di connessione</i>	9
5.3.2 <i>Punto di misura</i>	10
5.3.3 <i>Apparecchiature di Misura</i>	10
5.3.4 <i>Localizzazione dei punti di misura</i>	11
5.3.5 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi a punti di immissione pura ai fini della misura</i>	12
5.3.6 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi a punti di interconnessione tra RTN e reti con obbligo di connessione di terzi</i>	13
5.3.7 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti elettriche</i>	13
5.3.8 <i>Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo ai fini della misura</i>	14
5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI MISURA.....	15
5.4.1 <i>Sistema MeTer</i>	15
5.4.2 <i>Sistemi di acquisizione secondari</i>	16
5.4.3 <i>Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure</i>	18
5.4.4 <i>Riservatezza e integrità delle misure</i>	18
5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA	20
5.5.1 <i>Modalità di acquisizione</i>	20
5.5.2 <i>Collegamento</i>	21
5.5.3 <i>Interfacce e protocolli di comunicazione</i>	23
5.5.4 <i>Periodicità dell'acquisizione</i>	24
5.5.5 <i>Rilevazioni facoltative</i>	24
5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA	25
5.6.1 <i>Convalida dei dati di misura</i>	25
5.6.2 <i>Algoritmi di misura</i>	26

5.6.3	<i>Ricostruzione/stima delle misure</i>	26
5.6.4	<i>Discrepanze tra misure acquisite</i>	27
5.6.5	<i>Informazioni contenute nel MeTer</i>	27
5.7	PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI	28
APPENDICE 29		
A	DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	29
B	CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA	30
1	<i>Ambito di applicazione</i>	30
2	<i>Generalità</i>	30
3	<i>Classe di precisione delle AdM</i>	31
4	<i>Periodo di integrazione delle misure</i>	32
5	<i>Compensazione delle perdite</i>	32
6	<i>Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiatura di Misura</i>	33
7	<i>Alimentazione delle Apparecchiature di Misura</i>	33
8	<i>Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione</i>	33
9	<i>Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura</i>	34
10	<i>Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione</i>	34
11	<i>Apparecchiature di Misura di ridondanza</i>	34
12	<i>Installazione e verifiche</i>	35

CAPITOLO 5 – ATTIVITA' DI MISURA

5.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

5.1.1 Oggetto del presente capitolo è la definizione:

- (a) delle disposizioni tecniche relative alle **apparecchiature di misura** (di seguito: **AdM**) dell'energia elettrica, ivi comprese le modalità di installazione ed attivazione delle **AdM**;
- (b) dell'architettura del sistema di misura;
- (c) delle modalità di elaborazione dei dati di misura;

ai fini del calcolo dei quantitativi di energia elettrica per quanto attiene ai servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Le disposizioni contenute nel presente capitolo si applicano ai soggetti responsabili, sulla base della regolazione vigente, delle operazioni di installazione e manutenzione delle **AdM** e delle operazioni di gestione dei dati di misura di energia elettrica con riferimento a:

- punti di misura di connessione, vale a dire un punto di misura, nella titolarità di un produttore o di un cliente finale, che rileva ai fini delle misure elettriche delle immissioni e dei prelievi di un'utenza;
- punti di misura di consumo, vale a dire un punto di misura, nella titolarità di un cliente finale, che rileva ai fini delle misure elettriche dei consumi di un'utenza;
- punti di misura di generazione, vale a dire un punto di misura, nella titolarità di un produttore, che rileva ai fini delle misure elettriche della produzione;

- punti di misura di interconnessione, vale a dire un punto di misura nella titolarità di un gestore di rete, che rileva ai fini delle misure elettriche in un punto di interconnessione tra reti elettriche.

Lo svolgimento dell'attività di misura è regolato, oltre che dal presente capitolo, dal "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico per la regolazione dell'attività di misura dell'energia elettrica" di cui all'Allegato A alla deliberazione 458/2016/R/eel (nel seguito: **TIME**) e dalla Convenzione per la regolazione delle attività di misura dell'energia elettrica approvata dall'Autorità.

5.2 SOGGETTI RESPONSABILI DELLE ATTIVITA' DI MISURA

5.2.1 I soggetti responsabili dell'attività di misura sono individuati dal **TIME**. In particolare, i soggetti responsabili delle operazioni di installazione e manutenzione delle **AdM** sono:

- (a) per i **punti di immissione** pura ai fini della misura in relazione al punto di misura di connessione e, ove necessario, in relazione al/ai punto/i di misura di generazione e/o di consumo:
 - i. il **produttore** nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi di media tensione** o su **rete rilevante**,
 - ii. l'**impresa distributrice** competente territorialmente in caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi di bassa tensione**;
- (b) per i **punti di prelievo** ai fini della misura:
 - 1. in relazione al punto di misura di connessione e al punto di misura di consumo:

- i. il **Gestore** nel caso di connessione su **RTN**;
 - ii. l'**impresa distributrice** nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** diversa dalla **RTN**;
2. in relazione al punto di misura di generazione:
- i. l'**impresa distributrice** nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** in **BT**;
 - ii. il **produttore** nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** in **MT** o su **rete rilevante**;
- (c) nel caso di utenza caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione alla rete elettrica tra loro circuitalmente interconnessi:
1. nel caso in cui i punti di connessione siano **punti di immissione** pura ai fini della misura:
 - i. nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** in **BT**:
 - in relazione ai punti di misura di connessione, l'**impresa distributrice** sulla cui rete insiste il singolo punto di connessione;
 - in relazione ai punti di misura di generazione o di consumo, l'**impresa distributrice** sulla cui rete insiste il punto di connessione principale¹;
 - ii. nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** in **MT** o su **rete rilevante**, il **produttore**;

¹ Il punto di connessione principale viene individuato secondo i criteri di cui all'articolo 8.1 del TIME

2. nel caso in cui i punti di connessione siano **punti di prelievo** ai fini della misura:
- i. in relazione ai punti di misura di generazione:
 - **l'impresa distributrice** sulla cui rete insiste il punto di connessione principale, nel caso in cui tale punto sia sulla **rete con obbligo di connessione di terzi in BT**;
 - **il produttore** nel caso in cui il punto di connessione principale sia su **rete con obbligo di connessione di terzi in MT** o su **rete rilevante**;
 - ii. in relazione ai punti di misura di connessione, il **gestore di rete** su cui insiste il singolo punto di connessione;
 - iii. in relazione ai punti di misura di consumo, il **gestore di rete** su cui insiste il punto di connessione principale;
- (d) per i **punti di interconnessione** tra la **rete di distribuzione** e la **RTN**, **l'impresa distributrice** territorialmente competente;
- (e) per i **punti di interconnessione** con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
- (f) per i **punti di interconnessione** con l'estero che ricadono su reti **non RTN**, **l'impresa distributrice** sulla cui rete tali punti si trovano;
- (g) per i **punti di interconnessione** tra **reti di distribuzione**:
- nel caso di interconnessione tra **reti di distribuzione** aventi livelli di tensione diversi, **l'Impresa distributrice** che gestisce la rete di distribuzione al livello di tensione più alto;

- nel caso di interconnessione tra **reti di distribuzione** con medesimo livello di tensione, l'**impresa distributrice** che, al momento della richiesta di interconnessione, cede energia elettrica attraverso il **punto di interconnessione** per la maggior parte del tempo su base annua (sulla base dei dati afferenti all'ultimo anno calendariale per cui i dati sono disponibili).

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione delle **AdM**" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

5.2.2

Ai sensi della normativa vigente, i soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura di energia elettrica sono:

- a) nel caso di **punti di immissione** pura e **punti di prelievo** ai fini della misura, in relazione ai punti di misura di connessione e, ove necessario, in relazione ai punti di misura di generazione e/o di consumo:
 - i. il **Gestore** nel caso di connessione su **rete rilevante**,
 - ii. l'**impresa distributrice** nel caso di connessione su **rete con obbligo di connessione di terzi** diversa dalla **rete rilevante**;
- b) nel caso di utenza caratterizzata dalla presenza di più punti di connessione alla rete elettrica tra loro circuitalmente interconnessi, sia nel caso in cui i punti di connessione siano **punti di immissione** pura ai fini della misura sia nel caso in cui i punti di connessione siano **punti di prelievo** ai fini della misura, in relazione a tutti i punti di misura:
 - i. il **Gestore** nel caso in cui il punto di connessione principale sia su **rete rilevante**,
 - ii. l'**impresa distributrice** nel caso in cui il punto di connessione principale sia su **rete con obbligo di connessione di terzi** diversa dalla **rete rilevante**;
- c) nel caso di **punti di interconnessione** con la **RTN**, il **Gestore**. Nel caso di assenza di **AdM** nel punto di interconnessione con la **RTN**, il **Gestore**

- è altresì responsabile per i punti di interconnessione tra reti di distribuzione e/o punti di misura di utenza in media tensione o per eventuali altre **AdM** necessarie per la determinazione dell'energia scambiata nei punti di interconnessione con la **RTN**;
- d) nel caso di **punti di interconnessione** con l'estero che ricadono sulla **RTN**, il **Gestore**;
 - e) nel caso di **punti di interconnessione** con l'estero che ricadono su reti non **RTN**, l'**impresa distributrice** sulla cui rete tali punti si trovano;
 - f) nel caso di **punti di interconnessione** tra reti di distribuzione l'**Impresa distributrice** responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, fatta eccezione per i casi di cui al precedente punto c).

Pertanto, nel presente capitolo, con l'espressione "soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura di energia elettrica" si fa riferimento ai soggetti come sopra individuati.

Ai sensi del **TIME**, nei casi in cui, a seguito di modifiche al quadro regolatorio di riferimento, la responsabilità delle operazioni di gestione dei dati di misura sia stata trasferita al **Gestore**, l'**impresa distributrice** permane responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, con riferimento sia ai dati di misura di competenza del mese di dicembre 2016 sia alle rettifiche dei dati di misura di competenza dei periodi antecedenti al 1° gennaio 2017, limitatamente ai punti di misura per i quali l'**impresa distributrice** è responsabile sino al 31 dicembre 2016.

5.3 REQUISITI TECNICI PER L'INSTALLAZIONE E MANUTENZIONE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

Nel presente paragrafo sono definiti i criteri e le prescrizioni tecniche cui deve conformarsi il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

Dette disposizioni tecniche si applicano:

- (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete di trasmissione nazionale** e, comunque, in corrispondenza di **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete di trasmissione nazionale**, ovvero connesse ad **altre reti elettriche**
- (b) ai punti di interconnessione tra la **RTN** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla medesima rete;
- (c) ai circuiti di interconnessione della **rete di trasmissione nazionale** con altre reti elettriche o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**.

5.3.1 *Punti di connessione*

Il **punto di connessione** è relativo all'assetto d'impianto utilizzato nell'ordinario esercizio. Punti di connessione di emergenza causati da **disservizi della rete** per cause accidentali o impreviste ovvero per interventi di manutenzione saranno comunque riferiti convenzionalmente al **punto di connessione** ordinario.

Ai fini della misura, un **punto di connessione** è definito come:

- **punto di prelievo** nel caso in cui si tratti di un punto di connessione, nella titolarità di un cliente finale, attraverso il quale avvengono anche prelievi di energia elettrica diversi da quelli finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o a soddisfare consumi a essi equiparati;
- **punto di immissione** pura, nel caso in cui si tratti di un punto di connessione, nella titolarità del produttore, asservito esclusivamente a impianti di produzione attraverso il quale avvengono le immissioni di energia elettrica in rete e i soli prelievi sono finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o a soddisfare consumi a essi equiparati.

5.3.2 **Punto di misura**

Il punto di misura è il punto sulla **rete elettrica** o sull'impianto di utenza a cui è associata una misura. Ogni punto di misura può essere un:

- punto di misura teorico, vale a dire il punto fisico in corrispondenza del quale dovrebbe essere installata un'**AdM** ai sensi della regolazione;
- punto di misura effettivo, vale a dire il punto fisico in cui viene effettivamente installata l'**AdM**.

5.3.3 **Apparecchiature di Misura**

Le **AdM** devono essere conformi alle specifiche tecniche del **Gestore** "Caratteristiche tecniche delle **Apparecchiature di misura**" di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo. Nel caso in cui il responsabile dell'installazione dell'**AdM** sia il produttore e lo stesso:

- abbia installato una **AdM** non compatibile con il sistema di telelettura del **Gestore**;

oppure

- abbia posizionato l'**AdM** in un punto non idoneo alla telelettura o tale da non garantire l'accesso in sicurezza dell'**AdM**;

il **produttore** è tenuto ad effettuare le modifiche o le sostituzioni indicate dal **Gestore**.

Nel caso in cui il **produttore** non provveda a tali modifiche/sostituzioni, il **Gestore** ne dà comunicazione al **GSE** affinché sia prevista la sospensione degli incentivi ove previsti fino all'avvenuto adeguamento. Gli oneri derivanti da tali modifiche o sostituzioni sono a carico del **produttore**.

Le **apparecchiature di misura** si distinguono in **AdM principali** e **di riserva**.

5.3.4 Localizzazione dei punti di misura

5.3.4.1 In ogni **punto di connessione** e di **interconnessione** deve essere installata almeno una **AdM** onde consentire la rilevazione e la registrazione dell'energia in transito.

L'individuazione dei punti di misura di generazione e consumo avviene secondo le modalità previste dal TIME.

Il **Gestore** autorizza, dietro esplicita proposta del responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, che la misura venga effettuata in punti di misura non coincidenti con i punti di di misura teorici, nei casi in cui, nel rispetto delle condizioni previste agli articoli 3.2 e 4.2 del TIME, questo comporti:

- (a) minimizzazione dei costi di installazione, esercizio e manutenzione delle **AdM** e, compatibilmente con l'adozione delle tecniche e tecnologie più recenti, salvaguardando quelle **AdM** tra quelle esistenti che, pur non conformi ai criteri di localizzazione di cui al presente paragrafo, siano tali da permettere il calcolo dell'energia all'esatto **punto di connessione**;
- (b) contenimento della durata dei disservizi all'**utenza** dovuta all'installazione di **AdM** in nuovi punti di misura e alla sostituzione di **AdM** esistenti non conformi alle specifiche del presente Codice di rete;
- (c) stabile localizzazione dei punti di misura dell'energia elettrica nei confronti delle eventuali modificazioni dei punti di connessione a seguito di variazioni dell'ambito della **RTN**.

In particolare, nei casi in cui la misura viene effettuata in punti interni ad impianti elettrici di produzione e/o di consumo l'esatto valore dell'energia elettrica al **punto di connessione** deve essere calcolato mediante la definizione di un algoritmo di riporto dell'energia misurata, tenendo conto sia delle perdite dei componenti di impianto (trasformatori, conduttori, ecc.), sia di altre **AdM** presenti e del particolare assetto di impianto.

L'algoritmo di calcolo ed i coefficienti di perdita per correggere la misura in relazione al diverso posizionamento delle **AdM** all'interno dello stesso impianto vengono definiti dal **Gestore** di concerto con il soggetto responsabile per l'installazione e manutenzione della **AdM** e **l'impresa distributrice** qualora diverso dal soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

In particolare, per gli **impianti di produzione** la definizione dell'algoritmo di calcolo e dei coefficienti di perdita è una delle condizioni necessarie per il completamento della registrazione delle **unità di produzione** all'interno del **GAUDI'**.

5.3.4.2 In tutti gli altri casi diversi da quelli menzionati nel paragrafo [5.3.4.1](#) si applicano i coefficienti di perdita previsti dall'Autorità.

5.3.5 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi a punti di immissione pura ai fini della misura***

Le **AdM** installate nei **punti** di misura di connessione nella titolarità di un **produttore** devono rispondere, oltre al rispetto delle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti di seguito indicati.

L'acquisizione delle misure deve consentire la misura dell'energia immessa in rete dall'impianto al netto dei servizi ausiliari di centrale.

Le **AdM** devono consentire la rilevazione dell'energia scambiata con la rete per singola **unità di produzione**. Tale condizione è vincolante ai fini della qualificazione di tali **unità di produzione** all'interno di **GAUDI'**.

Qualora fosse necessario ripartire l'energia elettrica immessa tra diversi **generatori** e/o **sezioni** d'impianto, occorre installare le **AdM** che consentano la rilevazione dell'energia prodotta da ciascun **generatore** e/o **sezione**.

Le **AdM** relative ai punti di misura di connessione devono essere installate per ogni **UP**:

(a) all'esatto **punto di connessione** con la rete;

ovvero

(b) alle uscite dei gruppi, nei punti di prelievo dei servizi ausiliari (SA)).

Nel caso (b) occorre applicare un algoritmo di calcolo per ricavare la misura all'esatto **punto di connessione**.

5.3.6 *Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misura relativi a punti di interconnessione tra RTN e reti con obbligo di connessione di terzi*

Le **AdM** installate nei **punti di interconnessione** tra **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi** devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo ai requisiti qui di seguito indicati.

L'installazione delle **AdM** deve essere tale da consentire il calcolo dell'energia complessiva scambiata tra la **RTN** e le **reti con obbligo di connessione di terzi**.

Le **AdM** principali devono essere installate nei **punti di interconnessione** tra **RTN** e **reti con obbligo di connessione di terzi**.

5.3.7 *Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di interconnessione con altre reti elettriche*

Le **AdM** installate nei **punti di interconnessione** tra **RTN** e **altre reti elettriche** devono rispondere, oltre alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

In tutti i **punti di interconnessione** devono essere installate **AdM principali** e, se richiesto dal **Gestore**, **AdM di riserva**, aventi caratteristiche conformi a quanto prescritto al paragrafo [5.3.3](#).

Nel caso di interconnessione con reti estere, le **AdM** devono essere installate nell'impianto italiano più vicino al confine.

5.3.8 ***Requisiti per l'installazione delle Apparecchiature di Misure nei punti di prelievo ai fini della misura***

Le **AdM**, relative ai punti di misura di connessione, installate:

- a) nei **punti di prelievo** di clienti finali, inclusi gli impianti nella titolarità della società Ferrovie dello Stato SpA o sue aventi causa, ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'Industria 25 giugno 1999, direttamente connessi alla **rete rilevante**;
- b) nei **punti di prelievo** dell'energia destinata al prelievo degli **impianti di produzione** diversi dai prelievi finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione;

devono rispondere, oltre che alle specifiche di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo, ai requisiti qui di seguito indicati.

Le **AdM principali** relative ai punti di misura di connessione devono essere installate, a qualunque livello di tensione, nei **punti di connessione**.

Nel rispetto delle previsioni di cui al paragrafo 5.3.4, è ammessa l'installazione delle **AdM** a valle di eventuali trasformatori d'impianto del **cliente finale**. In tal caso è necessario tenere conto delle perdite del trasformatore stesso e dei conduttori, secondo quanto definito al paragrafo [5.3.4](#).

Nel caso in cui il punto di misura di connessione sia all'interno di un impianto di terzi, il prelievo si intenderà eseguito dalla rete cui è connesso l'impianto stesso.

5.4 ARCHITETTURA DEL SISTEMA DI MISURA

Il sistema di misura è costituito dai seguenti elementi fondamentali:

- (a) *Sistema di Metering* (denominato: “**MeTer**”, acronimo di Sistema di “Metering di Terna”): sistema del **Gestore** deputato all’acquisizione diretta o indiretta dei dati di misura, alla loro convalida e ricostruzione, alla loro memorizzazione ed elaborazione;
- (b) **Sistemi di Acquisizione Secondaria** (nel seguito “SAS”): sistemi di proprietà dei soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura di energia elettrica se diversi dal **Gestore**, deputati alla acquisizione dei dati di misura, alla loro elaborazione, alla loro memorizzazione, ed al successivo invio dei dati di misura al MeTer;
- (c) *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*: sistemi del **Gestore** deputati all’acquisizione indiretta dei dati di misura resi disponibili dai soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura, se diversi dal **Gestore** e dal **SII** secondo quanto riportato al paragrafo [5.4.3](#).

Le modalità di acquisizione dei dati di misura sono dettagliate nel paragrafo [5.5](#).

La descrizione dei sistemi è riportata nei documenti A.43, A.44, A.48 di cui all’[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.4.1 **Sistema MeTer**

Tale sistema viene utilizzato dal **Gestore**:

1. per l’acquisizione diretta della misura dell’energia elettrica prodotta, prelevata, immessa relativa:
 - (a) alle **unità di produzione e di consumo** connesse alla **rete rilevante**;

- (b) ai **punti di interconnessione** tra la **rete di trasmissione nazionale** e le **reti di distribuzione** direttamente connesse alla **RTN**;
 - (c) ai **punti di interconnessione** della **rete di trasmissione nazionale** con **altre reti elettriche** o reti elettriche gestite da soggetti diversi dal **Gestore**;
 - (d) ai **punti di interconnessione** tra reti di distribuzione e/o punti di misura di utenza in media tensione o ad altre **AdM** necessari per la determinazione dell'energia scambiata nei punti di interconnessione con la RTN, nel caso di assenza di AdM nel **punto di interconnessione** con la RTN.
2. per l'acquisizione indiretta, tramite SAS, della misura dell'energia elettrica prelevata e immessa relativa alle **unità di produzione e di consumo** rilevanti connesse alle **reti con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete rilevante**.

Nel MeTer sono memorizzati i seguenti dati:

- (a) anagrafica dell'**Utente**;
- (b) dati dei **misuratori**, schemi elettrici ed accordi tecnici sugli algoritmi da utilizzare per il riporto delle misure al punto di misura teorico;
- (c) algoritmi di calcolo;
- (d) dati di misura originali dei **misuratori**;
- (e) dati di misura elaborati.

5.4.2 Sistemi di acquisizione secondari

Tali sistemi sono utilizzati per l'acquisizione indiretta da parte del MeTer, della misura dell'energia elettrica, prelevata e immessa relativa agli impianti di cui al punto 2) del paragrafo 5.4.1.

Le principali funzionalità dei SAS sono:

- (a) acquisizione ed elaborazione giornaliera dei dati di misura dalle **AdM**;
- (b) trasferimento via file al MeTer dei dati di misura.

Le modalità di invio dei file sono descritti nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Le modalità di interfacciamento del SAS con il MeTer, nonché la periodicità di invio dei dati di misura, devono essere concordate con il **Gestore**.

I soggetti proprietari dei SAS hanno la responsabilità dell'acquisizione, dell'installazione, della gestione e della manutenzione dei SAS e devono inoltre prevenire alterazioni accidentali o fraudolente dei dati di misura memorizzati sui SAS stessi.

È obbligo dei proprietari dei SAS:

- (a) dotarsi delle necessarie misure minime di sicurezza nel rispetto di quanto stabilito dalla normativa in materia di trattamento dei dati personali;
- (b) avere un sistema di supervisione e di controllo degli accessi logici e fisici a protezione delle informazioni;
- (c) rispettare le norme per la prevenzione e la rilevazione dei virus informatici;
- (d) adottare direttive al proprio interno per la continuità del servizio offerto;
- (e) provvedere all'adeguata formazione del personale in materia di sicurezza e riservatezza dei dati.

5.4.3 *Ulteriori sistemi di acquisizione indiretta delle misure*

Tali sistemi sono utilizzati per l'acquisizione indiretta delle misure dell'energia elettrica prelevata e immessa relativa ai punti di dispacciamento per unità di consumo (**UC**) e alle **unità di produzione** non rilevanti connesse a **rete con obbligo di connessione di terzi** diverse dalla **rete rilevante**.

I soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura e il **SII** sono tenuti a comunicare mensilmente al **Gestore** le misure di cui sopra con modalità e tempistiche definite nel TIS e nel [Capitolo 6](#) e nel [Capitolo 7](#) del presente Codice di rete.

5.4.4 *Riservatezza e integrità delle misure*

I dati di misura hanno carattere riservato, e vengono trattati in conformità a quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Il **Gestore** mantiene l'integrità dei dati dal momento in cui pervengono presso le proprie sedi secondo le modalità di trasmissione stabilite nel presente Codice di rete.

I responsabili dell'installazione e manutenzione delle **AdM** hanno la responsabilità di garantire l'integrità dell'intera **AdM** e dei dati in essa contenuti.

L'**AdM**, dopo la messa in servizio non dovrà subire alcuna riprogrammazione (locale e/o remota), a parte l'impostazione dell'ora legale e la sincronizzazione periodica dell'orologio. Eventuali attività di riprogrammazione diverse da quelle citate dovranno essere comunicate al **Gestore** in accordo alle modalità di scambio dati con gli operatori elettrici di cui al paragrafo [5.7](#) del presente capitolo.

L'apposizione di sigilli monouso numerati (con codifica univoca non riproducibile) è a cura del soggetto responsabile dell'installazione e

manutenzione delle **AdM**. Questi deve registrare su un apposito registro per ogni impianto d'**utenza**, sia il codice del sigillo sia il punto di installazione, e fornire tali informazioni al **Gestore** se richiesto. Deve altresì comunicare al **Gestore** eventuali variazioni in caso di intervento presso il punto di misura di utenza e di interconnessione (riparazione guasti, manutenzione, sostituzione componenti).

Il **Gestore** ha facoltà di apporre propri sigilli nei seguenti casi:

- (a) una verifica in campo abbia riscontrato una violazione dell'integrità dell'installazione, ovvero una manomissione dei dati o a una riprogrammazione del **misuratore** senza preventivo preavviso al **Gestore** stesso, ovvero a rottura dei sigilli o ad una non corrispondenza tra numero sigillo installato e numero sigillo comunicato al **Gestore** e memorizzato sul registro di impianto;
- (b) l'installazione in campo sia tale da essere esposta ad atti vandalici o a manomissioni da parte di terzi.

I responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura hanno la responsabilità di garantire che i dati di **misura** giungano integri al **Gestore**.

Al fine di verificare che le informazioni e i dati registrati nelle **AdM** corrispondano a quelli ricevuti, e che le **AdM** installate in campo siano esenti da manomissioni e siano corrispondenti ai dati impiantistici dichiarati dai responsabili delle **AdM**, il **Gestore** si riserva, in ogni momento, di effettuare verifiche in campo sulle **AdM**, secondo le modalità indicate nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Fermo restando l'obbligo di riservatezza, i dati di misura, opportunamente aggregati e resi anonimi e privi di informazioni commerciali, possono essere usati e pubblicati dal **Gestore** per l'elaborazione di bilanci e di statistiche, secondo quanto previsto nei successivi Capitoli [8](#) e [9](#) del presente Codice di rete.

5.5 ACQUISIZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) descrizione delle diverse modalità e tipologie di acquisizione dei dati di misura;
- (b) descrizione del **sistema di telecomunicazione** da impiegare nel caso di **telelettura** diretta delle **AdM** e nel caso di impiego dei SAS;
- (c) interfacce e protocolli di comunicazione;
- (d) periodicità di acquisizione.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** e degli **Utenti** nei reciproci rapporti per la violazione degli obblighi ad essi demandati, ai sensi di legge o del presente Codice, è limitata a eventuali danni materiali che siano diretta conseguenza del loro comportamento, intendendosi esclusa ogni responsabilità per danni indiretti o lucro cessante, salvo quanto previsto nei singoli contratti.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** è inoltre espressamente limitata ai casi di dolo e/o colpa grave.

5.5.1 **Modalità di acquisizione**

L'acquisizione dei dati di misura di un'**AdM** da parte del MeTer, può essere:

- (a) diretta, quando l'**AdM** viene teleletta per il tramite di una rete di telecomunicazione e senza interposizione di un SAS;
- (b) indiretta, quando avviene mediante una rete di telecomunicazione per il tramite di un SAS o di ulteriori sistemi di trasmissione dati.

Nei casi in cui l'**AdM** non risulti raggiungibile dal MeTer, il **Gestore** richiede al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale e/o visiva**.

Le **letture locali** delle **AdM** sono impiegate, su indicazione del **Gestore**, nel caso in cui non sia temporaneamente possibile eseguire le **letture remote**.

Le **letture visive** possono essere utilizzate solo temporaneamente e in caso non siano possibili le **letture locali**, a causa di guasti della porta di comunicazione locale.

L'inoltro al **Gestore** dei dati acquisiti tramite **letture locali/visive** deve essere effettuato, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, tramite file e con la stessa periodicità d'acquisizione di cui al paragrafo 5.5.4 , e comunque in conformità a quanto prescritto nel paragrafo 5.7.

Nei casi in cui esista ragionevole dubbio sulla correttezza del dato rilevato attraverso acquisizione diretta e/o indiretta, il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione dell'**AdM** stessa l'effettuazione di una **lettura locale** addizionale, senza determinare vincolo sulla successiva utilizzazione di dette letture da parte del **Gestore**.

5.5.2 Collegamento

a) Telelettura diretta delle AdM da parte del MeTer

Ogni **AdM** deve essere univocamente identificata in qualsivoglia rete di telecomunicazioni utilizzata.

Non sono previsti dispositivi di memorizzazione intermedi tra **AdM** e MeTer.

L'impiego di dispositivi di interfaccia di telecomunicazione intermedi quali instradatori telefonici e similari, che comunque devono essere trasparenti ai dati in transito (cioè non devono inviare dati memorizzati sia pure

temporaneamente al loro interno), deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

Nel caso di collegamento diretto tra MeTer e **AdM** può essere utilizzata una qualsiasi rete di telecomunicazione, il cui impiego deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**, che ne valuterà l'adottabilità.

Allo stato attuale, il **collegamento** diretto tra MeTer e **AdM** è previsto tramite la rete telefonica pubblica commutata (PSTN) ovvero tramite la rete telefonica pubblica cellulare (standard GSM o DCS1800).

Il **Gestore** può richiedere al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** l'impiego di reti di telecomunicazione alternative, laddove disponibili, eventualmente basate su standard diversi da quelli sopra citati (es. reti IP).

b) Telettura indiretta delle AdM da parte del MeTer e degli altri Sistemi

Nel caso di collegamento indiretto tra MeTer, gli altri sistemi e SAS, come pure per il trasferimento al MeTer delle **letture locali** o **visive**, è previsto l'impiego di un file in formato XML, trasferito via internet, secondo le modalità descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli oneri di installazione e manutenzione dei dispositivi necessari per l'interfacciamento con le reti di telecomunicazioni (modem e similari) nonché gli oneri di telecomunicazione per l'acquisizione diretta ed indiretta dei dati di misura sono a carico del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**.

5.5.3 **Interfacce e protocolli di comunicazione**

a) Collegamento diretto tra MeTer e AdM

I servizi che i protocolli di comunicazione, utilizzati per il collegamento diretto tra MeTer e **AdM**, devono rendere disponibili sono i seguenti:

- (i) lettura dei **dati di misura** relativi ad un periodo temporale specificato;
- (ii) lettura dei registri interni;
- (iii) lettura di data e ora dell'orologio interno dell'**AdM**;
- (iv) lettura dei valori dei parametri di configurazione dell'**AdM**;
- (v) lettura dello stato dell'**AdM**.

I protocolli prescritti per il collegamento diretto sono:

- (i) IEC 1107;
- (ii) IEC 870-5-102 (come prescritto nel documento A.51 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo);
- (iii) DLMS-COSEM,

La messa a disposizione dei driver e delle eventuali interfacce con il sistema, sia hardware sia di conversione dei formati e dei protocolli, sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione. L'utilizzo di protocolli diversi deve essere preventivamente richiesto al **Gestore**.

b) Collegamento indiretto tra MeTer e SAS

Il protocollo di comunicazione utilizzato per il collegamento indiretto tra MeTer e SAS deve rendere disponibile il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

c) Letture locali / visive

Il protocollo di comunicazione utilizzato per il trasferimento al MeTer delle **letture locali / visive** deve rendere disponibile il servizio di trasferimento di file.

Le modalità previste sono quelle descritte nel documento A.48 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.5.4 Periodicità dell'acquisizione

I dati di misura devono poter essere acquisiti, da parte del MeTer, su base giornaliera, senza limitazioni di orario.

Sono ammesse, anche su richiesta del **Gestore**, rilevazioni aggiuntive sulle stesse **AdM**, da effettuarsi con modalità non in contrasto con quanto prescritto nel presente documento.

Nel caso in cui le **misure** vengano trasmesse al **Gestore** attraverso sistemi di acquisizione e concentrazione interposti, i responsabili di tali sistemi devono assicurare la messa a disposizione dei dati di misura secondo quanto richiesto dal **Gestore**.

5.5.5 Rilevazioni facoltative

I soggetti responsabili della installazione e manutenzione dell'**AdM** possono effettuare, sui propri impianti, rilevazioni facoltative aggiuntive con le stesse **AdM**. Tale facoltà è ammessa per esigenze specifiche quali, esemplificativamente, il controllo dell'immissione o del prelievo di energia elettrica su intervalli temporali diversi da quelli prescritti nel presente documento per la misura dell'energia elettrica.

Le rilevazioni di cui al presente documento non devono alterare i requisiti e le prestazioni né il comportamento delle **AdM** installate, né debbono comportare modifiche di **misuratori** già installati.

5.6 ELABORAZIONE DEI DATI DI MISURA

Il presente paragrafo ha ad oggetto:

- (a) convalida dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la convalida dei dati di misura;
- (b) algoritmi di misura: definizione degli algoritmi necessari per riportare le misure delle AdM dal punto di misura effettivo al punto di misura teorico così come individuato secondo le modalità indicate nel TIME;
- (c) ricostruzione dei dati di misura: compiti, responsabilità e modalità per la ricostruzione dei dati di misura;
- (d) sicurezza degli accessi ai sistemi, integrità e riservatezza delle informazioni.

5.6.1 *Convalida dei dati di misura*

Tutti i dati di misura pervenuti al MeTer e non ancora sottoposti alle procedure di convalida, vengono considerati preliminari.

L'effettuazione della convalida spetta al soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura.

Il **Gestore** applica le procedure di convalida, automatiche o manuali, alle misure provenienti da **AdM** principali, di riserva e di riscontro in ordine di priorità. Le procedure di convalida applicate dal **Gestore** sono descritte nel documento A.44 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Qualora, in seguito all'applicazione delle procedure di convalida e di eventuali verifiche sul campo, si individui un malfunzionamento dell'**AdM principale, di riserva o di riscontro**, il relativo responsabile della manutenzione ha l'obbligo di ripristinarne il corretto funzionamento secondo quanto prescritto al paragrafo [12 lettera c\)](#) di cui all'[Appendice B](#) del presente capitolo.

I dati di misura provenienti da SAS o da ulteriori sistemi di trasmissione sono convalidati dai soggetti responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura.

5.6.2 *Algoritmi di misura*

Gli algoritmi di misura sono previsti, in accordo a quanto previsto al paragrafo [5.3.4.1](#) nei seguenti casi:

- (a) riporto al punto di misura teorico della misure acquisite dalla **AdM** installata in un punto diverso;
- (b) aggregazione delle misure acquisite dalle diverse **AdM** installate in impianto per il calcolo dell'energia al punto di misura teorico.

Eventuali rielaborazioni che si dovessero rendere necessarie in caso di ricostruzioni e/o correzioni di dati errati, saranno effettuate secondo quanto prescritto al paragrafo [5.6.3](#).

5.6.3 *Ricostruzione/stima delle misure*

Le ricostruzioni si applicano ai dati provenienti dalle **AdM**.

Il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura è responsabile della stima del dato di misura in caso di indisponibilità dello stesso e/o anche

della ricostruzione delle misure di energia elettrica in caso di malfunzionamento delle **AdM**.

Le modalità di ricostruzione/stima utilizzate dal **Gestore** per i punti di misura di utenza per i quali è responsabile sono pubblicate sul sito internet del **Gestore** ai sensi di quanto previsto nel **TIME**.

Le modalità di scambio dati tra **Gestore** e l'**Utente** ai fini della ricostruzione / sostituzione dei dati, deve avvenire secondo quanto indicato nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

5.6.4 ***Discrepanze tra misure acquisite***

Qualora le misure ottenute da ripetute **teleletture** dello stesso **misuratore** (anche con interposizione di un **sistema di telecomunicazione** qualsiasi) diano luogo a valori diversi tra di loro, si dovrà procedere ad una **lettura locale** del **misuratore**. Il dato così ottenuto sarà convalidato.

5.6.5 ***Informazioni contenute nel MeTer***

Hanno accesso alle informazioni trattate dal MeTer i soggetti interessati alle misure per quanto di loro competenza, ossia il **Gestore** e tutti i soggetti da questi autorizzati. L'accesso alle informazioni trattate dal MeTer avviene nel rispetto dei principi di tutela della riservatezza di cui al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

Le informazioni e i dati di misura, opportunamente aggregati, resi anonimi, saranno usati dal **Gestore** ad integrazione di dati provenienti da altri sistemi per l'elaborazione di bilanci energetici e per altri fini statistici, fermo restando gli obblighi di riservatezza di cui al paragrafo [5.4.4](#).

5.7 **PROCEDURE OPERATIVE E MODALITÀ DI SCAMBIO DATI**

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono riportate le procedure operative che il **Gestore** segue per poter mantenere aggiornato il sistema di misura con la realtà impiantistica, nonché le procedure informative tra **Gestore** ed i seguenti soggetti:

- (i) **soggetti responsabili dell'installazione e manutenzione delle AdM** per i punti di immissione pura ai fini della misura;
- (ii) gestori di porzioni limitate di **RTN** e proprietari di **RTN** diversi dal **Gestore**, per gli impianti di cui al paragrafo [5.3.7](#).

Nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono inoltre riportate le modalità con le quali i suddetti soggetti ed il **Gestore**:

- (a) interagiscono per lo scambio dei dati tecnici di impianto al fine di mantenere il sistema di misura del **Gestore** allineato con quanto realmente installato in campo;
- (b) interagiscono per lo scambio dei dati di misura;
- (c) scambiano informazioni per la ricostruzione dei dati di misura in caso di **disservizi della rete di telecomunicazione** e/o di variazioni impiantistiche.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

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

- A.43 “Specifiche funzionali generali”;
- A.44 “Specifica tecnica funzionale del sistema di acquisizione principale del Sistema di Misura dell'energia elettrica di interesse del Gestore”;
- A.45 “Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura”;
- A.46 “Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica”;
- A.47 “Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura”;
- A.48 “Specifica tecnica per i Sistemi di Acquisizione Secondari (SAS)”;
- A.49 “Procedure operative per la gestione delle informazioni e dei dati nell'ambito del sistema di misura”;
- A.50 “Compensazione delle perdite”;
- A.51 “Caratteristiche del protocollo di comunicazione e delle modalità di scambio dati tra SAPR e AdM”.

B CARATTERISTICHE TECNICHE DELLE APPARECCHIATURE DI MISURA

1 Ambito di applicazione

Nella presente Appendice sono riportate le prestazioni fondamentali che devono soddisfare le **AdM** installate presso le unità di produzione, consumo e punti di interconnessione di cui al paragrafo 5.3 del presente Capitolo.

2 Generalità

Le caratteristiche generali, funzionali, realizzative e di prova, sono individuate nel dettaglio nelle specifiche tecniche A.43, A.45 e A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

I **misuratori** devono essere di marca e modello approvato dal **Gestore** e da questo teleleggibile. A tal fine il **Gestore** rende disponibile sul proprio sito internet l'elenco di tutti i misuratori compatibili con i propri sistemi di telelettura e i requisiti di interoperabilità richiesti.

Le **AdM** devono essere :

- a) in grado di misurare la potenza prelevata e immessa nonché entrambi i versi dell'energia attiva (entrante ed uscente) e i relativi versi dell'energia reattiva (entrante ed uscente per ciascuno dei due versi dell'energia attiva), per un totale di sei valori per periodo di integrazione;
- b) provviste di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
- c) consentire al soggetto titolare del **punto di connessione**, ovvero ai soggetti dal medesimo delegati previo mandato, l'accesso alle rilevazione e alle registrazioni delle misure dell'energia elettrica con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime da

parte del soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura

- d) essere predisposte per l'installazione, su richiesta del soggetto titolare del **punto di connessione** e a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

I precedenti punti b), c) e d) si applicano solo con riferimento ai punti di misura dei **clienti finali e produttori**.

Nei soli casi in cui, in assenza di **guasto**, il flusso di energia attiva non può essere bidirezionale neanche temporaneamente, sono ammessi **misuratori** unidirezionali per l'energia attiva e con discriminazione dell'energia reattiva, per un totale di tre valori per periodo di integrazione.

3 **Classe di precisione delle AdM**

Tutte le **AdM** devono soddisfare i seguenti requisiti funzionali minimi:

- (a) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica attiva e dei **trasformatori di tensione e corrente**, qualora non diversamente specificato, deve essere uguale o migliore di 0,5. Qualora la classe di precisione di anche uno solo dei suddetti componenti sia di classe 1, deve essere verificato che il complesso di misura possa essere considerato riconducibile alla **AdM** prescritta, dal punto di vista della precisione, applicando il principio di equivalenza di cui alla norma CEI 13-4;
- (b) la classe di precisione del **misuratore** di energia elettrica reattiva deve essere almeno pari a 2.

Il **Gestore**, con le modalità previste al Capitolo 14, paragrafo [14.3](#), del presente Codice di rete, può concordare con il soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**, qualora il flusso di energia in transito nel punto di scambio sia tale da giustificarlo, l'installazione di un'**AdM**

con componenti aventi classi di precisione migliori di quelli sopra prescritti (in particolare classe 0,2 per i trasformatori di misura e per l'energia attiva del **misuratore**). Il **Gestore**, qualora lo ritenga necessario, può comunque imporre l'installazione di un' **AdM** con componenti aventi classi di precisione migliori di quelle sopra prescritte.

4 ***Periodo di integrazione delle misure***

I dati di misura dell'energia devono risultare dall'integrazione delle grandezze elettriche in un periodo (impostabile) con granularità almeno pari a 15 min. ed essere registrati in forma numerica.

5 ***Compensazione delle perdite***

Le **AdM** devono essere installate secondo quanto previsto al paragrafo 5.3.4 del presente Capitolo 5. Se, nei casi previsti al paragrafo [5.3.4](#), l'installazione è avvenuta in altro punto è necessario riportare le misure al punto di misura teorico mediante algoritmo che tenga conto delle perdite introdotte dagli elementi elettrici interposti (trasformatori, conduttori, ecc.). La **compensazione delle perdite** è prevista centralizzata a livello del sistema di acquisizione e di elaborazione del soggetto responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura.

Alternativamente, le **AdM** possono compensare, mediante algoritmi interni, le perdite tra **punti di misura** effettivi e i punti di misura teorici, senza degrado della classe di precisione rispetto a quella che si otterrebbe effettuando la misura esattamente al punto di misura teorico. In tal caso, le stesse **AdM** devono restituire sia le misure compensate, sia le misure originali.

Le **AdM** in grado di effettuare la **compensazione delle perdite**, nonché gli algoritmi utilizzati, devono essere approvate dal **Gestore**.

La **compensazione delle perdite** dovrà avvenire compatibilmente a quanto prescritto nel documento A.50 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

6 *Prevenzioni delle frodi e sigillatura delle Apparecchiature di Misura*

Le grandezze elettriche rilevate dalle **AdM** non devono essere alterate e i dati di misura registrati dalle **AdM** non devono essere modificabili o alterati.

A tal fine, tutti i componenti delle **AdM**, inclusi i cablaggi e le morsettiere, devono essere dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiscano detti componenti da possibili manomissioni.

In particolare, le interfacce di programmazione locale e/o remota dovranno essere dotate di un sistema di codici di accesso che limitino le funzioni di programmazione, mentre l'interfaccia di programmazione locale dovrà essere dotata di blocco meccanico.

7 *Alimentazione delle Apparecchiature di Misura*

L'alimentazione delle **AdM** deve essere conforme alla specifica tecnica A.45 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Deve inoltre essere possibile alimentare le **AdM** da una sorgente ausiliaria ad alta disponibilità. Per gli impianti non presidiati e di difficile raggiungibilità, deve essere prevista la doppia alimentazione esterna/interna.

L'**AdM** deve essere dotata di alimentazione ausiliaria che mantenga in funzione il **misuratore** ed il modem anche in caso di **disalimentazione** del montante (ad esempio in caso di apertura prolungata del montante). L'**AdM** può non essere dotata di alimentazione ausiliaria qualora, in caso di mancanza prolungata di alimentazione, il **misuratore** mantenga inalterati i dati e garantisca continuità alla misura dell'**energia elettrica**.

8 *Funzionamento dei registratori di misura e capacità di memorizzazione*

Le **AdM** devono memorizzare i dati forniti dai **AdM** e dall'eventuale **dispositivo di elaborazione**. I dati di misura ed eventualmente quelli da

questi originati per elaborazione interna devono essere disponibili nell'**AdM** per almeno 60 giorni.

9 Programmazione a distanza delle Apparecchiature di Misura

Le attività di programmazione remota delle **AdM** devono essere limitate alle seguenti impostazioni:

- (a) sincronizzazione oraria;
- (b) impostazione ora legale;
- (c) modifica delle fasce orarie.

Non devono essere possibili altre impostazioni da remoto.

Ogni attività di riprogrammazione deve essere memorizzata in un registro interno accessibile in sola lettura.

Eventuali diverse necessità dovranno essere preventivamente comunicate al **Gestore**.

10 Dispositivi di interfaccia del misuratore con le reti di telecomunicazione

Il **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** dell'**AdM** con il **sistema di telecomunicazione** deve consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura e delle informazioni forniti dall'**AdM**.

Questo dispositivo, previo parere positivo del **Gestore**, può essere comune a più **AdM** installate nello stesso impianto.

11 Apparecchiature di Misura di ridondanza

La misura deve consentire il raggiungimento di adeguati livelli di disponibilità che deve essere ottenuta mediante:

- (i) elevata qualità degli apparati utilizzati;

- (ii) predisponendo opportune ridondanze delle **AdM** ed, eventualmente, dei punti di misura.

L'esistenza di opportune ridondanze permette la ricostruzione dei dati di misura in caso di disservizio della **Apparecchiatura di Misura** .

Le **AdM** di ridondanza vengono classificate in **AdM di riserva** e **AdM di riscontro**.

a) *Riserva*

L'installazione di **AdM di riserva** è a discrezione del responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

Le **AdM di riserva** devono avere la medesima classe di precisione delle **AdM principali** ed, eventualmente, condividerne i trasformatori di misura (**TA** e **TV**).

b) *Riscontro*

Le **AdM di riscontro** (qualora presenti), installate anche in punti diversi dai punti di installazione delle **AdM principali**, sono utilizzate per controllare il funzionamento del sistema di misura e ricostruire o stimare, insieme ad altri elementi (quali statistiche o **contatori** fiscali), i dati di misura mancanti.

Le **AdM di riscontro** possono avere una classe di precisione diversa dalle **AdM principali**.

Le stesse **AdM di riserva** possono essere utilizzate dal **Gestore** a fini di riscontro.

12 **Installazione e verifiche**

a) *Installazione e messa in servizio*

L'installazione e la messa in servizio delle **AdM** sono a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**.

I componenti costituenti le **AdM** si intendono tarati dall'origine.

L'obiettivo di attendibilità delle misure deve essere perseguito in tutte le fasi del processo di acquisizione delle misure, ed in particolare attraverso:

- (i) la scelta di apparati qualificati e di componenti di qualità;
- (ii) la cura nell'installazione, con garanzie di tipo antifrode;
- (iii) la verifica periodica da parte di personale qualificato;
- (iv) il controllo di validità delle misure in linea.

b) Taratura e verifica delle AdM

Le **AdM** sono sottoposte a verifiche iniziali e periodiche, a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, con le seguenti cadenze:

- (i) trasformatori di misura: cadenza massimo quindicennale (dieci anni per i **TV** capacitivi);
- (ii) **misuratori**: cadenza almeno triennale

o comunque secondo le modalità prescritte nel documento A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Il **Gestore** controlla le attività di verifica, riservandosi di presenziare alle relative operazioni, alle quali sono ammessi anche i soggetti interessati alla misura.

Gli oneri relativi alle attività di verifica sono a carico del responsabile dell'installazione dell'**AdM**, il quale eventualmente può delegare l'attività di

verifica ad un soggetto terzo tra quelli indicati dal **Gestore** di cui al successivo punto (e).

Le attività di verifica dovranno essere svolte in conformità con le specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Sono ammesse verifiche estemporanee, al di fuori della periodicità prescritta. Le richieste relative potranno essere di iniziativa del **Gestore** o dei soggetti interessati dalla misura. Qualora l'**AdM** risulti corrispondente a quanto per essa prescritto, l'onere della verifica estemporanea sarà a carico del richiedente, mentre sarà a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM** in caso contrario.

I componenti risultati difettosi durante una verifica sono oggetto di riparazione o sostituzione in conformità con quanto prescritto al successivo punto c).

c) *Riparazione e/o sostituzione delle Apparecchiature di Misura*

In caso di **guasto**, le **AdM**, o i loro componenti, devono essere riparati, o sostituiti a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione dell'**AdM**, in conformità a quanto previsto dal Codice di rete e dalla regolazione vigente.

Le modalità di sostituzione devono seguire le prescrizioni descritte nel documento A.49 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Nel caso non siano disponibili **AdM di riserva** o **di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione del **misuratore** principale dovrà essere realizzata entro il tempo massimo di 48 ore, salvo casi eccezionali dipendenti dalla continuità del servizio elettrico o in caso di punto di connessione/interconnessione non attivo.

Nel caso siano disponibili **AdM di riserva** o **di riscontro**, la sostituzione e/o riparazione delle **AdM principali**, salvo casi particolari da valutare con il **Gestore**, deve avvenire con le seguenti modalità:

- (i) il termine massimo per la sostituzione e/o riparazione del **misuratore** e/o del **dispositivo di interfaccia di telecomunicazione** è di una settimana;
- (ii) il termine massimo per la sostituzione/riparazione dei trasformatori di misura è di un mese. Tale termine può essere esteso a due mesi, qualora il nuovo trasformatore di misura sia di qualità superiore a quello da sostituire.

Quando la sostituzione si realizza su richiesta, questa deve comunque effettuarsi in conformità a quanto prescritto nel presente documento, ad esclusivo onere e cura del richiedente.

d) Certificazioni delle verifiche

Il responsabile dell'installazione e manutenzione delle **AdM**, a valle delle verifiche iniziali, periodiche e/o di sostituzioni e riparazioni delle **AdM**, dovrà fornire al **Gestore** documentazione degli avvenuti interventi secondo quanto indicato nelle specifiche tecniche A.47 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

e) Soggetti certificatori

Il **Gestore** si riserva di pubblicare l'elenco dei soggetti certificatori che, in possesso dei requisiti tecnici e di qualità, operino nel campo della misura e delle verifiche secondo la regola dell'arte.

CAPITOLO 6

SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE

INDICE

SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE	2
6.1. OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	2
6.2. DEFINIZIONE DEL SERVIZIO	2
6.3. SOGGETTI RESPONSABILI.....	4
6.4. CODICE IDENTIFICATIVO DEL PUNTO DI IMMISSIONE	4
6.5. REGOLE APPLICATIVE DELLA DISCIPLINA DEL SETTLEMENT NEI CASI DI MODIFICA DELL'ASSETTO PROPRIETARIO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE	5
<i>APPENDICE 6</i>	
A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	6

SERVIZIO DI AGGREGAZIONE DELLE MISURE

6.1. OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Oggetto del presente Capitolo è la definizione dei criteri e delle modalità per l'erogazione, da parte del **Gestore**, del servizio di aggregazione delle misure.

Il presente Capitolo si applica:

- (a) al **Gestore** quale soggetto responsabile del servizio di aggregazione delle misure;
- (b) alle **Imprese distributrici**;
- (c) al **Gestore del Sistema Informativo Integrato (Gestore del SII)**;
- (d) agli **utenti del dispacciamento**.

6.2. DEFINIZIONE DEL SERVIZIO

Il servizio di aggregazione delle misure è svolto dal **Gestore** al fine della determinazione dell'energia immessa e prelevata in ciascun **punto di dispacciamento per unità di produzione** e in ciascun **punto di dispacciamento per unità di consumo** ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche inerenti il servizio di dispacciamento.

Ai fini della determinazione dell'energia elettrica:

- o immessa in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione, il **Gestore** aggrega per punto di **dispacciamento**, per

periodo rilevante, per zona di mercato e per tipologia i dati di misura delle immissioni di energia elettrica:

- trasmessi dalle **imprese distributrici relativamente ai punti di immissione** connessi alle **reti** di distribuzione non rientranti nell'ambito della **rete rilevante**;
 - relativi ai **punti di immissione** connessi alla **rete rilevante**, in relazione ai quali il **Gestore** è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura;
- prelevata da ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo il **Gestore** aggrega per **utente del dispacciamento**, periodo rilevante e per zona di mercato:
 - i dati di misura dei prelievi di energia elettrica nei punti di prelievo trattati su base oraria e nei punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria trasmessi dal **Gestore del SII**;
 - l'energia elettrica oraria convenzionale prelevata nei punti di prelievo non trattati su base oraria diversi da quelli corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica, determinata sulla base dei valori del prelievo residuo di area e dei coefficienti di ripartizione comunicati **dal Gestore del SII**.

Le modalità e le tempistiche per lo svolgimento del servizio di aggregazione delle misure e i relativi obblighi informativi, nonché le eventuali rettifiche ai dati di misura e i conguagli sono regolati secondo quanto previsto dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 107/09, recante "Testo

Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)" (nel seguito: "TIS"), come successivamente modificata ed integrata, alla quale si fa integrale riferimento.

6.3. SOGGETTI RESPONSABILI

Il **Gestore** è responsabile del servizio di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche inerenti il servizio di **dispacciamento**.

Ai fini dello svolgimento del servizio di aggregazione delle misure, il **Gestore** si avvale dell'opera delle **imprese distributrici** e del **Gestore del SII**. A tal fine il **Gestore** stipula con le **imprese distributrici** una convenzione per regolare il servizio di aggregazione delle misure in conformità alla convenzione tipo (Allegato A.58 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo) quale parte integrante del presente Codice di rete. Tale convenzione definisce:

- gli obblighi informativi a carico delle **imprese distributrici**;
- le modalità ed i tempi per la regolazione dei corrispettivi per il servizio di aggregazione misure e per la determinazione ed erogazione di premi o penalità legati al livello prestazionale delle **imprese distributrici**;
- le responsabilità delle parti.

6.4. CODICE IDENTIFICATIVO DEL PUNTO DI IMMISSIONE E DI PRELIEVO

In base a quanto previsto dal **TIS**, il **Gestore** coordina la definizione del codice alfanumerico identificativo dei **punti di immissione e di prelievo** omogeneo su tutto il territorio nazionale (codice POD) nonché le regole di manutenzione ed aggiornamento del medesimo codice.

La struttura del Codice POD, che le **imprese distributrici** sono tenute ad utilizzare per identificare univocamente i singoli punti, prevede una stringa alfanumerica composta dai seguenti caratteri:

Codice Paese: IT, sigla fissa obbligatoria per l'Italia

Codice Distributore: codice progressivo numerico di tre cifre (da 001 a 850) che garantisce l'univocità del Distributore, assegnato da Terna e pubblicato sul proprio sito internet.

Codice tipologia di servizio: "E", sigla fissa obbligatoria per energia elettrica

Codice numerico: codice numerico (preferibilmente progressivo) di otto cifre che garantisce l'univocità del punto di prelievo

Chiave di controllo: opzionale

Le regole di manutenzione e aggiornamento del Codice POD sono contenute nel documento Allegato A.67, di cui all'Appendice A del presente capitolo.

6.5. REGOLE APPLICATIVE DELLA DISCIPLINA DEL SETTLEMENT NEI CASI DI MODIFICA DELL'ASSETTO PROPRIETARIO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE

In attuazione di quanto disposto dalla delibera dell'Autorità ARG/elt 172/10 come successivamente integrata e modificata, e dalla delibera dell'Autorità 57/2013/R/COM le regole applicative della disciplina del settlement nei casi di modifica dell'assetto proprietario delle **reti di distribuzione** sono definite nell'Allegato A.71 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo quale parte integrante del presente Codice di rete.

APPENDICE

A DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

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

- A.58 “Convenzione tipo per il servizio di aggregazione misure ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 107/09”
- A.67 “Regole di manutenzione e aggiornamento del Codice POD”
- A.71 “Regole applicative della disciplina del settlement nei casi di modifica dell’assetto proprietario delle reti di distribuzione”

CAPITOLO 7

REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

Il presente Capitolo 7 trova applicazione per la fase transitoria di implementazione del TIDE di cui alla sezione 28.3 del TIDE stesso. Per i seguenti corrispettivi: corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio misto prelievo/immissione sulla RTN e corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN , si precisa che, ferma restando la loro applicazione dal mese di competenza gennaio 2025, la regolazione delle partite economiche afferenti tali corrispettivi verrà effettuata a conguaglio, a valle dei necessari adeguamenti dei sistemi informatici a supporto.

INDICE

CAPITOLO 7		1
7.1	OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	4
7.2	REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	5
7.2.1	<i>Servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i gestori dei Sistemi di Distribuzione Chiusi</i>	5
7.3	REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	6
7.3.1	<i>Corrispettivo di dispacciamento</i>	6
7.3.2	<i>Corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità</i>	8
7.3.3	<i>Corrispettivo per l'aggregazione misure</i>	8
7.3.4	<i>Corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione</i>	8
7.3.5	<i>Corrispettivo di conguaglio load profiling</i>	8
7.3.6	<i>Corrispettivo di conguaglio per punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria</i>	9
7.3.7	<i>Corrispettivo di rettifica del prelievo residuo di area</i>	9
7.3.8	<i>Corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia</i>	9
7.3.9	<i>Corrispettivo di reintegrazione oneri tutele graduali</i>	9
7.3.10	<i>Dettagli per la determinazione delle partite economiche per il servizio di dispacciamento</i>	10
7.3.10.1	<i>Corrispettivo per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico</i>	10
7.3.10.2	<i>Determinazione delle partite economiche relative alle movimentazioni disposte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento</i>	10
7.3.10.3	<i>Mancato rispetto dei vincoli di offerta</i>	12
7.3.10.4	<i>Corrispettivo per le modifiche ai programmi finali di UnAP e UVZ richieste in tempo reale</i>	13
7.3.10.5	<i>Corrispettivo per le azioni di modulazione per gli impianti eolici</i>	14
7.3.10.6	<i>Sbilanciamento a programma</i>	14

Capitolo 7 – Regolazione partite economiche

7.3.10.7	Oneri di Sbilanciamento.....	15
7.3.10.8	Corrispettivi di non arbitraggio relativi agli sbilanciamenti	36
7.3.10.9	Corrispettivi di non arbitraggio macrozonale relativi agli sbilanciamenti	37
7.3.10.10	Corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.....	38
7.3.10.11	Corrispettivo di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento riferito ad un intervallo di fattibilità.....	39
7.3.10.12	Corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di accensione	41
7.3.10.13	Corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto	45
7.3.10.14	Corrispettivo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza	49
7.3.10.15	Corrispettivo di mancato rispetto del vincolo di rampa	51
7.3.10.16	Corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire in condizioni di inadeguatezza del sistema	53
7.3.10.17	Corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN.....	54
7.3.10.18	Corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio misto prelievo/immissione	57
7.3.10.19	Componente compensativa	58

CAPITOLO 7 - REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO E AL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

7.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Oggetto del presente capitolo è la regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Le disposizioni contenute nel presente capitolo si applicano:

- (a) ai **BRP**, vale a dire i soggetti che hanno stipulato con il **Gestore della Rete** il **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete;
- (b) alle **Imprese distributrici** e ai gestori dei Sistemi di Distribuzione Chiusi che prelevano energia elettrica dalla **RTN** e /o, laddove applicabile, dai punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, per la regolazione delle partite economiche relative al servizio di trasmissione.

7.2 **REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE**

7.2.1 ***Servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i gestori dei Sistemi di Distribuzione Chiusi***

Fermi restando gli obblighi previsti nella presente sezione il **Gestore della Rete** stipula con i soggetti di cui al paragrafo 7.1.2, lettera (b), apposite convenzioni per disciplinare il servizio di trasmissione. Tali convenzioni definiscono modalità e tempistiche per lo scambio dei dati, la fatturazione ed il pagamento del corrispettivo di trasmissione da parte delle **Imprese distributrici**.

Ciascun soggetto di cui al paragrafo 7.1.2, lettera (b) riconosce al **Gestore della Rete** il corrispettivo per il servizio di trasmissione e i corrispettivi previsti dall'Allegato A della Delibera dell'Autorità 615/2023 per i prelievi e le immissioni di energia reattiva nei **punti di interconnessione** tra la rete di distribuzione e la **RTN**.

Il corrispettivo per il servizio di trasmissione è determinato applicando:

- la componente CTR_E all'energia elettrica netta prelevata dalla **RTN**, dove per energia netta prelevata si intende la somma de:
 - i. saldo mensile tra energia prelevata ed immessa in tutti i punti di interconnessione con la **RTN**, ivi inclusi i prelievi effettuati da **clienti finali** direttamente collegati alla **RTN** che, ai fini della regolazione del corrispettivo, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e la **RTN**;
 - ii. [laddove applicabile] saldo mensile delle immissioni nei punti di interconnessione virtuale alla **RTN** in alta tensione.

Alla misura dell'energia elettrica si applicano i coefficienti di perdita, definiti dall'**Autorità** articolati per livello di tensione dei punti di misura.

- la componente CTR_P alla potenza di interconnessione prelevata dalla RTN.

7.3 **REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

La regolazione delle partite economiche relative al servizio di **dispacciamento** nei confronti dei **BRP** è effettuata dal **Gestore della Rete** con le modalità previste dal **TIDE**, dalle vigenti delibere dell'**Autorità** e **dal contratto per il servizio di dispacciamento** in immissione, di prelievo, sulla base dell'energia elettrica immessa e prelevata determinata come descritto nel Capitolo 5 e nel Capitolo 6 del Codice di Rete.

Ai fini del calcolo e delle tempistiche di liquidazione dei suddetti corrispettivi, si adottano i criteri definiti dal **TIDE** e dalla Deliberazione 107/09 (**TIS**).

Al riguardo si precisa che la regolazione dei corrispettivi di dispacciamento, che, a seguito dell'evoluzione del quadro normativo, non sono più in vigore, è limitata alla regolazione delle partite economiche derivanti da eventuali rettifiche di settlement e/o tardive.

7.3.1 **Corrispettivo di dispacciamento**

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo paga al **Gestore della Rete** il corrispettivo di dispacciamento per le **UVZ** di prelievo di cui è responsabile, composto dalle componenti di seguito specificate:

$$C_u^{upl} = P_q^{upl} \times E_u^W$$

$$C_u^{uess} = P_q^{uess} \times E_u^W$$

$$C_u^{fte} = P_y^{fte} \times E_u^W$$

$$C_u^{mod} = P_q^{mod} \times E_u^W$$

$$C_u^{wind} = P_q^{wind} \times E_u^W$$

$$C_u^{oth} = P_q^{oth} \times E_u^W$$

Dove:

E_u^W è l'energia prelevata ai fini della regolazione delle partite economiche con riferimento alle **UVZ** di prelievo di cui il **BRP** è responsabile;

P_q^{upl} è il corrispettivo unitario uplift per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali al trimestre q che contiene **ISP** t di cui alla sezione 24.3 (Corrispettivo uplift a copertura dei costi per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali) del **TIDE**;

P_q^{uess} è il corrispettivo a copertura dei costi degli impianti essenziali relativo al trimestre q che contiene **ISP** t di cui alla sezione 24.4 (Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema) del **TIDE**;

P_y^{fte} è il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del **Gestore della Rete** relativo all'anno y che contiene **ISP** t di cui alla sezione 24.5 (Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNIA ai fini del dispacciamento) del **TIDE**;

P_q^{mod} è il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria relativo al trimestre q che contiene **ISP** t di cui alla sezione 24.6 (Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria) del **TIDE**;

P_q^{wind} è il corrispettivo a copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica relativo al trimestre q che contiene **ISP t** di cui alla sezione 24.7 (Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica) del **TIDE**;

P_q^{oth} è il corrispettivo a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento relativo al trimestre q che contiene **ISP t** di cui alla sezione 24.8 (Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento) del **TIDE**.

7.3.2 *Corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità*

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo paga al **Gestore della rete** il corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità di cui all'articolo 23 bis del **TIS**.

7.3.3 *Corrispettivo per l'aggregazione misure*

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo paga al **Gestore**, ai sensi dell'art. 15, comma 2, del **TIS**, il corrispettivo per l'aggregazione delle misure.

7.3.4 *Corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione*

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo paga al **Gestore**, se positivo, o riceve da questo, se negativo, il corrispettivo di cui all'articolo 25 del **TIS**.

7.3.5 *Corrispettivo di conguaglio load profiling*

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo in cui sono incluse **UC** non trattate su base quart'oraria paga al **Gestore della Rete**, se positivo, o riceve da questo, se negativo, il corrispettivo di cui all'articolo 29 del

TIS in relazione ai dati di misura di competenza antecedente al 1° gennaio 2026¹.

7.3.6 ***Corrispettivo di conguaglio per punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria***

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo in cui sono incluse **UC** corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base quart'oraria paga al **Gestore della Rete**, se positivi, o riceve da questo, se negativi, i corrispettivi di cui agli articoli 32, 64, 65 e 66 del **TIS** in relazione ai dati di misura di competenza antecedente al 1° gennaio 2026¹.

7.3.7 ***Corrispettivo di rettifica del prelievo residuo di area***

L'**Acquirente unico** versa al **Gestore della Rete**, se positivo, o riceve da questo, se negativo, il corrispettivo insorgente da rettifiche al prelievo residuo di area di cui all'articolo 59.3 del **TIS** in relazione ai dati di misura di competenza antecedente al 1 gennaio 2026¹.

7.3.8 ***Corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia***

Il **BRP** titolare di un **contratto di dispacciamento** in prelievo paga al **Gestore della Rete** il corrispettivo di reintegrazione salvaguardia transitoria, di cui all'art. 25bis del **TIS**.

7.3.9 ***Corrispettivo di reintegrazione oneri tutele gradualì***

Il **BRP** titolare di un contratto di dispacciamento in prelievo paga al **Gestore della Rete**, se positivo, o riceve da questo, se negativo, il corrispettivo di

¹ Ai sensi del punto 5 della Del. 325/2024/EEL

reintegrazione oneri tutele gradualali per le piccole imprese, di cui all'art. 25ter del **TIS**.

7.3.10 ***Dettagli per la determinazione delle partite economiche per il servizio di dispacciamento***

Si riportano di seguito i dettagli per la determinazione delle ulteriori partite economiche relative al servizio di **dispacciamento**.

7.3.10.1 *Corrispettivo per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico*

Il **Gestore della Rete** riconosce al **BRP** titolare di una **UAS** o **UnAP** corrispondente a ciascun **impianto di produzione** essenziale per la sicurezza del sistema non ammesso alla reintegrazione dei costi il corrispettivo come previsto all'articolo 64, comma 8 della Deliberazione 111/06.

Il **Gestore della Rete** riconosce al **BRP** titolare di una **UAS** o **UnAP** corrispondente a ciascun **impianto di produzione** essenziale per la sicurezza del sistema ammesso alla reintegrazione dei costi di generazione uno specifico corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione come previsto all'articolo 63, comma 13, della Deliberazione 111/06.

Il **Gestore della Rete** riconosce al **BRP** titolare di una **UAS** corrispondente a un **impianto di produzione** essenziale per la sicurezza del sistema il corrispettivo previsto all'articolo 64 comma 7 della Deliberazione 111/06.

7.3.10.2 *Determinazione delle partite economiche relative alle movimentazioni disposte sul Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento*

7.3.10.2.1 *Partite economiche relative alle movimentazioni disposte sull'Integrated Scheduling Process*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni **UAS** le partite economiche relative alle movimentazioni disposte *sull'Integrated Scheduling Process* come prodotto tra le quantità in vendita (in acquisto) accettate dal

Gestore della Rete sul **MSD** o **MB** nell'**ISP t** e il corrispondente prezzo in vendita (in acquisto) presentato dal **BRP** titolare dell'**UAS**.

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che:

- le quantità in vendita (in acquisto) accettate dal **Gestore della Rete** sul **MSD** sono determinate dal **Gestore della Rete** secondo quanto previsto nell'Allegato A.22 del Codice di Rete;
- le quantità in vendita (in acquisto) accettate dal **Gestore della Rete** sul **MB** sono determinate dal **Gestore della Rete** secondo quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete;

Si specifica inoltre che le offerte di accensione e cambio assetto accettate dal **Gestore della Rete** sull'**Integrated Scheduling Process** sono determinate e remunerate dal **Gestore della Rete** secondo quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete.

7.3.10.2.2 *Partite economiche relative alle movimentazioni disposte sulle piattaforme di bilanciamento*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **ISP t** e per ogni **UAS** le partite economiche relative alle movimentazioni disposte sulla **Piattaforma aFRR** come prodotto tra le quantità in vendita (in acquisto) accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della rete** alla **Piattaforma aFRR** nei cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP t** e i corrispondenti prezzi di valorizzazione dei cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP t**.

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che sia le quantità in vendita (in acquisto) accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR**, sia i corrispondenti prezzi di valorizzazione sono

determinati dal **Gestore della Rete** secondo quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete.

7.3.10.3 *Mancato rispetto dei vincoli di offerta*

In caso di mancato rispetto da parte dei **BRP** dei vincoli di offerta, applicati alle **UAS, UnAP e UVZ** di immissione nella loro titolarità, comunicati secondo le modalità e i tempi di cui al Capitolo 4, paragrafo 4.11.1.2 il **Gestore della Rete** può apportare modifiche contestualmente allo svolgimento dell'*Integrated Scheduling Process* al programma finale dell'**UAS, UnAP e UVZ** di immissione per renderlo compatibile con il vincolo comunicato.

Per ciascun **ISP** t la quantità di energia di violazione dei vincoli di offerta dell'**UAS, UnAP o UVZ** di immissione è valorizzata:

- (a) al prezzo marginale delle offerte accettate in verso opposto nel **MSD** nella **zona di offerta** in cui è localizzata l'**UAS, UnAP o UVZ** di immissione, determinato ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7 del presente Capitolo 7, qualora la modifica avvenga nel **MSD**;
- (b) al prezzo di sbilanciamento della **zona di offerta** in cui è localizzata l'**UAS, UnAP o UVZ** di immissione, determinato ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7 del presente Capitolo 7, qualora la modifica avvenga nel **MB** considerando come segno dello sbilanciamento la differenza tra il **programma di riferimento per il bilanciamento** nel caso delle **UAS e il programma base** nel caso di **UnAP e UVZ** e il vincolo di offerta, in segno opposto.

La valorizzazione prevista per il mancato rispetto dei vincoli di offerta sarà oggetto di saldo finale, qualora penalizzante, con la remunerazione prevista per:

- le quantità accettate sul **MSD** da **UAS**, di cui al Capitolo 4, ovvero

- le modifiche ai **programmi base** richiesti alle **UnAP** e **UVZ**.

7.3.10.4 Corrispettivo per le modifiche ai programmi finali di UnAP e UVZ richieste in tempo reale

Il **Gestore della Rete** determina per ogni **ISP** t e per ogni **UnAP**, e **UVZ** il corrispettivo per le modifiche ai programmi finali per i **BRP** C_u^{mod} come pari a:

$$C_u^{mod} = P_u^{mod} \times E_u^{limit}$$

Dove:

P_u^{comp} è il prezzo di compensazione come di seguito definito:

$$P_u^{mod} = \begin{cases} PUN_{index} & \forall UVZ \text{ di prelievo} \\ P_z^{MGP} & \forall UnAP \text{ e UVZ di immissione} \end{cases}$$

E_u^{limit} è la quantità di energia da modulare nel caso di corretta esecuzione dell'ordine di modulazione inviato dal Gestore della Rete

Si specifica che, ai fini della determinazione della E_u^{limit} , il **Gestore della Rete**:

1. nel caso di modulazione straordinaria istantanea a salire pone pari a zero l'energia di modulazione;
2. nel caso di modulazione straordinaria lenta a salire calcola E_u^{limit} come di seguito:

$$\uparrow E_u^{limit} = - \text{MIN}[0; B_u - \left(B_u \times \frac{ISP - n}{ISP} + \frac{Q_u^{lim}}{4} \times \frac{n}{ISP} \right)]$$

3. nel caso di modulazione straordinaria istantanea a scendere e lenta a scendere calcola E_u^{limit} come di seguito:

$$\downarrow E_u^{limit} = - \text{MAX}[0; B_u - \left(B_u \times \frac{ISP - n}{ISP} + \frac{Q_u^{lim}}{4} \times \frac{n}{ISP} \right)]$$

Dove

n è il numero di minuti all'interno dell'ISP t in cui deve essere eseguito l'ordine di modulazione impartito dal **Gestore della Rete**

Q_u^{lim} è il valore di potenza da immettere in rete a seguito dell'ordine di modulazione impartito dal **Gestore della Rete** nell'ISP t

B_u è il valore della baseline dell'unità u calcolata come di seguito:

$$B_u = \begin{cases} \frac{1}{4} \times PRG_u^{base} & \forall UnAP \\ E_u^l(t-1) & \forall UP \in UVZ \end{cases}$$

Dove:

PrG_u^{base} è il programma base espresso in potenza dell'**UnAP** nell'ISP t ;

E_u^l è l'energia immessa in rete dall'UP appartenente all'UVZ u nell'ISP $t-1$.

Il **Gestore della Rete** paga al **BRP** se positivo e riceve dal **BRP** se negativo il corrispettivo per le modifiche ai programmi finali con riferimento alle **UnAP** e alle **UVZ** di cui il **BRP** è responsabile.

7.3.10.5 *Corrispettivo per le azioni di modulazione per gli impianti eolici*

Con riferimento a ciascuna **UP** da fonte eolica oggetto di comandi di modulazione il **Gestore della Rete** riconosce al **BRP** il corrispettivo per la mancata produzione di cui all'articolo 7 della Deliberazione ARG/Elt 05/10 dell'**Autorità**.

7.3.10.6 *Sbilanciamento a programma*

Nei casi in cui l'operatore PCE intestatario del Conto Energia non sia un operatore di mercato prestante congrue garanzie al **Gestore del mercato**, il **Gestore** calcola con riferimento al **BRP** associato al Conto Energia e con riferimento a un dato **ISP t** il corrispettivo di sbilanciamento a programma pari a:

$$S_c * PUN_{index}$$

dove:

S_c è il saldo del Conto Energia attribuito al **BRP** ai sensi della sezione 23.2.2 (Corrispettivo di sbilanciamento a programma relativo a ciascun Conto Energia) del **TIDE**

PUN_{index} è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul **MGP** nell'**ISP t** così come calcolato dal **Gestore del Mercato**

Ciascun **BRP** paga al **Gestore della Rete** se negativo e riceve dal **Gestore della Rete** se positivo il corrispettivo di sbilanciamento a programma di cui al presente paragrafo.

7.3.10.7 *Oneri di Sbilanciamento*

Il **Gestore** della rete determina per ogni **ISP t**:

- i. le macrozone di sbilanciamento come aggregati statici delle aree di prezzo di sbilanciamento di cui al Regolamento (UE) 2019/943 ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7.1;
- ii. lo sbilanciamento aggregato macrozonale per ogni macrozona di sbilanciamento *mz* ai sensi del successivo paragrafo 0;
- iii. i prezzi di sbilanciamento per ogni macrozona di sbilanciamento *mz* ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7.3;

- iv. lo sbilanciamento per ogni **UAS, UnAP, UVZ** di immissione, **UVI, UVE, UIE, UEE** e **UVZ di prelievo** nella responsabilità di ciascun **BRP** ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7.4;
- v. i corrispettivi di sbilanciamento per ogni **UAS, UnAP, UVZ** di immissione, **UVI, UVE, UIE, UEE** e **UVZ di prelievo** nella responsabilità di ciascun **BRP** ai sensi del successivo paragrafo 7.3.10.7.5.

Le modalità di calcolo dei parametri di cui sopra sono di seguito indicate.

7.3.10.7.1 *Determinazione delle macrozone di sbilanciamento*

Le aree di prezzo di sbilanciamento di cui al Regolamento (UE) 2019/943 coincidono con le **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al Codice di Rete.

Il **Gestore della rete** definisce per ogni **ISP** t le macrozone di sbilanciamento mz aggregando le **zone di offerta** come di seguito specificato:

- Macrozona Nord, coincidente con la **zona di offerta** Nord di cui all'Allegato A24;
- macrozona Sud, coincidente con tutte le altre **zone di offerta** diverse dalla zona Nord, di cui all'Allegato A24.

7.3.10.7.2 *Determinazione dello sbilanciamento aggregato macrozonale*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **ISP** t e ogni macrozona di sbilanciamento mz lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} utilizzando la formula di seguito riportata:

$$S_{mz} = -\frac{1}{4} \sum_{u \in mz} Pr g_u^{fin} - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc}$$

dove:

$u \in mz$ la sommatoria è estesa a tutte le **UAS, UnAP, UVZ** di immissione, **UVI, UVE, UIE, UEE** e **UVZ** di prelievo localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz ;

$j \neq mz$ la sommatoria è estesa a tutte le macrozone di sbilanciamento o **zone di offerta** estere j diverse dalla macrozona di sbilanciamento mz ;

$F_{mz,j}^{exc}$ è l'energia scambiata in tempo reale fra la macrozona di sbilanciamento mz e la macrozona di sbilanciamento o **zona di offerta estera** j , assunta con segno positivo se entrante in mz e segno negativo altrimenti;

$Pr g_u^{fin}$ è il programma vincolante modificato e corretto di tutte le **UAS, UnAP** e **UVZ** di immissione, **UVI, UVE, UIE, UEE** e **UVZ** di prelievo nella macrozona mz in un determinato **ISP** t ; al riguardo, si specifica che il $Pr g_u^{fin}$ può essere eventualmente corretto a seguito dell'erogazione del servizio di riserva per il contenimento della frequenza, del servizio di riserva ultrarapida e del servizio di modulazione straordinaria.

7.3.10.7.3 Determinazione dei prezzi di sbilanciamento

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} , come di seguito specificato:

$$P_{mz}^{sb} = \begin{cases} P_{mz}^{sb+} & \forall t \mid (S_{mz} > 0 \text{ e } \overline{Q_{mz}^{bil}} \neq 0) \\ P_{mz}^{sb-} & \forall t \mid (S_{mz} < 0 \text{ e } \overline{Q_{mz}^{bil}} \neq 0) \\ P_{mz}^{AE} & \text{altrimenti} \end{cases}$$

dove:

P_{mz}^{sb+} è il prezzo per sbilanciamenti positivi relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

P_{mz}^{sb-} è il prezzo per sbilanciamenti negativi relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

P_{mz}^{AE} è il prezzo per le attivazioni evitate relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

$\overline{Q}_{mz}^{\downarrow bil}$ è la quantità di energia complessivamente attivata a scendere per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ed in esito al **MB** secondo quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete e pari a:

$$\overline{Q}_{mz}^{\downarrow bil} = \sum_{z \in mz} (\overline{Q}_z^{\downarrow aFRR} + \overline{Q}_z^{\downarrow MB})$$

e $\overline{Q}_{mz}^{\uparrow bil}$ è la quantità di energia complessivamente attivata a salire per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ed in esito al **MB** secondo quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete e pari a:

$$\overline{Q}_{mz}^{\uparrow bil} = \sum_{z \in mz} (\overline{Q}_z^{\uparrow aFRR} + \overline{Q}_z^{\uparrow MB})$$

Prezzi per sbilanciamenti positivi

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz il prezzo per sbilanciamenti positivi come:

$$P_{mz}^{sb+} = P_{mz}^{base+} + P_{mz}^{inc+}$$

dove:

P_{mz}^{base+} è il prezzo base per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz calcolato dal **Gestore della Rete** come pari a:

$$\frac{\sum_{z \in mz} (P \downarrow_a^{aFRR} \times \overline{Q \downarrow_z^{aFRR}} + P_a^{aFRR} \times Q_a^{aFRR} + P \downarrow_z^{MB} \times \overline{Q \downarrow_z^{MB}})}{\sum_{z \in mz} (\overline{Q \downarrow_z^{aFRR}} + Q_a^{aFRR} + \overline{Q \downarrow_z^{MB}})}$$

$P \downarrow_a^{aFRR}$ sono i prezzi di valorizzazione della quota di offerte in acquisto accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ;

$\overline{Q \downarrow_z^{aFRR}}$ è la quota di offerte in acquisto accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ; si precisa che, per ciascun ciclo di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** incluso nell'**ISP** t , la quota delle offerte in acquisto accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete attribuita ad una data **zona di offerta** z viene determinata dividendo la quantità complessiva delle suddette offerte in acquisto accettate per il numero di **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al Codice di Rete

P_a^{aFRR} sono i prezzi di valorizzazione della quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz

Q_a^{aFRR} è la quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri, considerato con segno negativo in caso di import o con segno positivo

in caso di export, in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ; si precisa che, per ciascun ciclo di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** incluso nell'**ISP** t , la quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** attribuita ad una data **zona di offerta** z viene determinata dividendo il suddetto scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri per il numero di **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al **Codice di Rete**;

$P \downarrow_z^{MB}$ sono i prezzi di valorizzazione delle offerte di acquisto e di vendita accettate con verso decremento di tipo **Altri Servizi** e delle offerte di acquisto accettate per **Regolazione Secondaria** nel **MB** nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz nell'**ISP** t

$Q \downarrow_z^{MB}$ sono le quantità delle offerte di acquisto e di vendita accettate con verso decremento di tipo **Altri Servizi** e delle offerte di acquisto accettate per **Regolazione Secondaria** nel **MB** nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz nell'**ISP** t

P_{mz}^{inc+} è la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz calcolato dal **Gestore della Rete** come pari a:

$$\min \left\{ 0, \left[\min_{z \in mz} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{base+} \right] \right\}$$

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nelle **zone di offerta** z aggregate nella macrozona di sbilanciamento mz .

Prezzi per sbilanciamenti negativi

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz il prezzo per sbilanciamenti negativi pari a:

$$P_{mz}^{sb-} = P_{mz}^{base-} + P_{mz}^{inc}$$

dove:

P_{mz}^{base-} è il prezzo base per sbilanciamenti negativi della macrozona di sbilanciamento mz calcolato dal **Gestore della Rete** come pari a:

$$\frac{\sum_{z \in mz} (P \uparrow_z^{aFRR} \times \overline{Q \uparrow_z^{aFRR}} + P_a^{aFRR} \times Q_a^{aFRR} + P \uparrow_z^{MB} \times \overline{Q \uparrow_z^{MB}})}{\sum_{z \in mz} (\overline{Q \uparrow_z^{aFRR}} + Q_a^{aFRR} + \overline{Q \uparrow_z^{MB}})}$$

Dove:

$P \uparrow_z^{aFRR}$ sono i prezzi di valorizzazione della quota di offerte in vendita accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** incluse nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ;

$\overline{Q \uparrow_z^{aFRR}}$ è la quota di offerte in vendita accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ; si precisa che, per ciascun ciclo di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** incluso nell'**ISP** t , la quota delle offerte in vendita accettate in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** ai sensi di quanto previsto dall'Allegato A.23 del Codice di Rete attribuita ad una data **zona di offerta** z viene determinata dividendo la

quantità complessiva delle suddette offerte in vendita accettate per il numero di **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al Codice di Rete.

P_a^{aFRR} sono i prezzi di valorizzazione della quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz

Q_a^{aFRR} è la quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri, considerato con segno positivo in caso di import o con segno negativo in caso di export, in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** inclusi nell'**ISP** t ed attribuita alla **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz ; si precisa che, per ciascun ciclo di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** incluso nell'**ISP** t , la quota dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR** attribuita ad una data **zona di offerta** z viene determinata dividendo il suddetto scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri per il numero di **zone di offerta** di cui all'Allegato A.24 al **Codice di Rete**;

$P \uparrow_z^{MB}$ sono i prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita e di acquisto accettate con verso incremento di tipo **Altri Servizi** e delle offerte di acquisto accettate per **Regolazione Secondaria** nel **MB** nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz nell'**ISP** t

$Q \uparrow_z^{MB}$ sono le quantità delle offerte di vendita e di acquisto accettate con verso incremento di tipo **Altri Servizi** e delle offerte di acquisto accettate per **Regolazione Secondaria** nel **MB** nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz nell'**ISP** t

P_{mz}^{inc-} è la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti negativi per la macrozona di sbilanciamento mz calcolato dal **Gestore della Rete** come pari a:

$$\max \left\{ 0, \left[\max_{z \in mz} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{base-} \right] \right\}$$

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz .

Prezzi per le attivazioni evitate

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz il prezzo per le attivazioni secondo la seguente formula:

$$P_{mz}^{AE} = P_{mz}^{AEbase} + P_{mz}^{AEinc}$$

dove:

P_{mz}^{AE} è il prezzo per le attivazioni evitate relativo alla macrozona di sbilanciamento mz ;

P_{mz}^{AEbase} è il valore delle attivazioni evitate nella macrozona di sbilanciamento mz ;

P_{mz}^{AEinc} è la componente incentivante di prezzo per le attivazioni evitate per la macrozona di sbilanciamento mz .

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz il valore delle attivazioni evitate P_{mz}^{AEbase} secondo la seguente formula:

$$P_{mz}^{AEbase} = \begin{cases} VOAA_{MB} & \text{se } [(S_{mz} < 0 \wedge \overline{Q \uparrow_{mz}^{bil}} = 0) \vee (S_{mz} > 0 \wedge \overline{Q \downarrow_{mz}^{bil}} = 0)] \\ & \wedge (S_z = 0 \vee S_z \neq S_{IN}) \\ VOAA_{IN} & \text{se } [(S_{mz} < 0 \wedge \overline{Q \uparrow_{mz}^{bil}} = 0) \vee (S_{mz} > 0 \wedge \overline{Q \downarrow_{mz}^{bil}} = 0)] \\ & \wedge (S_z \neq 0 \wedge S_z = S_{IN}) \end{cases}$$

dove:

$VOAA_{MB}$ è calcolato dal **Gestore della Rete** come:

$$VOAA_{MB} = \frac{\sum_{q \uparrow_{mz} \in Q \uparrow_{mz}} (P \uparrow_{mz}^{MB} \times q \uparrow_{mz}^{MB}) + \sum_{q \downarrow_{mz} \in Q \downarrow_{mz}} (P \downarrow_{mz}^{MB} \times q \downarrow_{mz}^{MB})}{\sum_{q \uparrow_{mz} \in Q \uparrow_{mz}} (q \uparrow_{mz}^{MB}) + \sum_{q \downarrow_{mz} \in Q \downarrow_{mz}} (q \downarrow_{mz}^{MB})}$$

dove:

- $Q \uparrow_{mz}$ è il sottoinsieme delle quantità relative alle offerte in vendita per il prodotto **Altri Servizi**, presentate sul **MB** e caratterizzate dal prezzo più basso, fino a concorrenza della quantità $\overline{S_{mz}^-}$, con riferimento a una data macrozona di sbilanciamento mz e ad un dato **ISP** t ,
- $q \uparrow_{mz}^{MB}$ è la quantità relativa alla singola offerta in vendita per il prodotto **Altri Servizi**, presentata sul **MB** e appartenete all'insieme $Q \uparrow_{mz}$;
- $P \uparrow_{mz}^{MB}$ è il prezzo associato alla quantità $q \uparrow_{mz}^{MB}$;
- $Q \downarrow_{mz}$ è il sottoinsieme delle quantità delle offerte in acquisto per il prodotto **Altri Servizi**, presentate sul **MB** e caratterizzate dal prezzo più elevato, fino a concorrenza della quantità $\overline{S_{mz}^+}$, con riferimento a una data macrozona di sbilanciamento mz e ad un dato **ISP** t ,
- $q \downarrow_{mz}^{MB}$ è la quantità relativa alla singola offerta in acquisto per il prodotto **Altri Servizi**, presentata sul **MB** e appartenete all'insieme $Q \downarrow_{mz}$;
- $P \downarrow_{mz}^{MB}$ è il prezzo associato alla quantità $q \downarrow_{mz}^{MB}$;
- $\overline{S_{mz}^-}$ corrisponde alla media annua degli sbilanciamenti aggregati zonali negativi, calcolata sugli **ISP** dell'anno solare precedente caratterizzati da sbilanciamento aggregato zonale negativo, con riferimento ad una data macrozona di sbilanciamento mz ;

- $\overline{S_{mz}^+}$ corrisponde alla media annua degli sbilanciamenti aggregati zonali positivi, calcolata sugli **ISP** dell'anno solare precedente caratterizzati da sbilanciamento aggregato zonale positivo, con riferimento ad una data macrozona.
- S_{IN} corrisponde, per ciascun **ISP**, allo sbilanciamento del **SEN** oggetto di compensazione degli sbilanciamenti da parte del **Gestore della rete** per il tramite della **Piattaforma IN**;

$VOAA_{IN}$ è calcolato dal **Gestore della Rete** come:

$$VOAA_{IN} = \frac{C_{EXP}^{mz} \times E^{EXP} + C_{IMP}^{mz} \times E^{IMP}}{E^{EXP} + E^{IMP}}$$

dove:

- C_{EXP}^{mz} è l'opportunity price di cui all'Articolo 8, paragrafo 4, comma (a) della metodologia di cui all'Articolo 50(1) del Regolamento (UE) 2017/2195, come definito dal **Gestore della rete**, con riferimento alle attivazioni evitate di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a scendere, definito ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma IN**. Si precisa che, con riferimento a ciascun **ISP** t , il **Gestore della rete** definisce l'*opportunity price* per le attivazioni evitate di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a scendere ponendolo pari alternativamente:
 - alla media dei prezzi, ponderati per le corrispondenti quantità, delle offerte in acquisto riservate per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** nel **MSD**, se nell'**ISP** t considerato si è verificato uno dei casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.4.2 del Capitolo 4; o altrimenti
 - alla media dei prezzi marginali in esito alla **Piattaforma aFRR**, per i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** appartenenti all'**ISP** t in oggetto ponderati per le corrispondenti quantità.

- C_{IMP}^{mz} è l'opportunity price di cui all'Articolo 8, paragrafo 4, comma (a) della metodologia di cui all'Articolo 50(1) del Regolamento (UE) 2017/2195, come definito dal **Gestore della rete**, con riferimento alle attivazioni evitate di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire, definito ai fini della partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma IN**. Si precisa che, con riferimento a ciascun **ISP** t , il **Gestore della rete** definisce l'*opportunity price* per le attivazioni evitate di **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** a salire ponendolo pari alternativamente:
 - alla media dei prezzi, ponderati per le corrispondenti quantità, delle offerte in vendita riservate per **riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica** nel **MSD**, se nel **ISP** t considerato si è verificato uno dei casi a), b) e c) di cui al paragrafo 4.8.3.4.2 del Capitolo 4; o altrimenti
 - alla media dei prezzi marginali in esito alla **Piattaforma aFRR**, per i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** appartenenti all'**ISP** t in oggetto ponderati per le corrispondenti quantità
- E^{EXP} è lo scambio intenzionale di energia dall'Italia verso l'estero in esito alla partecipazione del **Gestore della rete** alla **Piattaforma IN** nell'**ISP** t in oggetto;
- E^{IMP} è lo scambio intenzionale di energia dall'estero verso l'Italia in esito alla partecipazione del **Gestore della rete** alla **Piattaforma IN** nell'**ISP** t .

Il **Gestore della rete** calcola per ogni **ISP** t e per ogni macrozona di sbilanciamento mz la componente incentivante di prezzo per le attivazioni evitate P_{mz}^{AEinc} secondo la seguente formula:

$$P_{mz}^{AEinc} = \begin{cases} \min \left\{ 0, \left[\min_{z \in mz} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{AEbase} \right] \right\} & \forall t \mid S_{mz} > 0 \\ \max \left\{ 0, \left[\max_{z \in mz} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{AEbase} \right] \right\} & \forall t \mid S_{mz} < 0 \\ 0 & \forall t \mid S_{mz} = 0 \end{cases}$$

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz .

S_{mz} è il valore dello sbilanciamento macrozonale come descritto al par. 0

7.3.10.7.4 *Determinazione degli sbilanciamenti*

Sbilanciamento delle **UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI** e **UVE** e **UVZ** di prelievo

Il **Gestore della rete** determina per ogni **ISP** t lo sbilanciamento S_u delle **UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE** e **UVZ** di prelievo secondo la seguente formula:

$$S_u = (E_u^I - E_u^W) - \frac{1}{4} Prg_u^{fin} - \Delta E(t)$$

Dove:

E_u^I l'energia immessa ai fini della regolazione delle partite economiche relativa alle **UAS**, **UnAP** e **UVZ** di immissione e relativa alle **UVI**

E_u^W l'energia prelevata ai fini della regolazione delle partite economiche relativa alle **UVZ** di prelievo e relativa alle **UVE**

Prg_u^{fin} è il programma finale espresso in potenza dell'**UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE** o **UVZ** di prelievo nell'**ISP** t ;

$\Delta E(t)$ è la variazione di energia attribuita all'**ISP** t ai sensi dell'Allegato 25 al Codice di Rete;

Se lo sbilanciamento S_u è positivo la corrispondente quantità di energia è da considerarsi ceduta dal **BRP** al **Gestore della Rete** nell'ambito del dispacciamento.

Se lo sbilanciamento S_u è negativo la corrispondente quantità di energia è da considerarsi ceduta dal **Gestore della Rete** al **BRP** nell'ambito del dispacciamento.

Sbilanciamento delle **UIE** e **UEE**

Per ogni **UIE** e **UEE** e per ogni **ISP t**, lo sbilanciamento S_u è calcolato come segue:

$$S_u = \frac{1}{4} E_{prog_{DEF}}(t) - \frac{1}{4} E_{prog}(t) \quad \forall \text{UIE}$$

$$S_u = \frac{1}{4} E_{prog}(t) - \frac{1}{4} E_{prog_{DEF}}(t) \quad \forall \text{UEE}$$

dove

- $E_{prog_{DEF}}$ è il programma definitivo (Exchange Schedule) espresso in potenza definito nel Regolamento per la Gestione delle Congestioni sulla frontiera Italiana di cui all'articolo 7 dell'Allegato A della Delibera ARG/elt 162/11;
- $E_{prog}(t)$ è il programma base espresso in potenza nell'**ISP t** della **UIE** o **UEE**

7.3.10.7.5 *Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento*

Il **Gestore della Rete** determina per ogni **ISP t** e per ogni **UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE**, **UIE**, **UEE** e **UVZ** di prelievo il corrispettivo di sbilanciamento C_u^{sb} come pari a:

$$C_u^{sb} = P_{mz}^{sb} \times S_u$$

dove:

P_{mz}^{sb} è il prezzo di sbilanciamento per la macrozona di sbilanciamento mz in cui è localizzata l'**UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE**, **UIE**, **UEE** e **UVZ** di prelievo nell'**ISP** t come determinato ai sensi del paragrafo 7.3.10.7.3.

S_u è lo sbilanciamento del l'**UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE**, **UIE**, **UEE** e **UVZ** di prelievo nell'**ISP** t come determinato ai sensi del paragrafo 7.3.10.7.4 .

Il **Gestore della rete** paga al **BRP** se positivi e riceve dal **BRP** se negativi i corrispettivi di sbilanciamento con riferimento alle **UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, **UVI**, **UVE**, **UIE**, **UEE** e **UVZ** di prelievo di cui il **BRP** è responsabile.

Valorizzazione dello sbilanciamento nei casi di collaudo, esecuzione di prove prescritte dal Codice di Rete e di rientro in servizio

Nei casi di collaudo, esecuzione di prove prescritte dal Codice di Rete o rientro in servizio a seguito di un periodo di indisponibilità pari ad almeno ventuno giorni, il **Gestore della Rete** valorizza lo sbilanciamento dell'**UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione, per ogni **ISP** t appartenente rispettivamente al periodo di collaudo, al periodo di esecuzione delle prove prescritte dal Codice di Rete e al periodo di rientro in servizio, al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel **MGP** nell'**ISP** t , nella **zona di offerta** in cui è localizzata l'unità.

L'applicazione della suddetta valorizzazione è subordinata al rispetto di quanto previsto nel presente paragrafo.

A. Collaudo

Ai fini del riconoscimento della valorizzazione degli sbilanciamenti di cui al presente paragrafo per il periodo di collaudo:

- i. prima del primo parallelo dell'**UP**² oppure del rientro in servizio di una **UP**³ a seguito di interventi qualificabili come rifacimento⁴, **il BRP**:
 - o è tenuto a presentare al **Gestore della rete**, secondo le modalità indicate nel **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete, la richiesta di collaudo per un periodo non superiore a sei mesi (180 giorni) dalla data di primo parallelo alla rete/rientro in servizio della **sezione/i** sottesa/e a tale **UP** per ciascun assetto di funzionamento previsto, e comunque per un periodo complessivo non superiore a un anno;
 - o nel caso di **UP** che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione ai sensi del paragrafo 4.4.2.1. del Capitolo 4 del Codice di Rete, **il BRP** è tenuto, altresì, a adempiere agli obblighi di programmazione delle indisponibilità con le modalità e le tempistiche previste per il processo di gestione delle indisponibilità nel Capitolo 3;
- ii. in caso di rientro in servizio a seguito di modifiche significative ai sensi del Capitolo 1 sezione C, per le **UP** che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione ai sensi del paragrafo 4.4.2.1. del

² UP che costituiscono una UAS o UnAP o incluse in una UVZ di collaudo.

³ UP che costituiscono una UAS o UnAP o incluse in una UVZ di collaudo.

⁴ Per rifacimento si intende la sostituzione, con componenti nuovi, dei principali componenti dell'impianto. In particolare: 1) per gli impianti termoelettrici alimentati a combustibili fossili o rifiuti, si fa riferimento alla sostituzione, ove presenti, di tutti i seguenti componenti: generatori di vapore, camere di combustione, motori a combustione interna, scambiatori di calore (tra cui condensatori ed evaporatori), turbine, compressori e alternatori; 2) per gli impianti fotovoltaici, si fa riferimento alla sostituzione dei moduli fotovoltaici e degli inverter; 3) per gli impianti diversi dai precedenti, si fa riferimento ai requisiti per il Rifacimento Totale previsti dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 23 giugno 2016.

Capitolo 4 del Codice di Rete e che costituiscono una **UAS** o **UnAP**, il **BRP**:

- almeno 30 giorni prima di effettuare le prove di collaudo, è tenuto a presentare al **Gestore della rete**, secondo le modalità indicate nel **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 al Codice di Rete, la richiesta di un periodo di collaudo, non superiore a 60 giorni dalla data di rientro in servizio con:
 - l'indicazione della data di inizio e fine del periodo di collaudo ulteriore rispetto ai tre giorni previsti dal TIDE di ripresa di funzionamento di una **UP** come di seguito disciplinati;
 - il cronoprogramma orario delle prove di collaudo;
- è tenuto altresì ad adempiere agli obblighi di programmazione delle indisponibilità con le modalità e le tempistiche previste per il processo di gestione delle indisponibilità nel Capitolo 3;
- successivamente all'effettuazione delle prove di collaudo, è tenuto a presentare al **Gestore della rete** i seguenti documenti:
 - il periodo effettivo, con dettaglio orario, di svolgimento del collaudo;
 - la relazione tecnica che descriva la tipologia di interventi effettivamente eseguiti con riferimento a tutte le parti impiantistiche coinvolte;
 - i verbali di intervento a cura dei soggetti terzi che hanno effettuato le prove di collaudo da cui si evinca il periodo effettivo, con dettaglio orario, di svolgimento delle prove di collaudo;
 - le nomine dell'**UAS** o dell'**UnAP** in esito al **Mercato Elettrico a Pronti** e il profilo di potenza attiva seguito durante il periodo di prove di collaudo.

La documentazione, fatta eccezione per i verbali di intervento, deve essere trasmessa unitamente ad una dichiarazione sostitutiva resa ai sensi dell'art.

47 del D.P.R. n. 445/2000, a firma di un rappresentante del **BRP** munito di idonei poteri.

Nei casi di cui al precedente punto i., il **BRP** ha diritto al riconoscimento del prezzo di sbilanciamento di cui al presente paragrafo, salvo che il **Gestore della rete** accerti, nel periodo di collaudo, una incoerenza tra la programmazione sui mercati, il periodo di svolgimento delle prove e la potenza immessa dall'**UP** (ad esempio comunicazione di un periodo di svolgimento delle prove nei giorni in cui l'**UP** non è in funzionamento in base alla programmazione sui mercati e/o in base ai dati di misura dell'energia immessa) .In tali casi il **Gestore della rete** fornisce al **BRP** adeguata motivazione.

Nei casi di cui al precedente punto ii., il riconoscimento del prezzo di sbilanciamento di cui al presente paragrafo è subordinato alla valutazione positiva da parte del **Gestore della rete** della documentazione trasmessa **dal BRP**.

B. Esecuzione di prove prescritte dal Codice di Rete

Ai fini del riconoscimento della valorizzazione degli sbilanciamenti di cui al presente paragrafo per l'esecuzione di prove prescritte dal Codice di Rete da parte di **UP** che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione ai sensi del paragrafo 4.4.2.1. del Capitolo 4 del Codice di Rete e che costituiscono una **UAS** o **UnAP** è necessario che il **BRP** abbia:

- presentato una richiesta al **Gestore della Rete**, secondo le modalità previste dal **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete;
- adempiuto agli obblighi di programmazione delle indisponibilità con le modalità e le tempistiche previste per il processo di gestione delle indisponibilità nel Capitolo 3 del Codice di rete; e

- successivamente allo svolgimento delle prove, comunicato, secondo le modalità previste dal **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete, al **Gestore della rete** il periodo effettivo di svolgimento delle prove.

C. Periodo di rientro in servizio

Ai fini del riconoscimento della valorizzazione degli sbilanciamenti di cui al presente paragrafo per il periodo di rientro in servizio a seguito di un periodo di indisponibilità di almeno ventuno giorni relativo ad **UP** che soddisfano i criteri di significatività per la programmazione ai sensi del paragrafo 4.4.2.1. del Capitolo 4 del Codice di Rete e che costituiscono una **UAS** o **UnAP**, è necessario che:

- Il **BRP** abbia presentato una richiesta al **Gestore della Rete**, secondo le modalità previste dal **contratto di dispacciamento** per un periodo di rientro in servizio al più pari a tre giorni solari⁵ a seguito ad un periodo di indisponibilità pari almeno a ventuno giorni;
- Il **BRP** abbia adempiuto agli obblighi di programmazione delle indisponibilità con le modalità e le tempistiche previste per il processo di gestione delle indisponibilità nel Capitolo 3 del Codice di rete; e
- l'**UP** nel periodo antecedente al periodo di rientro in servizio non abbia immesso energia elettrica in **rete** per almeno ventuno giorni o, nel caso in cui l'**UP** abbia immesso energia elettrica in **rete**, il **BRP** abbia fornito adeguata motivazione tecnica in merito.

⁵ È possibile richiedere 3 giorni anche non consecutivi a condizione che nel periodo intercorrente tra i giorni richieste l'UP risulti indisponibile.

Limitazione della NTC⁶ da parte del Gestore della rete su frontiere elettriche appartenenti ad una rete di interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati

Nei casi in cui il **Gestore della rete**, per ragioni di sicurezza operativa del **SEN**, dovesse, in coordinamento con il **Gestore della Rete** estero o unilateralmente, limitare la **NTC** per la gestione commerciale di un'interconnessione per la quale non è attuato il controllo degli scambi programmati (comprese quelle afferenti agli Stati interclusi), lo sbilanciamento delle **UVI** e **UVE** appartenenti a detta rete di interconnessione, per ogni **ISP t** interessato dalla suddetta limitazione della **NTC**, viene valorizzato al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel **MGP** nell'**ISP t**, nella **zona di offerta** in cui è localizzata l'**UVI** o l'**UVE**.

7.3.10.7.6 *Mancata fornitura del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere*

Qualora una **UP** qualificata al servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere comunichi la sopraggiunta indisponibilità alla fornitura del servizio successivamente ai termini temporali previsti al Capitolo 4, sezione 4.6.3.1.6 del presente Codice di Rete e non attui il servizio, il **BRP** è tenuto a pagare un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia immessa in rete in violazione dell'ordine di modulazione e:

- il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel **Mercato del Giorno Prima** per l'**ISP t** e nella **zona di offerta** in cui è localizzata l'**UP**, qualora l'indisponibilità non sia attribuibile al **BRP**;

⁶ *Net Transfer Capacity*

- il prezzo di sbilanciamento, secondo le modalità per il calcolo dello sbilanciamento di cui al presente Capitolo 7, qualora l'indisponibilità sia attribuibile al **BRP**.

7.3.10.7.7 *Mancata determinazione dei programmi base*

Qualora, per indisponibilità o malfunzionamenti della **Piattaforma di nomina** del **Gestore del Mercato**, i **BRP**, o i soggetti da questi delegati, non riescano ad indicare nella suddetta piattaforma le nomine finali entro le tempistiche indicate nelle **Disposizioni Tecniche di Funzionamento** ed il **Gestore del Mercato** non sia quindi in grado di determinare e comunicare al **Gestore della Rete** i **programmi base** relativi ad un determinato **ISP t**, il **Gestore della Rete**:

- considera, ai fini del calcolo degli sbilanciamenti e dello sbilanciamento aggregato zonale:
 - per le **UAS**, i programmi di riferimento per il bilanciamento di cui al paragrafo 4.8.2 del Capitolo 4 del Codice di Rete, come eventualmente modificati in esito al **MB** o in esito alla partecipazione del **Gestore della Rete** alla **Piattaforma aFRR**;
 - per le **UnAP**, le **UVZ** di immissione e le **UVZ** di prelievo i più recenti **programmi base**;
- valorizza gli sbilanciamenti delle suddette **UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione e **UVZ** di prelievo al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate su **MGP** nell'**ISP t** e nella **zona di offerta z** in cui è localizzata l'**UAS**, **UnAP**, **UVZ** di immissione o **UVZ** di prelievo.

7.3.10.7.8 *Mancata comunicazione da parte del Gestore del Mercato al Gestore della Rete dei programmi di riferimento per il bilanciamento*

Qualora, anche per indisponibilità o malfunzionamenti dei sistemi del **Gestore della Rete** o del **Gestore del Mercato**, la comunicazione da parte del **Gestore**

del Mercato al Gestore della Rete dei programmi base, avvenga tra i 45 minuti precedenti l'inizio dell'**ISP t** cui tali programmi si riferiscono e le 11:00 C.E.T del giorno successivo a quello del suddetto **ISP t**, il **Gestore della Rete** calcola lo sbilanciamento aggregato zonale, gli sbilanciamenti e i relativi oneri di sbilanciamento sulla base dei programmi di cui al paragrafo 4.8.2 del Capitolo 4 del Codice di Rete.

7.3.10.7.9 *Sospensione e ripristino delle attività di mercato*

Nei casi di sospensione e ripristino delle attività di mercato disciplinati dall'Allegato A.75 al Codice di Rete ai fini della regolazione delle partite economiche di competenza del **BRP** si applica quanto disposto dall'Allegato A.75 del Codice di Rete.

7.3.10.8 *Corrispettivi di non arbitraggio relativi agli sbilanciamenti*

Il **Gestore della Rete** determina per ogni **ISP t** e per ogni **UVZ** di prelievo il corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti C_d^{naSbl} come pari a:

$$C_d^{naSbl} = P_z^{na} \times (-S_u)$$

Dove:

P_z^{na} è il corrispettivo di non arbitraggio unitario della **zona di offerta z** in cui è localizzata l'**UVZ** di prelievo per l'**ISP t**;

S_u è lo sbilanciamento dell'**UVZ** di prelievo nell'**ISP t**.

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che il **Gestore della Rete** calcola il corrispettivo di non arbitraggio unitario P_z^{na} come di seguito specificato:

$$P_z^{na} = P_z^{MGP} - PUN_{Index}$$

Il **Gestore della rete** paga al **BRP** se positivi e riceve dal **BRP** se negativi i corrispettivi di non arbitraggio relativi agli sbilanciamenti C_d^{naSbl} con riferimento alle **UVZ** di prelievo di cui questi è responsabile.

7.3.10.9 Corrispettivi di non arbitraggio macrozonale relativi agli sbilanciamenti

Il **Gestore della Rete** determina per ogni **ISP** t e per ogni **UAS**, **UnAP** e **UVZ** il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti C_u^{namcz} come pari a:

$$C_u^{namcz} = P_z^{namcz} \times S_u$$

Dove:

P_z^{namcz} è il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario della **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**UAS**, **UnAP** o **UVZ** per l'**ISP** t ,

S_u è lo sbilanciamento dell'**UAS**, **UnAP** o **UVZ** nell'**ISP** t .

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che il **Gestore della Rete** calcola il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario P_z^{namcz} come di seguito specificato:

$$P_z^{namcz} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{mcz}$$

$$P_{mz}^{mcz} = \frac{\sum_{z \in mz} (A_z^{MGP} \times P_z^{MGP})}{\sum_{z \in mz} A_z^{MGP}}$$

con A_z^{MGP} che rappresenta la quantità complessivamente acquistata sul **MGP** nella **zona di offerta** z .

Il **Gestore della rete** paga al **BRP** se positivi e riceve dal **BRP** se negativi i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale relativi agli sbilanciamenti C_u^{namcz} con riferimento alle **UAS**, **UnAP** o **UVZ** di cui questi è responsabile.

7.3.10.10 *Corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento*

Il **Gestore della rete** calcola, con riferimento a ciascun **ISP t** e per le sole **UAS**, il corrispettivo di mancato rispetto degli **ordini di dispacciamento** secondo le modalità di seguito indicate.

$$MROD(t) = \begin{cases} -Q_{MROD}(t) * P_{mz}^{mr\downarrow}(t), & \text{se } S_u(t) > 0 \\ Q_{MROD}(t) * P_{mz}^{mr\uparrow}(t), & \text{se } S_u(t) < 0 \end{cases}$$

dove

- t è l'**ISP**;
- $Q_{MROD}(t)$ è la quantità di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento pari, per ciascun **ISP t**, al minimo tra il valore assoluto dello sbilanciamento negativo (positivo) dell'**UAS** ed il valore assoluto della somma positiva (negativa) delle quantità accettate in vendita e in acquisto dal **Gestore della rete** sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**, per l'**UAS** medesima, dove tale somma viene determinata considerando con segno positivo le quantità accettate in vendita e in acquisto con verso incremento e con segno negativo le quantità accettate in acquisto e in vendita con verso decremento⁷.
- $P_{mz}^{mr\downarrow}$ è pari al valore minimo tra zero e la differenza tra:

⁷ Si precisa che, con riferimento al MSD e alla Piattaforma aFRR, le offerte in vendita accettate sono da intendersi sempre con verso incremento e le offerte in acquisto accettate sono da intendersi sempre con verso decremento.

- il minimo prezzo di valorizzazione di tutte le offerte in acquisto presentate dal **BRP** nell'**ISP** t e che sono state accettate sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** con riferimento a tutte le **UAS** localizzate nella macrozona mz di cui il **BRP** è responsabile.
- il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} per la macrozona di sbilanciamento mz in cui è localizzata l'**UAS** nell'**ISP** t così come definito dal **Gestore della Rete**;
- $P_{mz}^{mr\uparrow}$ è pari al valore massimo tra zero e la differenza tra:
 - il massimo prezzo di valorizzazione di tutte le offerte in vendita presentate dal **BRP** nell'**ISP** t e che sono state accettate sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** con riferimento a tutte le **UAS** localizzate nella macrozona mz di cui il **BRP** è responsabile;
 - il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} per la macrozona di sbilanciamento mz in cui è localizzata l'**UAS** nell'**ISP** t così come definito dal **Gestore della Rete** ai sensi del paragrafo 7.3.10.7.3.
- $S_u(t)$ è lo sbilanciamento dell'**UAS** nell'**ISP** t ;

Il **BRP** paga al **Gestore della rete** il corrispettivo di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento calcolato dal **Gestore della rete** medesimo.

7.3.10.11 *Corrispettivo di mancato rispetto di un ordine di dispacciamento riferito ad un intervallo di fattibilità*

Il **Gestore della rete** determina per ogni **ISP** t e per ogni **UAS**, il corrispettivo addizionale per il mancato rispetto degli intervalli di fattibilità come di seguito specificato.

In ciascun **ISP** t il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità $P_z^{mr\text{int}}$ relativo a ciascuna **zona di offerta** z è pari a:

$$P_z^{mrnt} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{sb}$$

Dove

P_{mz}^{sb} è il prezzo di sbilanciamento per la macrozona di sbilanciamento mz che include la **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**UAS** nell'**ISP** t ;

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nella **zona di offerta** z inclusa nella macrozona di sbilanciamento mz nell'**ISP** t

In ciascun **ISP** t , il BRP paga il corrispettivo addizionale per il mancato rispetto degli intervalli di fattibilità C_u^{mrnt} relativo a ciascuna **UAS** che è pari a:

$$C_u^{mrnt} = P_z^{mrnt} \times S_u^{ecc}$$

Dove:

S_u^{ecc} è la quota di sbilanciamento positivo dell'**UAS** che eccede l'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità o la quota di sbilanciamento negativo dell'**UAS** che eccede l'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità dell'**UAS** in oggetto nell'**ISP** t .

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che il **Gestore della Rete** definisce:

- l'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità dell'**UAS** come il massimo tra:
 - la somma del valore dell'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità dell'**UAS** e le quantità accettate su MSD.
 - Il programma finale dell'**UAS**
- l'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità dell'**UAS** come il minimo tra:
 - la somma del valore dell'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità dell'**UAS** e le quantità accettate su MSD

- Il programma finale dell'**UAS**.

Il corrispettivo C_u^{mrint} viene applicato nel caso in cui si verifichi una delle seguenti condizioni:

$$\left\{ \begin{array}{l} S_u < 0 \\ S_{mz} > 0 \\ S_u \text{ viola l'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} S_u > 0 \\ S_{mz} < 0 \\ S_u \text{ viola l'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità} \end{array} \right.$$

Il **Gestore della rete** riceve dal **BRP** i corrispettivi addizionali per il mancato rispetto degli intervalli di fattibilità C_u^{mrint} con riferimento alle **UAS** di cui questi è responsabile.

7.3.10.12 Corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di accensione

Il **Gestore della Rete** calcola, per il giorno di riferimento e per le sole **UAS** di immissione qualificate alla presentazione dell'offerta di Accensione, il corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di accensione (**MROA**) secondo le modalità di seguito indicate

Il **Gestore della rete** prima calcola il valore dell'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA per ciascuna accensione richiesta dal **Gestore della Rete** alle **UAS** di immissione sopra menzionate come di seguito specificato:

Dati i seguenti parametri:

- t è l'**ISP** previsto per l'ingresso in servizio;
- $Pr g_{fin}^t$ è il programma vincolante modificato e corretto dell'**UAS** nell'**ISP** t così come definito nell'Allegato A.23 del Codice di Rete;

- t^l è l'**ISP** più prossimo e precedente all'**ISP** t appartenente al giorno di riferimento o al giorno precedente, in cui $Pr g_{fin}^{t^l}$ sia non superiore a 1 MW;
- $Pr g_{fin}^j$ è il programma vincolante modificato e corretto dell'**UAS** nell'**ISP** j ;
- $E_u^{W,j}$ oppure $E_u^{l,j}$ è l'energia prelevata oppure immessa ai fini della regolazione delle partite economiche nell'**ISP** j ;
- $K_{sogliaspegnimento}$, $K_{soglia1}$ e $K_{soglia2}$ sono parametri rispettivamente pari a 2,5 MWh, 0,05 e 0,10.

La manovra di accensione si intende:

- eseguita con tempi e modalità conformi a quanto richiesto dal **Gestore della rete** qualora nell'**ISP** antecedente a t^l si verifichi la seguente condizione:

$$\left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \right| \leq K_{sogliaspegnimento}$$

e contemporaneamente nell'**ISP** successivo a t si verifichi uno dei seguenti casi:

$$i. \quad E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} \geq 0$$

Oppure

$$ii. \quad \left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} < 0 \\ |E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1}| \leq K_{soglia1} \times \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} \end{array} \right\}$$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA è posto pari a 0 (zero);

- eseguita, con tempi e modalità difformi da quanto richiesto dal **Gestore della Rete** qualora nell'ISP antecedente a t^l si verifichi la seguente condizione:

$$\left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t^l-1} \right| \leq K_{sogliaspegnimento}$$

e contemporaneamente nell'ISP successivo a t si verifichino entrambe le seguenti condizioni:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} < 0 \\ K_{soglia1} \times \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} < |E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1}| \leq K_{soglia2} \times \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} \end{array} \right\}$$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA è posto pari a 0,5;

- non eseguita con tempi e modalità conformi a quanto richiesto dal **Gestore della Rete** qualora si verifichi uno dei seguenti casi:
 - a) nell'ISP antecedente a t^l :

$$\left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t^l-1} \right| > K_{sogliaspegnimento}$$

- b) nell'ISP successivo a t si verifichino entrambe queste condizioni:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} < 0 \\ \left| E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} \right| > K_{soglia2} \times \frac{1}{4} Prg_{fin}^{t+1} \end{array} \right\}$$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA è posto pari a 1;

Il **Gestore della Rete** successivamente calcola il corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di accensione (**MROA**) come pari al prodotto fra il corrispettivo unitario di mancato rispetto della manovra di accensione, pari al prezzo valido dell'offerta di Accensione nel giorno di riferimento presentata dai **BRP** delle **UAS** in possesso dei requisiti tecnici necessari, e la somma degli indici mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA calcolata come indicato di seguito:

- i. Con le modalità definite nell'Allegato A23 al Codice di Rete si individuano:
 - a) gli **ISP** per cui $SqMlx$ è pari a 1;
 - b) gli **ISP** per cui Sq è pari a 1;
- ii. per ciascuna accensione effettuata sull'**Integrated Scheduling Process**:
 - a) si calcola la distanza temporale tra l'**ISP** di cui al punto precedente i.b) e gli **ISP** di tutte le accensioni effettuate dal **BRP** dell'**UAS** così come definite dall'Allegato A.23 del **Codice di Rete** di cui al precedente punto i.a);
 - b) si calcola l'indice di NMROA;
- iii. a ciascuna accensione effettuata sull'**Integrated Scheduling Process** si attribuisce:
 - a) la distanza minima tra tutte quelle calcolate al precedente punto ii.a);
 - b) il valor medio degli indici di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA di cui al precedente punto ii.b), calcolato sulle accensioni effettuate sull'**Integrated Scheduling Process** per cui la distanza di cui al punto iii.a) assume lo stesso valore; in assenza di accensioni equidistanti, quindi, l'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA attribuito all'accensione corrisponde all'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA di cui al precedente punto ii.b);

- iv. le accensioni effettuate sull'**Integrated Scheduling Process** sono ordinate in ordine decrescente rispetto alla distanza di cui al precedente punto iii.a) e, in subordine, in ordine decrescente rispetto all'indice di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA di cui al precedente punto iii.b);
- v. si calcola la somma degli indici di mancato rispetto dell'ordine di accensione NMROA di cui al punto iii.b) sulle accensioni effettuate sull'**Integrated Scheduling Process** come ordinate al precedente punto iv, fino a concorrenza del numero di gettoni da remunerare.

7.3.10.13 Corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto

Il **Gestore della Rete** calcola, per il giorno di riferimento e per le sole **UAS** di immissione qualificate alla presentazione dell'offerta di Cambio Assetto, il corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto (**MROCA**) secondo le modalità di seguito indicate.

Il **Gestore della Rete** prima calcola il valore dell'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA per ciascun cambio assetto richiesta dal **Gestore della Rete** all'**UAS** di immissione come di seguito specificato:

Dati i seguenti parametri:

- i l'indice che individua il macroassetto;
- $Pr g_{fin}^t$ è il programma vincolante modificato e corretto dell'**UAS** nell'**ISP** t così come definito nell'Allegato A.23 del Codice di Rete;
- $PMAXA_i(t)$ è la potenza massima del macroassetto i dell'**UAS** così come definita nell'Allegato A.23 del Codice di Rete;
- t l'**ISP** previsto per il cambio assetto;
- t^l l'**ISP** più prossimo e precedente a t appartenente al giorno di riferimento o al giorno precedente, in cui $Pr g_{fin}^{t^l}$ è non superiore a $PMAXA_{i-1}(t)$;

- $KA_{sogliaspegnimento}$, $KA_{soglia1}$, $KA_{soglia2}$ e $KA_{soglia3}$ sono parametri pari rispettivamente a 2,5 MWh, 0,05, 0,05 e 0,10;
- $Pr g_{fin}^j$ è il programma vincolante modificato e corretto dell'**UAS** nell'**ISP** j così come definito nell'Allegato A.23 del Codice di Rete;
- $E_u^{l,t}$ l'energia immessa in rete dall'**UAS** nel **ISP** t;

La manovra di cambio assetto *i-esima* si intende:

- eseguita con tempi e modalità conformi a quanto richiesto dal **Gestore della Rete** qualora si verifichi una delle seguenti condizioni nell'**ISP** antecedente a t^l :

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \leq KA_{soglia1} \times \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \\ \left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \right| \leq KA_{sogliaspegnimento} \text{ quando } \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} = 0 \end{array} \right\}$$

e contemporaneamente si verifichi uno dei seguenti casi nel **ISP** successivo a t:

$$\begin{array}{l} \circ E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} \geq 0 \\ \circ \left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} < 0 \\ \left| E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} \right| \leq KA_{soglia2} \times \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t+1} \end{array} \right\} \end{array}$$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA è posto pari a 0 (zero);

- eseguita, con tempi e modalità difformi da quanto richiesto dal **Gestore della Rete** qualora si verifichi una delle seguenti condizioni nell'**ISP** antecedente a t^l :

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \leq KA_{soglia1} \times \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \\ \left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} \right| \leq KA_{sogliaspegnimento} \text{ quando } \frac{1}{4} Pr g_{fin}^{t^l-1} = 0 \end{array} \right\}$$

e contemporaneamente si verifichi uno dei seguenti casi nell'**ISP** successivo a t:

- $E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} < 0$
- $\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} < 0 \\ KA_{soglia2} \times \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} < \left| E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} \right| \leq KA_{soglia3} \times \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} \end{array} \right\}$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA è posto pari a 0,5;

- non eseguita, nei seguenti due casi:
 - qualora nell'**ISP** antecedente a t^l si verifichi una delle seguenti condizioni

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} > KA_{soglia1} \times \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} \\ \left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} \right| > KA_{sogliaspegnimento} \text{ quando } \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} = 0 \end{array} \right\}$$

- qualora si verifichi una delle seguenti condizioni nel **ISP** antecedente a t^l :

- $E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} \leq KA_{soglia1} \times \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1}$
- $\left| E_u^{l,t^l-1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} \right| \leq KA_{sogliaspegnimento} \text{ quando } \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t^l-1} = 0$

e contemporaneamente si verifichino entrambe le seguenti condizioni nell'**ISP** successivo a t:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} < 0 \\ \left| E_u^{l,t+1} - \frac{1}{4}Pr g_{fin}^{t+1} \right| > KA_{soglia3} \text{ quando } Pr g_{fin}^{t+1} = 0 \end{array} \right\}$$

In tal caso l'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA è posto pari a 1 (uno).

Il **Gestore della Rete** successivamente calcola il corrispettivo di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto (**MROCA**) come pari al prodotto fra il corrispettivo unitario di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto, pari al prezzo valido dell'offerta di Cambio Assetto nel giorno di riferimento, e la somma degli indici di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto **NMROCA** calcolata come indicato di seguito:

- i. con le modalità attualmente definite nell'Allegato A23 al Codice di Rete si individuano:
 - a) gli **ISP** per cui CqMlx è pari a 1;
 - b) gli **ISP** per cui Cq è pari a 1;
- ii. per ciascun cambio assetto eseguito nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process**:
 - a) si calcola la distanza temporale tra l'**ISP** di cui al precedente punto i.b) e gli **ISP** di tutti i cambi assetto effettuati dal **BRP** dell'**UAS** così come definiti dall'Allegato A.23 del Codice di Rete di cui al precedente punto i.a);
 - b) si calcola l'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA;
- iii. a ciascun cambio assetto eseguito nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** si attribuisce:
 - a) la distanza minima tra tutte quelle calcolate al precedente punto ii.a);
 - b) il valor medio degli indici di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA di cui al precedente punto ii.b), calcolato sui cambi assetto eseguiti nell'ambito dell'**Integrated Scheduling Process** per cui la distanza di cui al punto iii.a) assume lo stesso valore; in assenza di cambi assetto equidistanti, quindi, l'indice di

mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA attribuito al cambio assetto corrisponde all'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA di cui al precedente punto ii.b);

- iv. I cambi assetto eseguiti nell'ambito dell'***Integrated Scheduling Process*** sono ordinati in ordine decrescente rispetto alla distanza di cui al precedente punto iii.a) e, in subordine, in ordine decrescente rispetto all'indice di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA di cui al precedente punto iii.b);
- v. si calcola la somma degli indici di mancato rispetto dell'ordine di cambio assetto NMROCA di cui al punto iii.b) sui cambi assetto eseguiti nell'ambito dell'***Integrated Scheduling Process*** come ordinati al precedente punto iv, fino a concorrenza del numero di gettoni da remunerare.

7.3.10.14 *Corrispettivo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **UP** ammessa al meccanismo di remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza di cui all'Allegato A.73 e per ogni **ISP** t , i corrispettivi come di seguito definiti:

- $CORR_{REGPRIM_{SAL}}$ pari al prodotto fra il contributo alla regolazione primaria a salire ed il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire

$$CORR_{REGPRIM_{SAL}} = - \left(\sum_{t \in m} Q_{REGPRIM,i}^+(t) * P_{PRIM_{SAL},Z}(t) \right)$$

- $CORR_{REGPRIM_{SCE}}$ pari al prodotto fra il contributo alla regolazione primaria a scendere ed il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a scendere

$$CORR_{REGPRIM_{SCE}} = \left(\sum_{t \in m} Q_{REGPRIM,i}^-(t) * P_{PRIM_{SCE},Z}(t) \right)$$

Dove:

m rappresenta il mese di competenza

$Q_{REGPRIM,i}^+(t)$ è l'energia corrispondente al contributo a salire di regolazione primaria associato all'**UP** i -esima nell'**ISP** t effettivamente resa disponibile, definita secondo quanto previsto nell'Allegato A.73;

$Q_{REGPRIM,i}^-(t)$ è l'energia corrispondente al contributo a scendere di regolazione primaria associato all'**UP** i -esima nell'**ISP** t effettivamente resa disponibile, definita secondo quanto previsto nell'Allegato A.73;

$P_{PRIM_{SAL},Z}(t)$ è il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a salire calcolato come il prezzo zonale di vendita registrato sul **MGP** nella **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**UP** i -esima nell'**ISP** t aumentato di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a salire sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** a livello nazionale;
- la media a livello nazionale dei prezzi zionali di vendita registrati sul **MGP** ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative **zone di offerta**;

$P_{PRIM_{SCE},Z}(t)$ è il prezzo di valorizzazione del contributo alla regolazione primaria a scendere calcolato come il prezzo zonale di vendita registrato sul **MGP** nella **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**UP** i -esima nell'**ISP** t , ridotto

di un valore pari alla metà del differenziale medio annuo registrato nell'anno precedente fra:

- la media a livello nazionale dei prezzi zonal di vendita registrati sul **MGP** ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative **zone di offerta**;
- il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere sul **Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** a livello nazionale.

I prezzi di valorizzazione dei contributi alla regolazione primaria a salire e a scendere ($P_{PRIM_{SAL,z}}(t)$ e $P_{PRIM_{SCE,z}}(t)$) non possono essere superiori al VENF vale a dire al valore dell'energia non fornita di cui alla sezione 25.2 (Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza) del **TIDE** o inferiori a 0€/MWh.

Il **BRP** riceve dal **Gestore della Rete**, se negativo, ovvero paga al **Gestore della Rete**, se positivo, il suddetto corrispettivo.

Nei casi di condotta anomala e condotta non conforme, come definiti nell'Allegato A.73 il **Gestore della Rete** ricalcola i corrispettivi relativi alla remunerazione del contributo di regolazione primaria e allo sbilanciamento e procede alla relativa regolazione economica nelle sessioni di conguaglio previste dal **TIS** secondo quanto previsto nella delibera 231/2013/R/eel.

7.3.10.15 *Corrispettivo di mancato rispetto del vincolo di rampa*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **UAS** soggetta all'obbligo di rispetto del profilo in potenza atteso di cui all'Allegato A.25 un corrispettivo di mancato rispetto del vincolo di rampa (C^{MRVR}) come di seguito definito:

$$C^{MRVR} = \sum_{i=1}^n 0,02 \times |\Delta P_{RB}| \times P_{penale}$$

dove:

n è per ciascun mese di riferimento il numero di mancati rispetti del vincolo di rampa di cui all'Allegato A.25 attribuiti dal **Gestore della Rete** ad ogni **UAS** soggetta ai vincoli di rampa ai sensi dell'Allegato A.25 medesimo;

ΔP_{RB} è, la differenza tra il **programma di riferimento per il bilanciamento dell'UAS nell'ISP t** e il **programma di riferimento per il bilanciamento dell'UAS nell'ISP t-1**;

P_{penale} è per ciascun mese di riferimento la differenza positiva, calcolata con riferimento a tutte le **zone di offerta** in cui è suddivisa la rete rilevante, tra:

- la media ponderata, per le relative quantità, dei prezzi di valorizzazione delle offerte in vendita per riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica accettate sul **MB** in ogni **ISP t** appartenente al mese di riferimento e sia delle offerte in vendita condivise sulla **Piattaforma aFRR** e accettate ai sensi di quanto previsto nell'Allegato A.23 al Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** appartenenti al mese di riferimento, sia dei prezzi di valorizzazione dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione alla **Piattaforma aFRR**, considerato con segno positivo in caso di import o con segno negativo in caso di export, nei medesimi cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** sopra considerati, e
 - la media ponderata, per le relative quantità, dei prezzi di valorizzazione delle offerte in acquisto per riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica accettate sul **MB** in ogni **ISP t** appartenente al mese di riferimento e sia delle offerte in acquisto condivise sulla **Piattaforma aFRR** e accettate ai sensi di quanto previsto nell'Allegato A.23 del Codice di Rete in tutti i cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** appartenenti al mese di riferimento, sia dei prezzi di valorizzazione dello scambio intenzionale di energia tra il **SEN** e i sistemi esteri in esito alla partecipazione alla **Piattaforma aFRR**,
- Capitolo 7- pag.52

considerato con segno negativo in caso di import o con segno positivo in caso di export, nei medesimi cicli di ottimizzazione della **Piattaforma aFRR** sopra considerati.

Con riferimento alle **UAS** soggette al raccordo dei **programmi di riferimento per il bilanciamento** tra **ISP** contigui di cui all'Allegato A.25 e ai soli **ISP** t caratterizzati dall'esecuzione di **ordini di dispacciamento** invitati dal **Gestore della Rete** nell'ambito del **MB** nei primi 5 minuti o negli ultimi 5 minuti dell'**ISP** considerato, il **Gestore della Rete**:

- valorizza gli sbilanciamenti del **BRP** ai prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel **Mercato del Giorno Prima** nelle **zone di offerta** in cui sono localizzate dette **UAS**;
- pone il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento pari a zero;
- pone il $\Delta E(t)_{t-1}$ pari a zero se il periodo di esecuzione del comando ricade nei primi 5 minuti dell'**ISP** t;
- pone il $\Delta E(t)_{t+1}$ pari a zero se il periodo di esecuzione del comando ricade negli ultimi 5 minuti dell'**ISP** t.

7.3.10.16 *Corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire in condizioni di inadeguatezza del sistema*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **ISP** t in cui una macrozona di sbilanciamento *mz* è in condizione di inadeguatezza ai sensi della sezione 25.1 (Inadeguatezza del sistema) del TIDE e per ciascuna **UAS** localizzata nella suddetta macrozona di sbilanciamento *mz*, il corrispettivo di remunerazione dei margini a salire $C_u^{marpesse}$ come pari a:

$$C_u^{marpesse} = (VENF - P_O^{MB}) \times M \uparrow_u^{pesse}$$

Dove:

$VENF$ è il valore dell'energia non fornita

P_O^{MB} è il prezzo di valorizzazione dell'offerta in vendita presentata sul **MB** con riferimento all'**UAS** localizzata nella macrozona di sbilanciamento mz in condizione di inadeguatezza;

$M \uparrow_u^{pesse}$ è il margine a salire in condizioni di inadeguatezza dell'**UAS** localizzata nella macrozona di sbilanciamento mz in condizione di inadeguatezza

Con riferimento a quanto sopra, si specifica che il **Gestore della Rete** determina il margine a salire in condizioni di inadeguatezza $M \uparrow_u^{pesse}$ dell'**UAS** come di seguito specificato:

$$M \uparrow_u^{pesse} = K_u^I - \left(\frac{1}{4} PRG_u^{base} + \overline{Q \uparrow_u^{MSD}} - \overline{Q \downarrow_u^{MSD}} \right)$$

Dove:

K_u^I è la capacità di immissione dell'**UAS**

PRG_u^{base} è il programma base espresso in potenza dell'**UAS**

$\overline{Q \uparrow_u^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire su MSD per l'**UAS**

$\overline{Q \downarrow_u^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere su MSD per l'**UAS**

7.3.10.17 *Corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **UP** qualificata al servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla **RTN** per la quale sia stata presentata valida richiesta di accesso alla remunerazione secondo

quanto previsto nel Capitolo 4 e per ciascun **ISP** il corrispettivo a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla **RTN** come di seguito specificato:

$$C = K_q K_p K_v K_m \times Q^2 \times P_z^{MGP} \times \Delta t$$

Dove:

K_q è il coefficiente base che tiene conto della tecnologia e della taglia dell'**UP** ed è calcolato come segue:

$$\frac{x}{P_n}$$

Dove

x è un coefficiente dipendente dalla tecnologia dell'**UP** e vale

$$\left\{ \begin{array}{l} 0,0049 \text{ per gli impianti termoelettrici} \\ 0,0143 \text{ per gli impianti idroelettrici} \\ 0,0895 \text{ per gli impianti eolici} \\ 0,0899 \text{ per gli impianti fotovoltaici} \\ 0,0899 \text{ per gli impianti di accumulo elettrochimico} \end{array} \right.$$

P_n è la potenza nominale dell'**UP**

K_p è il coefficiente legato alla performance del servizio pari a 1,1 se l'**UP** è regolante e 0,7 se l'**UP** è parzialmente regolante. In tal senso, l'**UP** è da intendersi regolante o meno in relazione alla capacità di regolazione ad essa richiesta dal Codice di Rete, compatibilmente con la sua data di entrata in esercizio.

In particolare, le **UP** caratterizzate dalla presenza di generatori sincroni sono da ritenersi sempre regolanti.

Le **UP** inverter based sono da ritenersi regolanti se rispondenti alle prescrizioni riportate nei seguenti documenti:

- per gli impianti eolici: Allegato A.17 rev 03 marzo 2023 e successive versioni;
- per gli impianti fotovoltaici: Allegato A.68 rev 04 marzo 2023 e successive versioni;
- per gli impianti di accumulo: Allegato A.79 rev 00 marzo 2023 e successive versioni;

Sono da ritenersi parzialmente regolanti le **UP** che rispondono alle prescrizioni riportate nei seguenti documenti:

- per gli impianti eolici: Allegati A.17 rev 01 luglio 2018 e successive versioni fino alla rev 03 dello stesso documento esclusa;
- per gli impianti fotovoltaici: Allegati A.68 rev 01 marzo 2012 e successive versioni fino alla rev 03 dello stesso documento esclusa;

K_v è il coefficiente legato alla verificabilità del servizio pari a 1,1 se per l'**UP** il servizio è verificabile e 0,7 se per l'**UP** il servizio è parzialmente verificabile

Per una data **UP** il servizio è da ritenersi verificabile se nello scambio dati in tempo reale tra il sistema di controllo e conduzione del **Gestore di Rete** e l'**UP** medesima è previsto l'invio di misure, set point e stati di controllo necessari alla verifica del servizio di regolazione. Per tutte le altre **UP** il servizio è da ritenersi parzialmente verificabile.

Le **UP** per cui il servizio è parzialmente verificabile hanno l'obbligo di rendere il servizio verificabile concordando con il **Gestore di Rete** le modalità di aggiornamento del flusso dati entro giugno 2026.

K_m è il coefficiente legato al punto di misura commerciale dell'**UP** vale 1 se il misuratore si trova nel punto di connessione e 0,7 se il misuratore non si trova al punto di connessione

Q^2 è il quadrato della Potenza Reattiva media nell'**ISP t** di riferimento calcolato come segue:

$$Q^2 = \left[\frac{EEI + EUC + EUI + EEC}{\Delta t} \right]^2$$

Dove:

- EEI è l'energia entrante induttiva
- EUC è l'energia uscente capacitiva
- EUI è l'energia uscente induttiva
- EEC è l'energia entrante capacitiva
- Δt è l'istante di tempo considerato
- P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP t** nella **zona di offerta z** dove è situata l'**UP** nell'**ISP t**
- Δt è l'**ISP t** di riferimento

Le misure di energia induttiva e capacitiva sono rilevate dal **Gestore della Rete** tramite le **AdM** installate dal **gestore dell'UP**.

7.3.10.18 *Corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio misto prelievo/immissione*

Il **Gestore della Rete** calcola per ogni **UP** qualificata al servizio misto prelievo/immissione e per ciascun **ISP t** il corrispettivo a copertura delle perdite di energia attiva per il servizio misto prelievo/immissione come di seguito specificato:

$$C = [E_u^{prod} - E_u^{ass}] \times P_z^{MGP}$$

Dove:

E_u^{prod} è l'energia prodotta dal generatore dell'**UP** u durante il servizio misto prelievo/immissione al netto dei servizi ausiliari

E_u^{ass} è l'energia assorbita dalle pompe dell'unità u durante il servizio misto prelievo/immissione al netto dei servizi ausiliari

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nella zona di offerta z in cui è localizzata l'UP

7.3.10.19 *Componente compensativa*

Nei casi in cui l'operatore di mercato intestatario di una **UVZ** di prelievo non sia un operatore di mercato prestante congrue garanzie al **Gestore del mercato**, il **Gestore della Rete** calcola con riferimento al **BRP** associato alla **UVZ** di prelievo e con riferimento a un dato **ISP** t una componente compensativa pari a:

$$C_{UVZprelievo}^{comp} = A_{UVZprelievo} * (PUN_{index} - P_z^{MGP})$$

dove:

$A_{UVZprelievo}$ è la quantità in acquisto complessivamente accettata in esito a **MGP** per l'**UVZ** di prelievo al netto della sommatoria estesa a tutte le offerte C.E.T. riferite all'**UVZ** di prelievo medesima

PUN_{index} è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul **MGP** nell'**ISP** t così come calcolato dal **Gestore del Mercato**

P_z^{MGP} è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate sul **MGP** nell'**ISP** t nella **zona di offerta** z dove è localizzata l'**UVZ** di prelievo

Ciascun **BRP** paga al **Gestore della Rete** se negativo e riceve dal **Gestore della Rete** se positivo la componente compensativa di cui al presente paragrafo.

CAPITOLO 8

BILANCIO ENERGIA

INDICE

<i>CAPITOLO 8 – BILANCIO ENERGIA</i>	2
8.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE	2
8.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI DI RIFERIMENTO.....	3
8.3 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI SOTTESE	4
8.4 FORMATI E SCAMBIO DATI.....	5

CAPITOLO 8 – BILANCIO ENERGIA

8.1 OGGETTO E AMBITO DI APPLICAZIONE

Oggetto del presente Capitolo è la individuazione degli obblighi in capo alle **imprese distributrici, quali soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure**, ai fini della definizione da parte del **Gestore** dei bilanci di energia sulla **RTN** e sull'intero **sistema elettrico italiano**.

L'elaborazione dei bilanci consente di effettuare l'analisi del **mercato elettrico**, distinto tra libero e vincolato, per **zona** e per area e di avere uno strumento di controllo tempestivo in corso d'esercizio. Tale attività si distingue pertanto da quella descritta al [Capitolo 9](#) del presente Codice di rete che ha finalità di tipo statistico quali fornire agli organi istituzionali e a tutti gli **Utenti della rete** un quadro generale dell'evoluzione del sistema elettrico italiano.

I bilanci che il **Gestore** elabora sono:

- (a) bilancio fisico sulla **RTN**;
- (b) bilancio fisico Italia;
- (c) bilancio commerciale Italia.

Il **Gestore** compila e pubblica il bilancio fisico sulla **RTN** e il bilancio fisico Italia con cadenza mensile riferito a due mesi precedenti a quello di pubblicazione, a carattere provvisorio, e pubblica il bilancio fisico sulla **RTN** e il bilancio fisico Italia a livello annuale, a carattere definitivo.

Il bilancio fisico sulla **RTN** registra i quantitativi di energia attiva immessa e prelevata in tutti i punti di connessione alla **RTN** (perimetro **RTN**), e per differenza determina le perdite sulla rete stessa.

Il bilancio fisico Italia fa riferimento all'intero territorio nazionale (incluse le reti isolate e le **reti interne di utenza**) e registra i quantitativi di energia attiva complessivamente prodotta e consumata, nonché quella scambiata tra reti. Esso si basa sui bilanci per Area di riferimento effettuati dalle **imprese distributrici di riferimento**, con l'applicazione delle perdite convenzionali calcolate con i coefficienti appositamente definiti dall'**Autorità**.

Il bilancio commerciale Italia determina i quantitativi di energia approvvigionati e consumati dai **clienti finali** suddivisi tra mercato libero e mercato vincolato.

Il bilancio commerciale Italia considera i valori sia al netto che al lordo delle perdite convenzionali consentendo un riscontro con il bilancio fisico nazionale e con i dati di pertinenza dell'**Acquirente Unico**.

Per l'effettuazione dei citati bilanci il **Gestore**, oltre ad utilizzare dati la cui rilevazione è di propria competenza in base alla normativa di riferimento, riceve periodicamente dai soggetti responsabili della misurazione i dati di misura, sia puntuali che aggregati come descritto nei seguenti paragrafi.

8.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI DI RIFERIMENTO

Ciascuna **impresa distributtrice di riferimento** fornisce al **Gestore**, relativamente alla propria Area di riferimento, come definita dalla normativa vigente, le seguenti tipologie di dati di misura:

- (a) energia elettrica scambiata con **RTN**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (b) energia elettrica scambiata con altre reti, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (c) energia elettrica scambiata con altri **distributori**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (d) energia elettrica immessa in rete da ogni **impianto di produzione** localizzato sulla rete di propria competenza, specificandone la titolarità, il livello di tensione, la tipologia di impianto, la taglia di potenza, il tipo di misuratore, il trattamento su base oraria;
- (e) energia elettrica prelevata dai **clienti finali** connessi alla **rete di distribuzione**, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato, distinta tra quelli trattati su base oraria e non; le **misure** dei **clienti** non trattati su base oraria vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling;
- (f) energia elettrica prelevata da **clienti finali** su **RTN** ed altre reti nell'ambito di competenza (inclusi i consumi degli impianti di pompaggio e dei servizi ausiliari degli **impianti di generazione**), suddivisa per livello di tensione e per qualifica di libero o vincolato.

8.3 **OBBLIGHI INFORMATIVI DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI SOTTESE**

Ciascuna **impresa distributrice sottesa** fornisce al **Gestore**, relativamente alla propria area di competenza territoriale, le seguenti tipologie di dati di misura:

- (a) energia elettrica scambiata con altri **distributori**, suddivisa per livello di tensione e per verso di flusso;
- (b) energia elettrica immessa in rete da **impianti di produzione** localizzati sulla rete di propria competenza, distinta per livello di tensione, per tipologia e per taglia di potenza;
- (c) energia elettrica prelevata da **clienti finali**, suddivisa per livello di tensione, per qualifica di libero o vincolato distinta tra quelli trattati su base oraria e non; le misure dei clienti non trattati su base oraria vengono fornite tramite i meccanismi della disciplina di Load Profiling.

8.4 FORMATI E SCAMBIO DATI

I dati per i bilanci energetici sono forniti per via telematica, su modelli standardizzati appositamente elaborati dal **Gestore**. La cadenza di invio è mensile, mentre la granularità richiesta è per **fascia oraria**. Il **Gestore** si riserva di modificare la granularità, dandone comunicazione preventiva ai soggetti interessati, in funzione dell'evoluzione tecnica, normativa ed organizzativa del settore.

Il **Gestore** aggiorna i modelli, i formati e le procedure di scambio dati sulla base dell'evoluzione del mercato e della regolamentazione nonché dell'esperienza maturata. Il **Gestore** invia i modelli ai soggetti interessati avendo cura di uniformare, per quanto possibile, le richieste informative ai fini di bilanci energetici con le richieste di dati per altre procedure relative agli stessi soggetti.

CAPITOLO 9

STATISTICHE

INDICE

<i>CAPITOLO 9 – STATISTICHE</i>	2
9.1 OGGETTO.....	2
9.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
9.3 RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI	3
9.4 STATISTICHE MENSILI ED ANNUALI	4

CAPITOLO 9 – STATISTICHE

9.1 OGGETTO

9.1.1 Il presente capitolo descrive i criteri e le modalità sulla base dei quali il **Gestore** effettua l'elaborazione delle statistiche del settore elettrico nazionale, l'analisi dell'evoluzione della domanda di energia elettrica e la sua previsione mensile ed annuale conformemente a quanto previsto al successivo paragrafo [9.4.5](#).

9.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

9.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) titolari di **impianti di generazione**;
- (b) titolari di impianti corrispondenti ad **unità di consumo**;
- (c) **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi**;
- (d) titolari di **reti interne di utenza** e di **linee dirette**;
- (e) **clienti grossisti**;
- (f) **Gestore della rete**.

9.3 **RACCOLTA DELLE INFORMAZIONI**

9.3.1 Il **Gestore** raccoglie ed elabora tutte le informazioni ed i dati sul settore elettrico considerati necessari per lo svolgimento delle proprie attività, sia per esigenze interne che per conto di istituzioni pubbliche, nazionali ed internazionali.

La raccolta di informazioni è ispirata a principi di tutela della riservatezza e trasparenza.

Ai fini della raccolta delle informazioni il **Gestore** utilizza una metodologia di acquisizione basata su un programma informatico il cui accesso è riservato ai soggetti addetti alle statistiche presso gli operatori elettrici.

9.3.2 L'attività di raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale è prevista dalle seguenti norme:

- (a) *Direttiva del Ministero dell'Industria del 21.01.2000* che affida al **Gestore** il compito di assicurare la raccolta dei dati statistici di produzione e consumo dell'intero settore elettrico nazionale.
- (b) *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 12.03.2002* che ha incluso l'ufficio di statistica del **Gestore** nel Sistema Statistico Nazionale (SISTAN). Il SISTAN, istituito con il Decreto Legislativo 6.09.1989 n. 322 e coordinato dall'ISTAT, è la rete di soggetti pubblici e privati italiani che fornisce l'informazione statistica ufficiale. Tale organismo programma l'attività statistica di interesse pubblico attraverso il Programma Statistico Nazionale (PSN). Il PSN che ha valenza triennale ed è aggiornato annualmente con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, individua le rilevazioni, le elaborazioni e gli studi progettuali che uffici, enti ed organismi del SISTAN sono chiamati a realizzare per soddisfare il fabbisogno informativo del Paese.

(c) *Deliberazione dell’Autorità n. 250/04* nella parte relativa agli obblighi informativi, di cui agli articoli 57, 58, 61 e 62.

9.3.3 L’ufficio di statistica del **Gestore**, in quanto membro del SISTAN, propone ed effettua rilevazioni, che costituiscono la base statistica ufficiale relativa al settore elettrico nel quadro del PSN.

9.3.4 I soggetti di cui al paragrafo [9.2.1](#) sono tenuti a fornire dati statistici ed informazioni su richiesta del **Gestore** in virtù dell’obbligo sancito dall’art. 7 del decreto legislativo n. 322/89.

9.4 STATISTICHE MENSILI ED ANNUALI

9.4.1 In conformità a quanto previsto al paragrafo [9.3.2](#) il **Gestore** elabora, su base mensile, un Rapporto sul sistema elettrico contenente un’analisi sintetica della congiuntura elettrica nonché i risultati tecnici di esercizio del mese analizzato.

9.4.2 Il **Gestore** pubblica annualmente un documento recante "*Dati statistici sull’energia elettrica in Italia*" recante il quadro completo della produzione e dei consumi di energia elettrica in Italia.

9.4.3 Per la redazione dei citati documenti e per l’analisi, a livello nazionale e regionale, dei bilanci elettrici, i soggetti di cui al paragrafo [9.2.1](#) sono tenuti a comunicare al **Gestore** i seguenti dati calcolati su base annuale (entro il 30 marzo di ogni anno) e mensile (entro il ventesimo giorno del mese successivo rispetto al mese di riferimento).

(a) Dati di Produzione

(i) *Disponibilità*

- Produzione Lorda (dati mensili):
 - per gli *impianti idroelettrici, eolici e fotovoltaici*
 - ✓ produzione lorda dell'impianto (kWh).
 - per gli *impianti termoelettrici*
 - ✓ produzione lorda di ciascun gruppo di produzione (kWh) disaggregata per ogni tipo di combustibile utilizzato;
 - ✓ quantità metrica del combustibile utilizzato (m³, kg) in ciascun gruppo termico.
- Consumi dei servizi ausiliari della produzione (kWh) dell'intero impianto, comprensivi delle perdite dei trasformatori elevatori di centrale.

(ii) *Destinazione della produzione di ciascun impianto (kWh)*

- autoconsumata in loco e servizi ausiliari;
- destinata al mercato elettrico;
- destinata ad altri impianti nella disponibilità di soggetti facenti parte del medesimo gruppo societario;
- ceduta ai sensi dell'art. 3 comma 12 del d. lgs. 79/99.

(iii) *Invasi*

- riserva utile (migliaia di m³): riserva utile in acqua esistente in quell'istante nel sistema di serbatoi, in assenza di apporti naturali e di perdite;
- riserva in energia elettrica lorda (MWh): quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta negli impianti idroelettrici interessati dall'invaso mediante l'utilizzo completo dell'acqua disponibile.

(b) Dati di consumo

(i) *Disponibilità (kWh)*

- energia ricevuta da altri operatori elettrici italiani od esteri, dettagliata per:
 - operatore elettrico fornitore;
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**.

(ii) *Utilizzi (kWh)*

- energia ceduta ad altri operatori elettrici italiani od esteri, non utilizzatori finali, dettagliata per:
 - operatore elettrico acquirente;
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**;

- energia ceduta ad utilizzatori finali (kWh e numero utenti), dettagliata per:
 - provincia di consumo;
 - codice merceologico di utilizzo (codifica ATECUE95);
 - titolo commerciale della fornitura, imputato tra le tipologie predefinite dal **Gestore**.

(iii) *Prezzi dell'energia elettrica:*

- componenti di prezzo dell'energia elettrica di un campione statisticamente significativo di clienti del mercato libero;
- prezzi medi per diversi livelli di aggregazione e per classi merceologiche forniti dai **gestori di rete con obbligo di connessione di terzi**.

9.4.4 Al fine di definire la consistenza del parco di produzione nazionale, i titolari degli **impianti di generazione** sono tenuti a comunicare al **Gestore**, entro il 30 marzo di ogni anno, i dati di seguito indicati disaggregandoli sia per tipologia di impianto sia per regione.

(a) Dati anagrafici:

- (i) sito dell'impianto (Provincia e Comune);
- (ii) nome dell'impianto;
- (iii) data di entrata in servizio;
- (iv) quota di possesso dell'impianto;
- (v) tipo e/o categoria.

(b) Dati tecnici:

(i) Per gli *impianti a fonti rinnovabili*:

- potenza nominale dei generatori in kVA;
- potenza dei motori primi in kW;
- potenza efficiente lorda in kW;
- potenza efficiente netta in kW;
- producibilità lorda media annua da apporti naturali in MWh.

(ii) Per i soli *impianti di pompaggio*:

- producibilità lorda media annua da pompaggio volontario in MWh;
- producibilità lorda media annua da pompaggio di gronda in MWh.

(iii) Per i *gruppi termoelettrici* (un impianto termoelettrico può essere composto da più gruppi o unità di produzione):

- potenza nominale dei generatori in kVA;
- potenza dei motori primi in kW;
- potenza efficiente lorda in kW;
- potenza efficiente netta in kW;

- combustibili utilizzati. Per ciascun combustibile utilizzato dal gruppo è necessario inoltre specificare:
 - potere calorifico inferiore;
 - consumo specifico teorico per la produzione di energia elettrica. Per i soli gruppi a cogenerazione va considerato infine il consumo specifico teorico termico totale per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

9.4.5 I dati raccolti ai fini del PSN vengono utilizzati in forma aggregata ed anonima nelle modalità previste dalla legge sia dal **Gestore** (per scopi di programmazione della rete, di simulazione del comportamento del parco impianti, di immagine, per analisi congiunturali, ecc.) sia da istituzioni pubbliche e private, nazionali ed estere.

I dati raccolti possono essere utilizzati anche per le previsioni della richiesta di energia elettrica e della richiesta in potenza sulla rete italiana, di breve (due - tre anni) e medio (fino a dieci anni) termine, ai fini della elaborazione del **PdS** della **RTN**, come indicato nel [Capitolo 2](#) del presente Codice di rete.

CAPITOLO 10

SALVAGUARDIA DELLA SICUREZZA

INDICE

10.1	OGGETTO.....	3
10.2	AMBITO DI APPLICAZIONE	4
10.3	OBBLIGHI GENERALI	6
10.3.1	<i>Obblighi del Gestore</i>	6
10.3.2	<i>Obblighi dei Titolari di porzioni di RTN</i>	8
10.3.3	<i>Obblighi degli Utenti della rete</i>	8
10.3.4	<i>Obblighi dei Distributori</i>	9
10.3.5	<i>Obblighi degli Utenti rilevanti (SGU)</i>	10
10.3.6	<i>Obblighi dei Fornitori di servizi di difesa (DSP)</i>	12
10.3.7	<i>Obblighi dei Fornitori di servizi di riaccensione (RSP)</i>	12
10.4	STATI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA.....	12
10.4.1	<i>Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC)</i>	15
10.4.1.1	<i>Classificazione delle contingenze per le analisi di sicurezza</i>	15
10.4.1.2	<i>Procedure di riconoscimento</i>	16
10.4.1.3	<i>Monitoraggio e determinazione operativa dello stato di funzionamento del sistema</i>	17
10.4.2	<i>Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento</i>	18
10.4.2.1	<i>Stato di Allerta</i>	19
10.4.2.2	<i>Stato di Emergenza</i>	20
10.4.2.3	<i>Stato di Black Out</i>	20
10.4.2.4	<i>Stato di Ripristino</i>	21
10.4.2.5	<i>Modalità di registrazione delle comunicazioni</i>	21
10.4.3	<i>Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione</i>	22
10.4.3.1	<i>Sistemi di controllo</i>	22
10.4.3.2	<i>Sistemi di telecomunicazioni</i>	23
10.4.3.3	<i>Sistemi di teleconduzione</i>	24
10.4.3.4	<i>Obblighi degli Utenti della rete e dei Titolari di porzioni di RTN</i>	24
10.5	PIANO DI DIFESA.....	25
10.5.1	<i>Misure per la gestione delle stazioni rilevanti della RTN in condizioni di emergenza</i>	26
10.6	PIANO DI RIALIMENTAZIONE E RIACCENSIONE.....	27
10.7	VERIFICHE PERIODICHE	28

10.7.1	<i>Criteri e finalità delle verifiche</i>	28
10.7.1.1	<i>Prove d'applicazione del Piano di Rialimentazione e Riaccensione</i>	28
10.7.1.2	<i>Prove di ripartenza autonoma e di rifiuto di carico</i>	30
10.8	DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE.....	30

Il presente documento trova applicazione a partire dal 1° gennaio 2025 con le precisazioni e le integrazioni di cui al paragrafo 10.8 valide per la fase transitoria di implementazione del TIDE di cui alla sezione 28.3 del TIDE stesso.

10.1 OGGETTO

Il presente Capitolo definisce le norme per la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del **Sistema Elettrico Nazionale (SEN)**. A tal fine le condizioni di funzionamento e le azioni del **Gestore** si riferiscono alla parte di sistema che il **Gestore** osserva e controlla in tempo reale, nel seguito indicato come **Sistema Elettrico Controllato (SEC)**.

Obiettivo della sicurezza di funzionamento del **SEN** è la prevenzione e la minimizzazione delle conseguenze dei disservizi di rete, con particolare riguardo a quelli che possono comportare la perdita del controllo del **SEC**. Il **Gestore** persegue l'obiettivo della sicurezza con tutti gli strumenti ed i mezzi di cui è dotato.

In particolare, nel presente Capitolo sono descritti gli obblighi e le linee di condotta per i soggetti di cui al successivo paragrafo 10.2., al fine di consentire al **Gestore** di svolgere le sue attività istituzionali in condizioni di sicurezza, monitorando lo stato di funzionamento del sistema e gli aspetti relativi alla sua sicurezza, con l'obiettivo di fronteggiare situazioni di emergenza o legate alla temporanea **indisponibilità** delle infrastrutture di trasmissione e di ripristinare le condizioni di normale **esercizio**.

10.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni del presente Capitolo si applicano, oltre che al **Gestore**, per quanto di rispettiva competenza, ai soggetti individuati nei Regolamenti (UE) 2017/1485 e 2017/2196¹ e, in particolare a:

A. **Titolari di porzioni di RTN;**

B. **Utenti della rete**, ovvero:

- (a) **Distributori;**
- (b) **Utenti rilevanti (Significant Grid Users - SGU);**
- (c) **Fornitori di servizi di difesa (Defence Service Providers - DSP);**
- (d) **Fornitori di servizi di riaccensione (Restoration Service Providers - RSP);**
- (e) **Utenti prioritari (High Priority Significant Grid Users - HPSGU).**

I **Distributori** e gli **Utenti rilevanti** possono essere identificati anche come **Fornitori di servizi di difesa** e **Fornitori di servizi di riaccensione** se svolgono i servizi descritti al presente paragrafo.

Ai fini del presente Capitolo sono **Utenti rilevanti** (SGU) di cui alla lettera (b):

- i. i Titolari di **gruppi di generazione** classificati come gruppi di tipo B, C e D, in conformità ai criteri di cui all'articolo 5 del Regolamento (UE) 2016/631 e alla Sezione 1C del Capitolo 1 del Codice di Rete;

¹ Si chiarisce che in attuazione di tali regolamenti europei le prescrizioni di cui al presente Capitolo si applicano ai titolari di impianti nuovi ed esistenti.

- ii. i Titolari di Unità di consumo direttamente connesse alla **RTN** o indirettamente connesse alla **RTN** per il tramite di una porzione di rete a tensione uguale o superiore a 36 kV;
- iii. i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) direttamente connessi alla **RTN**;
- iv. i **sistemi di accumulo** dei **Fornitori dei servizi di difesa** (DSP).

Ai fini del presente capitolo sono **Fornitori dei servizi di difesa** (DSP) di cui alla lettera (c) e tenuti a prestare il servizio in accordo all'Allegato A.9:

- i. i Titolari di gruppi di generazione dotati di apparati UPDM (Unità Periferica di Distacco e Monitoraggio) per i quali sussistano obblighi specifici di fornitura del servizio di modulazione straordinaria istantanea a scendere per la difesa del **SEN**. I requisiti tecnici di tali gruppi di generazione sono definiti dal **Gestore** nel Capitolo 1B e 1C del presente Codice di rete;
- ii. i Titolari di **UC** o **UP** che hanno stipulato il Contratto per l'erogazione del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire ai sensi dell'Allegato A.62 al presente Codice di rete, in esito alle procedure per l'approvvigionamento a termine;
- iii. i **Distributori** attraverso il sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze costituenti il Banco Manovra Emergenza (**BME**), l'attuazione del **PESSE** e la variazione della tensione di riferimento dei trasformatori delle cabine primarie (procedura set-point2).

Ai fini del presente Capitolo sono **Fornitori dei servizi di riaccensione** (RSP) di cui alla lettera (d), i titolari di gruppi di generazione tenuti a fornire il servizio di **black start up e load-rejection**. I requisiti tecnici di tali gruppi sono contenuti nel **Piano di Riaccensione e Rialimentazione** di cui all'Allegato A.10 al presente Codice di rete.

I **Fornitori di servizi di difesa** e i **Fornitori di servizi di riaccensione** erogano i servizi di cui sopra direttamente o indirettamente per il tramite del relativo **BRP** o **BSP** secondo quanto previsto nel presente Capitolo e nel Capitolo 4 del Codice di rete.

Ai fini del presente Capitolo sono **Utenti prioritari** (HPSGU) di cui alla lettera (e), le utenze privilegiate non disalimentabili ai sensi della deliberazione CIPE del 6 novembre 1979.

10.3 **OBBLIGHI GENERALI**

Gli obblighi contenuti nei Regolamenti (UE) 2017/1485 e 2017/2196, per le finalità del presente Capitolo sono integrati come di seguito con riferimento ai soggetti di cui al paragrafo 10.2.

10.3.1 **Obblighi del Gestore**

Il **Gestore**:

- (a) gestisce il **SEC** in sicurezza applicando i criteri di **esercizio**, le procedure indicate nel presente Codice di rete e avvalendosi anche del macchinario (vale a dire l'insieme delle macchine elettriche e degli impianti dedicati alla sicurezza/controllo in emergenza) e delle apparecchiature rese disponibili dai soggetti di cui al paragrafo 10.2;
- (b) vincola l'**esercizio** del **SEN** alle esigenze di sicurezza in tutte le fasi dell'**attività di trasmissione** e dell'**attività di dispacciamento**, ivi incluso il coordinamento dei programmi di **indisponibilità**;
- (c) tiene conto delle esigenze di sicurezza nelle **attività di sviluppo** della **RTN**;
- (d) stabilisce i criteri di **protezione** e le strategie di taratura degli apparati;

- (e) definisce e coordina la realizzazione del Piano per il miglioramento della sicurezza del **SEN** di cui all'art. 1-*quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03, ivi inclusi i provvedimenti di contenimento degli effetti di eventi straordinari;
- (f) predispone e aggiorna periodicamente, anche sulla base delle risultanze del Piano di cui alla precedente lettera (e), norme, procedure di **esercizio** e di controllo, regole per l'utilizzazione di mezzi automatici e/o manuali necessari alla salvaguardia della sicurezza;
- (g) stabilisce, per gli impianti identificati e coinvolti nel **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, la quota necessaria a garantire la disponibilità di un adeguato livello dei bacini al fine di assicurare l'applicazione efficace delle direttici di rialimentazione/riaccensione e dei nuclei di ripartenza;
- (h) opera in coordinamento con i gestori di rete estera confinanti, in linea con quanto previsto dal Regolamento (UE) 2017/2196, al fine di stabilire:
 - (i) procedure operative condivise tra i propri centri e quelli del gestore di rete estera confinante per il ripristino immediato delle condizioni di sicurezza delle interconnessioni e per la gestione delle situazioni d'emergenza;
 - (ii) procedure per la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri di controllo e di quelli del gestore di rete estera confinante;
 - (iii) regole per la gestione coordinata delle **reti**.

10.3.2 **Obblighi dei Titolari di porzioni di RTN**

I Titolari di porzioni di RTN:

- (a) assicurano la protezione e il monitoraggio degli impianti nella propria disponibilità e la trasmissione delle informazioni ai centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (b) garantiscono la comunicazione continua tra il personale operativo dei propri centri e i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore** e gli impianti degli **Utenti della rete**;
- (c) garantiscono la comunicazione continua tra il **Sistema di Difesa** del **Gestore** e le apparecchiature ad esso dedicate installate negli impianti nella propria disponibilità, che devono essere mantenute in efficienza per l'eventuale loro utilizzo in stato di emergenza;
- (d) operano nel rispetto di quanto previsto nella **Convenzione Tipo**.

10.3.3 **Obblighi degli Utenti della rete**

Gli **Utenti della rete** eseguono gli ordini che il **Gestore** impartisce ai fini della sicurezza. In particolare tali soggetti:

- (a) si attengono a tutte le limitazioni di produzione e assorbimento conseguenti alle azioni necessarie alla salvaguardia della sicurezza nell'**attività di trasmissione** e nell'**attività di dispacciamento**;
- (b) mettono a disposizione del **Gestore** tutti i dati, inclusi i tassi d'**indisponibilità** accidentale e le informazioni strumentali alle valutazioni preventive sulla sicurezza;
- (c) mantengono nella massima efficienza l'impianto in tutte le sue parti comprendendo l'insieme delle macchine elettriche con i relativi impianti dedicati alla sicurezza/controllo di emergenza), le strumentazioni, i

sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità dedicati alla sicurezza e al controllo in emergenza e ne certificano, ai sensi del DPR 445/00, gli avvenuti collaudi e controlli periodici in base alle procedure operative stabilite dal **Gestore**;

- (d) assicurano l'adeguata formazione del personale preposto alle manovre in tutte le situazioni di **esercizio** ed in particolare in **condizioni di emergenza**;
- (e) garantiscono la comunicazione continua tra il proprio personale operativo e i centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (f) assicurano la protezione e il monitoraggio degli impianti nella propria disponibilità e la trasmissione delle informazioni ai centri di controllo e teleconduzione del **Gestore**;
- (g) garantiscono la comunicazione continua tra il **Sistema di Difesa** del **Gestore** e le apparecchiature ad esso dedicate installate negli impianti nella propria disponibilità, che devono essere mantenute in efficienza per l'eventuale loro utilizzo in stato di emergenza.

Oltre agli obblighi previsti nel presente paragrafo, gli **Utenti della rete** sono tenuti a rispettare le seguenti ulteriori prescrizioni.

10.3.4 Obblighi dei Distributori

I Distributori:

- (a) impostano tempestivamente le tarature dei relè di frequenza secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** negli Allegati A.12 e A.53 al presente Codice di rete;
- (b) applicano le Procedure di disconnessione manuale della domanda descritte al paragrafo 10.5.1 del presente Capitolo;

- (c) assicurano, durante le fasi di riaccensione, la connessione del carico alle direttrici secondo le modalità e i livelli di potenza sanciti all'interno dei Volumi Operativi del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, salvo diverse indicazioni date dal **Gestore** in tempo reale.

10.3.5 Obblighi degli Utenti rilevanti (SGU)

I titolari di gruppi di generazione classificati come di tipo C e D rispettano le disposizioni date dal **Gestore** in tempo reale e comunque indicate negli Allegati A.9 e A.10 al presente Codice di rete. In particolare, gli impianti di tipo D e gli impianti di tipo C i cui requisiti di connessione lo richiedano, devono essere in grado:

- a) a seguito della mancanza di tensione sulla sbarra a cui si interconnettono, di eseguire, nel caso di impianti termoelettrici, la manovra di **rifiuto di carico (load rejection)** secondo le prescrizioni contenute nel Capitolo 1B e 1C al presente Codice di rete e nel documento di implementazione del Regolamento (UE) 2016/631 approvato con delibera dell'Autorità 592/2018/R/eel;
- b) di garantire il servizio di regolazione della frequenza secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.15 al presente Codice di rete sia sulle direttrici di rialimentazione che sulle direttrici di riaccensione e nuclei di ripartenza;
- c) di garantire, nel caso in cui siano inclusi nel Piano di Rialimentazione e Riaccensione, il servizio di regolazione della tensione per il controllo efficace della stessa sia sulle direttrici di rialimentazione che sulle direttrici di riaccensione e nuclei di ripartenza;
- d) di attivare, secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.15 al presente Codice di rete, la funzione Integrale Locale di Frequenza (ILF), al fine di ripristinare la frequenza nominale durante la riaccensione, adeguando la potenza prodotta dal gruppo di generazione nel caso in cui la rete elettrica

di connessione sia isolata a seguito di una separazione di rete, e ne assicurano il funzionamento efficace in maniera continuativa.

Inoltre, i titolari di gruppi di generazione eolici e fotovoltaici classificati come di tipo D, a cui si applicano gli Allegati A.17 e A.68 al presente Codice di rete e che risultano inseriti all'interno dei piani di alleggerimento in sovralfrequenza di cui al successivo paragrafo 10.5, devono impostare tempestivamente le tarature dei relè di frequenza secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** all'interno dell'Allegato A.12 al presente Codice di rete.

I titolari di gruppi di generazione classificati come di tipo B devono garantire la riduzione repentina, la disconnessione totale o il parallelo con la rete a seguito dei comandi che vengono impartiti dal **Distributore** su richiesta del **Gestore** durante le fasi di riaccensione.

Nel caso di gruppi di generazione classificati come di tipo B a cui si applica l'Allegato A.72 al presente Codice di rete, la riduzione repentina o la disconnessione totale deve essere garantita dai titolari dei gruppi medesimi, a seguito dei comandi che vengono impartiti dal **Gestore** o dal **Distributore** in relazione alla tipologia di impianto in tutte le condizioni che possono compromettere la sicurezza del **SEN** e durante le fasi di riaccensione e rialimentazione.

I titolari degli impianti di consumo e gli impianti di generazione inclusi nel **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** devono attenersi alle prescrizioni definite dal **Gestore** nel Piano stesso contenute nell'Allegato A.10 al presente Codice di rete.

I titolari dei **sistemi di accumulo** asserviti al **Sistema di Difesa** devono attenersi alle disposizioni del **Gestore** secondo quanto riportato nell'Allegato A.9 al presente Codice di rete.

10.3.6 **Obblighi dei Fornitori di servizi di difesa (DSP)**

I **Fornitori di servizi di difesa** devono garantire il funzionamento efficace di apparecchiature elettriche, strumentazioni, sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità, secondo le prescrizioni contenute nell'Allegato A.9 e:

- negli Allegati A.40, A.41, A.42, per le **UC** e per le **UP** che forniscono il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire;
- negli Allegati A.52 e A.69, per i **gruppi di generazione** dotati di apparati UPDM.

10.3.7 **Obblighi dei Fornitori di servizi di riaccensione (RSP)**

I **Fornitori di servizi di riaccensione** devono garantire il funzionamento efficace di apparecchiature elettriche, strumentazioni, sistemi di protezione e regolazione nella loro disponibilità, secondo quanto previsto negli Allegati A.10 e A.15 al presente Codice di rete e secondo i requisiti di connessione definiti dal **Gestore** e, in ogni caso, a seguito di eventuali comunicazioni del **Gestore**. Inoltre, i **Fornitori dei servizi di riaccensione**, titolari di impianti idroelettrici, devono garantire la disponibilità di un adeguato livello dei bacini al fine di assicurare l'applicazione efficace delle direttrici di riaccensione a cui contribuiscono secondo le indicazioni fornite dal **Gestore** nel Piano di Rialimentazione e Riaccensione.

10.4 **STATI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA**

A seconda delle condizioni di **esercizio** contingenti, si possono individuare nel **SEC** porzioni di perimetro variabile soggette agli stati di funzionamento (stato normale, stato di allerta, stato di emergenza, stato di black out e stato di ripristino) definiti nell'articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/1485. Secondo quanto previsto dal citato articolo:

1. il sistema di trasmissione si trova nello stato normale se sono soddisfatte tutte le condizioni di seguito elencate:
 - a) la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - b) la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - i la deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è compresa nell'intervallo di frequenza standard (± 50 mHz); o
 - ii il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz) e i limiti di frequenza del sistema stabiliti per lo stato di allerta non sono raggiunti;
 - c) le riserve di potenza attiva e reattiva sono sufficienti per far fronte alle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 senza violare i limiti di sicurezza operativa;
 - d) la gestione dell'area di controllo del **Gestore** si trova e resterà entro i limiti di sicurezza operativa anche dopo l'attivazione di contromisure a seguito del verificarsi di una contingenza prevista nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 sopra richiamato.

2. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di allerta se:
 - a) la tensione e i flussi di potenza sono entro i limiti di sicurezza operativa definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485; e
 - b) la capacità di riserva del **Gestore** è ridotta di oltre il 20 % per più di 30 minuti rispetto al fabbisogno minimo necessario per garantire lo stato normale di funzionamento del sistema come da precedente punto 1) lettera c) e non è possibile compensare tale riduzione nella gestione del sistema in tempo reale; o

- c) la frequenza soddisfa i seguenti criteri:
 - i) il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario non è superiore alla deviazione massima della frequenza in regime stazionario (200 mHz); e
 - ii) il valore assoluto della deviazione della frequenza del sistema in regime stazionario è stato costantemente superiore al 50 % della deviazione massima della frequenza in regime stazionario (100 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di attivazione dello stato di allerta (5 minuti) oppure è stato costantemente superiore all'intervallo di frequenza standard (50 mHz) per un periodo di tempo superiore al tempo di ripristino della frequenza (15 minuti); o
 - d) almeno una delle contingenze previste nella lista delle contingenze definita conformemente all'articolo 33 del Regolamento (UE) 2017/1485 comporta una violazione dei limiti di sicurezza operativa del **Gestore**, anche in seguito all'attivazione delle contromisure.
3. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di emergenza se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:
- a) si è verificata almeno una violazione dei limiti di sicurezza operativa del TSO definiti conformemente all'articolo 25 del Regolamento (UE) 2017/1485;
 - b) la frequenza non soddisfa i criteri relativi allo stato normale e allo stato di allerta di cui ai paragrafi 1 e 2;
 - c) è stata attivata almeno una delle misure contemplate dal **Piano di Difesa** del sistema del **Gestore**;
 - d) si è verificato un guasto nel funzionamento degli strumenti, dei mezzi e delle attrezzature di cui all'articolo 24, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 2017/1485 che ne ha causato l'indisponibilità per oltre 30 minuti.
4. Il sistema di trasmissione si trova nello stato di blackout se è soddisfatta almeno una delle condizioni di seguito elencate:

- a) perdita di oltre il 50 % del carico nell'area di controllo del **Gestore**;
- b) assenza totale di tensione per almeno tre minuti nell'area di controllo del **Gestore**, con conseguente attivazione dei piani di ripristino.

I valori limiti relativi alla frequenza indicati negli stati di funzionamento del sistema precedentemente descritti fanno riferimento alla tabella “Parametri qualitativi della frequenza” di cui all’Allegato III del Regolamento (UE) 2017/1485 di seguito riportata:

	Europa Continentale
<i>Gamma di frequenze standard</i>	± 50 mHz
<i>Massima deviazione istantanea di frequenza</i>	800 mHz
<i>Massima deviazione di frequenza in regime stazionario</i>	200 mHz
<i>Tempo di recupero della frequenza</i>	non utilizzato
<i>Intervallo di recupero della frequenza</i>	non utilizzato
<i>Tempo di ripristino della frequenza</i>	15 minuti
<i>Intervallo di ripristino della frequenza</i>	non utilizzato
<i>Tempo di attivazione dello stato di allerta</i>	5 minuti

10.4.1 Procedure manuali ed automatiche per il riconoscimento degli stati del Sistema Elettrico Controllato (SEC)

10.4.1.1 Classificazione delle contingenze per le analisi di sicurezza

Con riferimento a porzioni di **SEC**, il **Gestore** considera nella verifica di sicurezza le seguenti contingenze, classificate come da definizioni (art. 3) del Regolamento (EU) 2017/1485 e tenendo conto della metodologia approvata

da ACER nel documento “Methodology for coordinating operational security analysis” (**CSAM**) ai sensi dell’art. 75 del medesimo Regolamento:

- contingenze ordinarie, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate in ogni condizione di funzionamento del **SEC** e qualunque siano le condizioni meteorologiche, strutturali, impiantistiche e di vetustà;
- contingenze eccezionali, per la verifica della “sicurezza N-1”: tali contingenze vengono simulate in accordo ai criteri del **CSAM** (Title 3 Chapter 1) in presenza di condizioni strutturali e/o temporanee che determinano per alcuni elementi del SEC un incremento della possibile occorrenza delle contingenze stesse;
- contingenze straordinarie (*out of range*): tali contingenze non vengono normalmente simulate per la verifica della sicurezza N-1.

Nella progettazione del **Piano di Difesa** si considerano le contingenze credibili, prevedibili, probabili e controllabili, con lo scopo di mantenere la stabilità del sistema a seguito del verificarsi di esse.

10.4.1.2 **Procedure di riconoscimento**

Il **Gestore** riconosce le condizioni di funzionamento del **SEC** o di una singola porzione di esso attraverso:

- (a) il monitoraggio individuale della riserva per il contenimento della frequenza (**FCR**), della riserva per il ripristino della frequenza (**FRR**) e della riserva di sostituzione come definite ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485;
- (b) le misure relative al funzionamento degli elementi di rete (es. tensioni e correnti);
- (c) il monitoraggio della frequenza;
- (d) il funzionamento degli strumenti e delle infrastrutture ritenuti critici per la sicurezza;
- (e) il monitoraggio dell’attivazione delle misure del **Piano di Difesa**.

Il **Gestore** inoltre esegue calcoli in N-1 allo scopo di verificare l'eventuale violazione dei limiti di sicurezza operativi e la disponibilità delle più idonee contromisure in relazione alla specifica contingenza. A tal fine, la valutazione di situazioni potenzialmente a rischio viene effettuata mediante strumenti di calcolo numerico per l'analisi di rete, che attiva periodicamente o su evento.

Il **Gestore** si avvale in generale delle indicazioni riportate nei sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ed EMS (Energy Management System) e delle segnalazioni del **Sistema di Difesa**, entrambi disponibili al **Gestore** nell'ambito dell'attività di **bilanciamento**, controllo delle tensioni, della frequenza e dei transiti.

Il **Gestore** si avvale inoltre delle informazioni dalle strutture operative esterne e dalle sale controllo di **Distributori**, **Produttori**, gestori di rete esteri.

10.4.1.3 Monitoraggio e determinazione operativa dello stato di funzionamento del sistema

Nel monitoraggio dello stato di funzionamento del sistema, il **Gestore** tiene conto dei seguenti aspetti:

- a) la deviazione di frequenza in regime stazionario ossia il valore assoluto della deviazione della frequenza dopo il verificarsi di uno sbilanciamento e la successiva stabilizzazione della frequenza del sistema per attivazione della **FCR** (valore calcolato immediatamente dopo il tempo di piena attivazione della **FCR**);
- b) i valori delle tensioni in tutti i nodi del sistema sono espressi in per unità rispetto al valore della tensione di base definita dal **Gestore**;
- c) i valori della riserva **FCR**, **FRR** e riserva di sostituzione vengono considerati su periodo di riferimento stabilito dal **Gestore**;
- d) l'analisi N-1 tiene conto dell'effetto delle contromisure (remedial actions) per ciascuna contingenza simulata;

- e) la perdita di uno strumento o infrastruttura critica è da considerarsi attivante lo stato di emergenza solo se interessa contemporaneamente sia lo strumento stesso sia il suo relativo backup.

Ai fini della determinazione dello stato di funzionamento del sistema, il **Gestore** implementa delle procedure operative che:

- confrontando la deviazione di frequenza al punto a) con i valori di soglia riportati all'interno del Regolamento (UE) 2017/1485 (cfr. paragrafo 10.4 del presente Capitolo);
- confrontando i valori delle tensioni al punto b) con i valori di soglia definiti dal **Gestore**;
- confrontando i valori temporali delle riserve al punto c) con i valori target di dimensionamento, determinando quindi l'eventuale percentuale di riduzione;
- eseguendo continuamente l'analisi di sicurezza N-1 attraverso l'ausilio di strumenti di calcolo numerico;
- calcolando i tempi di fuori servizio degli strumenti critici ai fini della sicurezza

sono in grado di riconoscere selettivamente se il sistema è il stato normale, di allerta, emergenza o black out.

10.4.2 ***Modalità di gestione del SEC nei diversi stati di funzionamento***

Ai fini del mantenimento della sicurezza il **Gestore** gestisce il **SEC** nei vari stati di funzionamento sopra classificati, con l'obiettivo di contrastare prioritariamente il degrado verso stati più critici e ritornare immediatamente dopo allo stato normale. A tale scopo attua le dovute azioni di controllo ed effettua le manovre necessarie, tramite uno o più rilanci, per la rimessa in servizio degli elementi di rete temporaneamente esclusi dai sistemi di protezione intervenuti.

Nello svolgere tale attività il **Gestore** si avvale delle informazioni disponibili per il riconoscimento degli stati di funzionamento del sistema di cui al paragrafo [10.4.1.2](#).

10.4.2.1 **Stato di Allerta**

Nello stato di allerta il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure di contenimento degli effetti delle cause che hanno provocato lo **stato di allerta** (limiti di correnti e/o di tensione) con il duplice obiettivo di evitare che la porzione di **SEC** evolva verso lo stato di emergenza o di black out e di ripristinare le condizioni dello stato normale:

- (a) ordini rivolti ai **produttori** di esercire le **unità di produzione** alla massima eccitazione;
- (b) inserimento automatico o manuale dei dispositivi di **telescatto** o UPDM delle **unità di produzione** nelle **centrali** asservite;
- (c) modifica della topologia di **rete**;
- (d) ordini rivolti ai **distributori** per la variazione della tensione di riferimento dei trasformatori delle **cabine primarie** (variazione del set-point);
- (e) utilizzo delle risorse di **dispacciamento** disponibili per il bilanciamento e ridispacciamento;
- (f) riduzioni/aumenti dello scambio con l'estero con procedure concordate con gli stessi gestori di rete esteri;
- (g) distacchi di **carico**² tramite **BMI**;
- (h) distacchi di gruppi di unità di pompaggio o di **sistemi di accumulo** in fase di assorbimento
- (i) attuazione della modulazione straordinaria lenta a salire e massimizzazione dell'immissione.

² Distacco di carico effettuato da UC e/o UP costituite da **sistemi di accumulo** che erogano il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire in esito alle procedure competitive svolte dal Gestore secondo quanto previsto nel relativo Regolamento.

10.4.2.2 **Stato di Emergenza**

Nello stato di emergenza, al quale il **SEC** può arrivare dallo stato normale o di allerta, il **Gestore** adotta, oltre quanto previsto al paragrafo [10.4.2.1](#), una o più delle seguenti misure per tornare in stato normale evitando, così, che la porzione di **SEC** degradi verso lo **stato di black out**:

- (a) applicazione di contromisure concordate con i gestori di rete confinanti, ai sensi degli articoli 14 e 21 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (b) esecuzione automatica di distacchi di **carico o di generazione** provocati dal **Sistema di Difesa** ed **EAC**, ai sensi degli articoli 15 e 16 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (c) esecuzione di distacchi manuali di **carico** e/o impianti in pompaggio da **BME** e **PESSE**, ai sensi dell'articolo 22 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (d) applicazione della Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale (RIGEDI) di cui all'Allegato A.72 al Codice di rete;
- (e) blocco degli automatismi (blocco Variatori Sotto Carico - VSC) per i trasformatori AT/MT della **RTN** al variare delle tensione della rete rilevante, ai sensi dell'articolo 17 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- (f) superamento transitorio della **NTC**.

10.4.2.3 **Stato di Black Out**

Nello stato di black out, il **Gestore** adotta, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.2.1](#) e [10.4.2.2](#), una o più delle seguenti misure per tornare in stato normale:

- (a) localizzazione del disservizio di rete;
- (b) individuazione del perimetro dell'area disalimentata;
- (c) manovre di circoscrizione della zona affetta da **guasto** permanente.

10.4.2.4 **Stato di Ripristino**

Durante la permanenza nello stato di ripristino, fermo restando quanto previsto ai paragrafi [10.4.2.1](#) e [10.4.2.2](#) e [10.4.2.3](#), il **Gestore** adotta una o più delle seguenti misure per tornare nello stato normale:

- (a) avvio delle procedure di ripristino;
- (b) attuazione del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione**, in caso di **blackout**, compatibilmente con la disponibilità degli impianti;
- (c) rialimentazione progressiva dei **punti di prelievo** e dei **servizi ausiliari**;
- (d) rimagliatura progressiva della **rete**.

10.4.2.5 **Modalità di registrazione delle comunicazioni**

Le comunicazioni scambiate nei vari stati di funzionamento sono registrate con le seguenti modalità:

- (a) con i Titolari di gruppi di generazione di tipo C e D tramite il Sistema Comandi di cui all'allegato A.34 al presente Codice di rete e tramite il Sistema Comandi Web: variazione dei dati tecnici GAUDÌ il cui manuale è disponibile sul sito internet del **Gestore della rete**.
- (b) con i Titolari di gruppi di generazione di tipo B tramite il **Sistema di Difesa** o mediante i sistemi di registrazione dei comandi in uso ai **Distributori**;
- (c) con i Fornitori di Servizi di Difesa tramite il Sistema di Difesa;
- (d) con i Gestori esteri tramite fax o e-mail o registrazione vocale;
- (e) con i soggetti interessati all'applicazione del **PESSE** secondo le modalità indicate nell'Allegato A.20 al presente Codice di rete;
- (f) con i soggetti che forniscono il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire tramite e-mail o tramite **BMI**;
- (g) con i **Distributori** interessati all'applicazione della procedura di cui all'Allegato A.72 al presente Codice di rete, tramite e-mail o **Sistema di Difesa**.

Le comunicazioni di cui alle precedenti lettere, in una qualsiasi situazione critica o nei casi d'indisponibilità dei mezzi di comunicazione predisposti, nonché le comunicazioni non comprese nelle precedenti lettere che comunque avvengano tra **Gestore** e operatori esterni, possono essere effettuate per telefono ricorrendo motivi di urgenza.

In tal caso non appena possibile e comunque al ripristino delle condizioni normali, le informazioni rilevanti sono confermate a mezzo e-mail e riportate sinteticamente in appositi registri tenuti dal **Gestore** e dagli operatori interessati.

10.4.3 Prestazioni dei sistemi di controllo e di telecomunicazione

10.4.3.1 Sistemi di controllo

I sistemi per il controllo della **rete** e la conduzione degli impianti sono dotati di adeguate riserve calde per assicurare la continuità delle funzioni operative in tutte le condizioni di funzionamento del **SEC** citate, nonché in condizioni di **guasto** o anomalie interne dei sistemi stessi.

In particolare ciascun **sistema di controllo**, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, è dotato di una propria riserva automatica computerizzata secondo procedure di recovery predefinite.

Inoltre, in caso di completa **indisponibilità** dell'intero **sistema di controllo**, dedicato ad una specifica porzione di **SEC**, per cause esterne, è prevista la presa in carico delle operazioni dagli altri **sistemi di controllo** presenti nel territorio nazionale.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla **rete** elettrica e da un

gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento del **SEC** negli stati di black out e di ripristino.

10.4.3.2 Sistemi di telecomunicazioni

Per tutte le condizioni di funzionamento citate i sistemi di telecomunicazione sono sempre dotati di collegamenti ridondati, ove possibile con vie di connessione fisicamente diverse, al fine di garantire gli elevati obiettivi di disponibilità e affidabilità. Le reti utilizzate presentano caratteristiche standard con protocollo di trasporto TCP/IP.

In particolare la rete di telecomunicazioni che interconnette tra di loro i vari centri di raccolta delle informazioni e i **sistemi di controllo** stessi, adotta una configurazione magliata con tecniche di instradamento automatico delle connessioni. I protocolli di routing devono garantire che il trasferimento delle informazioni non sia influenzato dalle eventuali **congestioni**, secondo il criterio N-1 applicato ai sistemi per la trasmissione dati.

Le comunicazioni telefoniche operative tra le diverse sedi dei **sistemi di controllo** e le sedi rilevanti degli **Utenti** devono adottare soluzioni di riserva (connessione satellitare), che consentano la continuità del servizio anche in caso di indisponibilità o di congestione della rete primaria di telefonia.

L'alimentazione elettrica di tutti gli apparati, calcolatori e altro è dotata di sistemi di continuità (UPS), alimentati a loro volta dalla **rete** elettrica e da un gruppo elettrogeno dedicato in caso di funzionamento negli stati di black out e ripristino, in grado di assicurare la continuità di funzionamento per almeno 24 ore.

Il sistema di trasmissione dati deve essere separato dalle reti informatiche di tipo gestionale e dotato di sistemi di protezione/autenticazione che impediscono l'accesso indesiderato e riducano il rischio di attacchi informatici.

10.4.3.3 Sistemi di teleconduzione

Il sistema di teleconduzione deve assicurare lo svolgimento da remoto delle manovre e la gestione delle informazioni e degli allarmi degli impianti del **SEC** in tutti gli stati di funzionamento citati, in particolare durante lo stato di ripristino.

Oltre ai requisiti previsti al paragrafo [10.4.3.1](#) per i **sistemi di controllo**, detto sistema è dotato di postazioni decentrate per la conduzione da remoto anche in condizioni di fuori servizio e inagibilità dei centri principali (teleconduzione in emergenza).

È altresì assicurata la possibilità di eseguire le manovre sugli impianti tramite l'intervento del personale reperibile direttamente in locale.

10.4.3.4 Obblighi degli Utenti della rete e dei Titolari di porzioni di RTN

Gli **Utenti della rete** nonché i **Titolari di porzioni di RTN** devono garantire la connessione dei propri impianti con i punti di accesso adibiti dal **Gestore** alla comunicazione con i centri di controllo.

Le caratteristiche di connessione, i protocolli impiegati e le modalità di sicurezza sono indicati negli Allegati A.6 e A.13 del Codice di Rete.

I soggetti coinvolti nell'esecuzione del **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** devono dotarsi di un sistema di comunicazione telefonica come specificato nell'Allegato A.10 al presente Codice di rete. Tali sistemi devono garantire l'interoperabilità e l'univoca identificazione, nel minor tempo possibile, delle chiamate in ingresso.

10.5 PIANO DI DIFESA

Il **Piano di Difesa** di cui all'Allegato A.9 al presente Codice di rete, elaborato dal **Gestore** conformemente a quanto previsto all'articolo 11 del Regolamento (UE) 2017/2196, contiene i seguenti elementi:

- I. Piano di alleggerimento (*Automatic under-frequency control scheme*) rappresentato da uno schema di distacco del carico al raggiungimento delle soglie di frequenza e derivata della frequenza specificati all'interno dell'Allegato 12 al presente Codice di rete, in conformità all'articolo 15 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- II. Piano in sovralfrequenza (*Automatic over-frequency control scheme*) rappresentato da uno schema per la riduzione automatica della generazione al raggiungimento delle soglie di frequenza e derivata della frequenza specificati nell'Allegato A.12 al presente Codice di rete, in conformità all'articolo 16 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- III. Piano manuale ed automatico contro il collasso di tensione (*Automatic scheme against voltage collapse*), in conformità all'articolo 17 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- IV. Procedure di gestione delle deviazioni di frequenza (*Frequency deviation management procedure*) che comprendono l'insieme delle misure previste dal Piano di Difesa quando il valore di frequenza nell'area sincrona porta il sistema in stato di allerta, in conformità all'articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- V. Procedure di gestione delle deviazioni di tensione (*Voltage deviation management procedure*) che comprendono la gestione di tutte le risorse disponibili ed efficaci nell'area quando la tensione in alcuni nodi del sistema è al di fuori dei limiti di sicurezza operativi stabiliti dal **Gestore**, in conformità all'articolo 19 del Regolamento (UE) 2017/2196.

- VI. Procedure di gestione dei flussi di potenza (*Power flow management procedure*) che comprendono l'insieme delle misure previste dal Piano di Difesa quando si realizzano flussi di potenza al di fuori dei limiti di sicurezza operativi stabiliti dal **Gestore**, in conformità all'articolo 20 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- VII. Procedure di assistenza per la potenza attiva che comprendono l'insieme delle misure previste dal **Piano di Difesa** attuate attraverso le risorse disponibili nell'area di controllo del **Gestore** e il supporto dei gestori di rete confinanti per fronteggiare problemi di adeguatezza in D-1 e in D, in conformità all'articolo 21 del Regolamento (UE) 2017/2196.
- VIII. Procedure di disconnessione manuale della domanda (*Manual demand disconnection procedure*) in conformità all'articolo 22 del Regolamento (UE) 2017/2196. Tali procedure sono applicate a seguito della richiesta di assistenza ai gestori di rete confinanti. Dette procedure includono il sistema d'interruzione telecomandata dei carichi di utenze (**BME**), il Banco Manovra Interrompibili (**BMI**) e il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (**PESSE**) descritto nell'Allegato A.20.

10.5.1 Misure per la gestione delle stazioni rilevanti della RTN in condizioni di emergenza

Al fine di consentire la piena operatività delle Stazioni Elettriche del **Gestore**, essenziali per la gestione della **RTN** in condizioni di emergenza e riaccensione, i **Distributori** devono garantire l'esclusione dai piani di alleggerimento di carico (**EAC**, **PESSE**, **BME**) delle linee che alimentano i servizi ausiliari delle suddette Stazioni Elettriche.

10.6 PIANO DI RIALIMENTAZIONE E RIACCENSIONE

Il **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** (nel seguito PdRR) di cui all'Allegato A.10 al presente Codice di rete rappresenta l'insieme delle misure tecniche e organizzative necessarie per riportare il sistema allo stato normale. In particolare, tale Piano, elaborato in conformità all'articolo 23 del Regolamento (UE) 2017/2196, comprende l'insieme delle informazioni e delle disposizioni necessarie alle Unità responsabili del controllo e della conduzione degli impianti del sistema elettrico per consentire:

- la gestione degli stati di blackout e quindi ripristino delle condizioni normali del sistema;
- il coordinamento degli stati menzionati al punto precedente tra tutti gli operatori di rete del sistema interconnesso;
- la preparazione e l'esecuzione dei test di riaccensione e rialimentazione, comprensivi degli studi di rete a supporto e tool, per il ripristino affidabile, efficiente e veloce dello stato di funzionamento normale del sistema da quelli di emergenze o blackout.

Le principali procedure di cui si compone il **PdRR** del **Gestore**, sono riportate nel seguito:

- procedure di re-energizzazione che comprendono sia le strategie di rialimentazione (*top-down restoration strategies*) condivise con i gestori di rete confinanti sia le strategie di riaccensione (*bottom-up re-energization strategies*), in conformità agli articoli 26 e 27 del Regolamento (UE) 2017/2196;
- procedure di gestione della frequenza che comprendono l'insieme delle misure per ripristinare la frequenza al valore nominale le cui modalità operative sono stabilite all'interno dell'Allegato A.10 al presente Codice

di rete, in conformità agli articoli 28, 29, 30 e 31 del Regolamento (UE) 2017/2196;

- procedure di risincronizzazione che comprendono l'insieme delle misure necessarie per riconnettere porzioni di reti sincrone eventualmente rialimentate in precedenza le cui modalità operative sono stabilite all'interno dell'Allegato A.10 al presente Codice di rete, in conformità agli articoli 32, 33 e 34 del Regolamento (UE) 2017/2196.

10.7 VERIFICHE PERIODICHE

10.7.1 Criteri e finalità delle verifiche

Al fine di accertare l'affidabilità degli impianti coinvolti nel **Piano di Difesa** e nel **PdRR**, il Gestore definisce procedure per la verifica delle funzioni di ripartenza autonoma e di **rifiuto di carico**.

La verifica delle funzioni di ripartenza autonoma si realizza attraverso prove di distacco dalla rete delle centrali di prima riaccensione, o in alternativa attraverso un semplice avvio a seguito di fermate programmate, con ripartenza in condizioni di **black start up**.

I soggetti interessati dalle verifiche di cui sopra sono tenuti a cooperare con il **Gestore** ai fini dello svolgimento delle verifiche anche consentendo l'accesso agli impianti nel rispetto e con le modalità della procedura definiti nell'Allegato A.18 e A.19 al presente Codice di Rete.

10.7.1.1 Prove d'applicazione del Piano di Rialimentazione e Riaccensione

Il **Gestore** richiede e coordina le prove periodiche che consistono nella esecuzione controllata delle sequenze di manovra che formano il **PdRR**.

Il **Gestore** dà **comunicazione**, con congruo anticipo, della data di inizio e della durata delle suddette prove, ai **Titolari di porzioni di RTN**, ai **Distributori** e ai **Produttori** interessati dalle suddette prove periodiche.

L'esecuzione delle prove è effettuata con adeguata assistenza di personale qualificato e contenendo il disturbo all'**utenza**.

Durante l'esecuzione delle prove il **Gestore** non garantisce gli standard di sicurezza e di qualità nella porzione di sistema interessato.

Scopo principale delle prove è la verifica:

- della fattibilità delle direttrici di rialimentazione, di riaccensione e di nuclei di ripartenza;
- della capacità di avviamento autonomo delle **centrali** di ripartenza autonoma (RA), della capacità dei **gruppi di generazione** termoelettrici (**centrali** di ripartenza non autonoma - RNA) di effettuare correttamente la manovra di rifiuto di carico, di permanere in condizioni di funzionamento stabile sui propri **servizi ausiliari** e di riconnettersi stabilmente alla direttrice creata;
- della capacità delle unità di produzione che partecipano al **Piano di Rialimentazione e Riaccensione** di effettuare la necessaria regolazione della frequenza e della tensione fino alla riconnessione stabile con la rete;
- della capacità dei sistemi di conduzione delle **cabine primarie** delle reti di distribuzione di eseguire le manovre richieste;
- del coordinamento tra TSO (rialimentazione dall'estero) e tra unità operative del **Gestore**;
- dell'addestramento degli operatori.

10.7.1.2 Prove di ripartenza autonoma e di rifiuto di carico

Le **centrali** RA e RNA sono oggetto di verifica periodica anche al di fuori delle prove di cui sopra. A tal fine il **Gestore** richiede ai **produttori**, secondo modalità stabilite dal **Gestore** stesso, di pianificare e documentare in appositi registri le prove eseguite a loro cura.

10.8 DISPOSIZIONI PER LA FASE TRANSITORIA DI IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE

Le disposizioni riportate nel presente paragrafo trovano applicazione, come puntualmente indicato di seguito, a complemento o in sostituzione delle disposizioni dei precedenti paragrafi per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE, vale a dire dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, così come definita ai sensi della Delibera 304/2024 e disciplinata nella Sezione 28.3 del TIDE.

In particolare, per la fase transitoria, con riferimento a tutti i paragrafi precedenti, i riferimenti al **BRP** e **BSP** sono da intendersi come riferimenti all'**Utente del dispacciamento** vale a dire il soggetto che ha stipulato con il **Gestore della rete** il **contratto di dispacciamento** di cui all'Allegato A.26 del Codice di Rete. Pertanto, le prescrizioni poste in capo al **BRP/BSP** devono essere considerate come poste in capo all'**utente del dispacciamento**.

CAPITOLO 11

QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

INDICE

<i>CAPITOLO 11 – QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE</i>	2
11.1 OGGETTO.....	2
11.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
11.3 OBBLIGHI GENERALI	3
11.4 CLASSIFICAZIONE E REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI	6
11.5 RILEVAZIONE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE.....	8
11.6 INDICI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO.....	9
11.7 LIVELLI ATTESI DI QUALITÀ.....	10
11.8 POTENZA DI CORTO CIRCUITO	11
11.9 INCIDENTI RILEVANTI	12
11.10 SERVIZIO DI INTERROMPIBILITÀ.....	12
11.11 DATI E INFORMAZIONI DA INVIARE ALL'AUTORITA'	13
11.12 SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITA'.....	13
11.13 COMPARTECIPAZIONE DEL GESTORE AI RIMBORSI PER INTERRUZIONI PROLUNGATE O ESTESE.....	14
11.14 COMPARTECIPAZIONE DI TERNA ALLE PENALITÀ PER MANCATO RISPETTO DI LIVELLI SPECIFICI DI CONTINUITA' PER UTENTI MT.....	15
11.15 COMUNICAZIONE INDIVIDUALE PER GLI UTENTI AT	15
11.16 INDICI DELLE INDISPONIBILITÀ DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI LA RTN	17
11.17 RAPPORTO ANNUALE SULLA QUALITÀ E SUGLI ALTRI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	17
<i>APPENDICE A</i>	18
DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO	18

CAPITOLO 11 – QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

11.1 OGGETTO

11.1.1 Il presente capitolo ha ad oggetto la qualità del servizio di trasmissione.

11.1.2 Il mantenimento di un elevato standard qualitativo del servizio di trasmissione rappresenta un obiettivo costante del **Gestore**. La qualità del servizio di trasmissione può essere definita in relazione alla continuità del servizio e alla qualità della tensione.

11.1.3 La continuità del servizio va intesa come mancanza di **interruzioni** nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità della tensione considera le caratteristiche della tensione quali ad esempio la frequenza, l'ampiezza e la forma d'onda.

11.1.4 La qualità del servizio è misurata attraverso gli indici di cui al paragrafo 11.6.

11.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

11.2.1 Le prescrizioni del presente capitolo si applicano, oltre che al **Gestore**, agli **Utenti della rete** direttamente e indirettamente connessi alla **RTN** secondo quanto previsto nel documento Allegato A.54 di cui all'Appendice A del presente Capitolo ed in particolare, per quanto di rispettiva competenza, ai seguenti soggetti:

- (a) **Produttori** (o titolari di **unità di produzione**);
- (b) **Clienti finali** (o titolari di **unità di consumo**);
- (c) **Distributori** (o **imprese distributrici**);

- (d) Gestori di altre reti elettriche.

11.3 **OBBLIGHI GENERALI**

11.3.1 Poiché la rete elettrica va considerata come sistema unico, una migliore qualità del servizio, è conseguenza non solo dell'attività dei soggetti operanti nella produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, ma anche di una corretta progettazione, installazione, gestione e manutenzione di impianti ed apparecchiature che utilizzano l'energia elettrica.

11.3.2 **Il Gestore:**

- (a) definisce le modalità di connessione alla **RTN**, anche tenendo conto delle caratteristiche dell'impianto dichiarate degli **Utenti** in sede di richiesta di connessione, secondo i criteri e le modalità riportate nel [Capitolo 1](#) del presente Codice di rete;
- (b) gestisce la **RTN** nei limiti delle prestazioni indicate nel [Capitolo 1](#), avvalendosi dei servizi di regolazione di cui al [Capitolo 4](#) e dei mezzi di compensazione della potenza reattiva disponibili;
- (c) vincola il funzionamento della RTN alle esigenze di qualità del servizio, ad eccezione delle zone in cui la sicurezza è prioritaria come riportato al Capitolo 10;
- (d) stabilisce i criteri di protezione ed elabora i piani di taratura dei sistemi di protezione della **rete rilevante** come riportato al [Capitolo 3](#);
- (e) stabilisce i criteri e le procedure di regolazione della frequenza e della tensione come riportato al [Capitolo 1](#) ed al [Capitolo 4](#);

- (f) elabora piani per l'installazione di mezzi di compensazione della **potenza reattiva** per il miglioramento del regime di tensione come riportato al Capitolo 1.

11.3.3 I **Distributori** interoperanti con la **RTN** hanno l'obbligo di:

- (a) definire le modalità di collegamento degli **Utenti** alla propria rete in modo da contenere l'immissione dei disturbi sulla **RTN** nei limiti indicati nel Capitolo 1;
- (b) realizzare, esercire e mantenere la loro rete nel rispetto delle prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al Capitolo 1 e di quanto riportato nel **Contratto di Servizio** nei casi in cui quest'ultimo è applicabile;
- (c) rispettare i piani di inserzione e disinserione delle batterie di condensatori di rifasamento come riportato nel Capitolo1, paragrafo 1B.6.4, del presente Codice di rete;
- (d) trasferire le necessarie obbligazioni ai **produttori** ed ai **clienti finali**; in particolare gli utenti devono contenere l'assorbimento di **potenza reattiva** nei periodi di **carico** elevato e limitare la produzione della stessa potenza nei periodi di basso **carico**, come indicato nel Capitolo 1, sezione 1B.6.4, del presente Codice di rete;
- (e) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore** come riportato al Capitolo 3, paragrafo 3.3.11 del presente Codice di rete;
- (f) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio come riportato al **Capitolo 3** del presente Codice di rete;
- (g) concludere le convenzioni di cui all'art. 6 della Deliberazione 250/04 dell'**Autorità** al fine di garantire l'adempimento delle disposizioni del

Codice di rete da parte dei soggetti **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diversi dal **Gestore** e dalle **imprese distributrici**.

11.3.4 I **Produttori** hanno l'obbligo di:

- (a) eseguire gli ordini di dispacciamento relativi alle regolazioni di tensione e di frequenza come riportato nel Capitolo 4, sezione [4.4](#), del presente Codice di rete;
- (b) mantenere in efficienza gli apparati di regolazione di tensione e frequenza dei propri **impianti di produzione** come riportato nel Capitolo 4, sezione [4.4](#), del presente Codice di rete;
- (c) realizzare, esercire e mantenere i propri impianti nel rispetto delle prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al [Capitolo 1](#) e di quanto riportato nel **Contratto di Servizio**, nei casi in cui quest'ultimo è applicabile;
- (d) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore** come riportato nel Capitolo 3, sezione [3.3.11](#), del presente Codice di rete;
- (e) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio.

11.3.5 I **Clienti finali** ed i gestori di **reti** diverse da **reti con obbligo di connessione di terzi** connesse alla **RTN** hanno l'obbligo di:

- (a) rispettare le prescrizioni dettate dalle **Regole Tecniche** di cui al [Capitolo 1](#);
- (b) mantenere in funzione le parti di impianto preposte a limitare l'immissione di disturbi in rete nei limiti dichiarati all'atto della connessione come riportato al Capitolo 1, sezione [1B.7.1](#);
- (c) rispettare i criteri e/o i piani di taratura dei sistemi di protezione stabiliti dal **Gestore** come riportato al Capitolo 3, sezione [3.3.11](#);

- (d) fornire dati ed elementi necessari al monitoraggio della qualità del servizio come riportato al Capitolo 1, sezione [1B.7.3.2](#).

11.4 CLASSIFICAZIONE E REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI

11.4.1 Il **Gestore** classifica le **interruzioni** che si verificano sulla **rete rilevante** secondo quanto previsto nell'Allegato A.54 "Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo e, in particolare, con riferimento a:

- (a) tipo di **interruzione**:
- (i) **interruzioni lunghe** (durata > 3 min);
 - (ii) **interruzioni brevi** (1s < durata ≤ 3 min);
 - (iii) **interruzioni transitorie** (durata ≤ 1 s).
- (b) origine della **interruzione**:
- (i) rete **AAT** a 380 kV;
 - (ii) rete **AAT** a 220 kV;
 - (iii) rete **AT** a 150 kV;
 - (iv) rete **AT** a 132 - 120 kV;
 - (v) rete **AT** ≤ 100kV;
 - (vi) impianti **MT**;
 - (vii) reti estere interconnesse;
 - (viii) altre reti.
- (c) causa della **interruzione**, relativamente a:
- (i) cause di insufficienza di risorse;
 - (ii) cause di forza maggiore;

- (iii) cause esterne;
 - (iv) altre cause, non comprese nei punti precedenti, inclusi anche gli interventi non selettivi dei relè di protezione e il superamento della portata di sicurezza degli elementi di rete;
 - (v) disalimentazioni programmate.
- (d) numero ed elenco degli utenti che hanno subito l'interruzione.

Una definizione puntuale delle cause delle **interruzioni** è contenuta nell'allegato A.54.

11.4.2 Il **Gestore** classifica le **interruzioni**, oltre che sulla base di quanto previsto al precedente paragrafo [11.4.1](#), anche in relazione a:

- (a) lo stato di configurazione della rete all'istante immediatamente precedente l'inizio della **interruzione**, relativamente a:
 - (i) rete magliata;
 - (ii) alimentazioni radiali, comprese derivazioni rigide a "T";
 - (iii) alimentazioni radiali per indisponibilità di altri collegamenti;
 - (iv) alimentazioni radiali per ragioni contingenti di esercizio;
 - (v) rete isolata.
- (b) lo stato di **connessione** del sito **Utente** alla **RTN**.
- (c) per ciascun **utente** disalimentato l'istante di inizio e l'istante di fine della **disalimentazione** e la potenza interrotta al momento della **disalimentazione**.

11.4.3 Nell'allegato A.54 "Classificazione e registrazione delle **interruzioni** degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo sono definite le modalità di registrazione e di documentazione delle disalimentazioni, ed in particolare la documentazione da conservare per la dimostrazione degli elementi non documentabili tramite sistemi automatici di rilevazione e **telecontrollo**.

11.4.4 Il **Gestore** adotta le misure necessarie a coordinare il proprio sistema di registrazione delle **interruzioni** con quelli dei gestori delle **reti di distribuzione** in **AT** connesse alla **RTN**, ove possibile in base all'estensione e all'integrazione funzionale dei sistemi di **telecontrollo** o, ove ciò non sia possibile, anche attraverso procedure non automatiche, con particolare riferimento alla:

- (a) registrazione completa delle aperture degli interruttori, anche laddove non diano luogo a **disalimentazione** o a **interruzione transitoria**, e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi ai gestori delle reti (le cui linee si attestano su **siti di connessione** della **RTN**) da parte del **Gestore**;
- (b) registrazione completa delle aperture degli interruttori, anche laddove non diano luogo a **disalimentazione** o a **interruzione transitoria**, e la comunicazione periodica, di norma settimanale salvo diverso accordo tra le parti, di tali eventi al **Gestore** da parte di gestori delle reti sui cui impianti si attestano linee della **RTN**;
- (c) rilevazione dell'istante di inizio e dell'istante di fine e l'attribuzione dell'origine e delle cause per le **disalimentazioni** provocate da scatti contemporanei sulla **RTN** e sulle **reti di distribuzione** in **AT**, nonché per le **disalimentazioni** di utenti delle **reti di distribuzione** in **AT** provvisoriamente alimentati solo dalla **RTN** o viceversa;
- (d) rilevazione della potenza interrotta per i **siti di connessione** non direttamente telecontrollati.

11.5 RILEVAZIONE DELLA QUALITÀ DELLA TENSIONE

11.5.1 Le caratteristiche della tensione sono:

- (a) le variazioni lente e rapide della tensione a frequenza industriale;

- (b) i **buchi di tensione**, aggregati per fasce di durata, di abbassamento di tensione e fasi coinvolte;
- (c) la **fluttuazione della tensione** a breve e a lungo termine (**flicker**);
- (d) la **distorsione armonica**;
- (e) il grado di asimmetria della tensione trifase;
- (f) le variazioni della frequenza;
- (g) le interruzioni transitorie;
- (h) le sovratensioni.

11.5.2 Nell'allegato A.55 "Caratteristiche di tensione sulla RTN: criteri di misura", di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo, sono definite le modalità di rilevazione delle caratteristiche di cui sopra.

11.5.3 Le grandezze di cui sopra sono rilevate a campione mediante campagne specifiche di misurazione, anche su richiesta degli **Utenti della rete**.

11.5.4 Gli **Utenti della rete** hanno la facoltà di richiedere di partecipare alle campagne di misura, contribuendo ai costi di installazione e gestione degli apparecchi di registrazione, così come definiti dal **Gestore**.

11.6 INDICI DI QUALITÀ DEL SERVIZIO

11.6.1 Ai fini della definizione della qualità del servizio di trasmissione sono qui indicate le modalità di determinazione dei seguenti indici:

- (a) indici di continuità, ed in particolare:
 - (i) numero medio di disalimentazioni brevi (SAIFI) e lunghe (MAIFI) per **utente**;
 - (ii) energia non fornita per le **disalimentazioni** (ENS);

- (iii) energia non ritirata dalle **unità di produzione** (ENR);
 - (iv) ENS-U netta ed ENR-U netta;
 - (v) tempo medio di **disalimentazione** di sistema (AIT);
 - (vi) durata media delle **interruzioni** lunghe per **utente** (DMI);
 - (vii) indici della qualità del servizio di trasmissione soggetti al meccanismo di incentivazione previsti dall'Allegato A alla delibera dell'Autorità 55/2024/R/eel (ENSR);
- (b) indici di qualità della tensione di cui al paragrafo [11.5.1](#).

Gli indici di cui alla lettera a) sono calcolati secondo le modalità riportate nell'allegato A.54 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

Gli indici di cui alla lettera b) sono calcolati secondo le modalità riportate nell'allegato A.55 di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

- 11.6.2 Il **Gestore** rende disponibile un sistema di interrogazione degli indici di qualità della tensione al quale possono accedere i soggetti interessati dalle campagne di misura.

11.7 LIVELLI ATTESI DI QUALITÀ

- 11.7.1 Sulla base dei risultati di campagne di misura a campione di cui al paragrafo [11.5.4](#), il **Gestore** definisce e pubblica sul proprio sito internet entro il 30 giugno di ogni anno i livelli attesi di qualità della tensione, anche differenziandoli per livelli di tensione, relativamente a:
- (a) valore massimo, per singolo **utente**, del numero annuo di **interruzioni transitorie**;

- (b) valore massimo, per singolo **utente**, del numero di **buchi di tensione**, separatamente per fasce di durata, di abbassamento di tensione e fasi coinvolte;
- (c) valore massimo del livello di **distorsione armonica totale**;
- (d) valore massimo del grado di asimmetria della tensione trifase;
- (e) valore massimo degli indici di severità della **fluttuazione della tensione** a breve e lungo termine (**flicker**);
- (f) variazioni della frequenza;
- (g) variazioni della tensione.

11.7.2 Il **Gestore** pubblica altresì sul proprio sito internet, entro il 30 giugno di ogni anno, i livelli massimo e minimo del valore efficace della tensione per il 100% del tempo in **condizione normale** e in **condizione di allarme**, per ciascun **sito di connessione** alla **RTN**, nonché i livelli massimo e minimo della tensione in relazione alla **tensione nominale**.

11.7.3 Il **Gestore** può definire, anche sulla base dei dati storici di continuità del servizio, specifici livelli attesi con riferimento agli indicatori di continuità del servizio di cui al paragrafo 11.6.1, lettera a), fermo restando quanto definito al riguardo dall'**Autorità**.

11.8 POTENZA DI CORTO CIRCUITO

11.8.1 Nei singoli nodi della **RTN** la **potenza di corto circuito (Pcc)** convenzionale è calcolata con la seguente espressione (norma CEI 11-25):

$$P_{cc} = \sqrt{3} * V * I_{cc} \quad (MVA)$$

dove:

V = tensione concatenata nominale della rete (kV)

I_{cc} = corrente di corto circuito trifase convenzionale nel nodo (kA)

- 11.8.2 I criteri per la determinazione dei valori minimo e massimo di **potenza di corto circuito** trifase convenzionale, in conformità con le norme tecniche vigenti, sono riportati nell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.
- 11.8.3 Il valore della **potenza di corto circuito** per ciascun **sito di connessione** deve essere superiore o uguale per il 95% delle ore dell'anno al valore minimo convenzionale.
- 11.8.4 Il **Gestore** rende disponibili sul proprio sito internet i valori minimi e massimi della **potenza di corto circuito** convenzionali per ciascun **sito di connessione**.

11.9 INCIDENTI RILEVANTI

- 11.9.1 Il Gestore invia all'Autorità un rapporto per ogni incidente rilevante sulla RTN entro 90 giorni dal verificarsi dello stesso. Il rapporto contiene una descrizione dettagliata dell'evento con l'indicazione degli effetti, delle azioni messe in atto per fronteggiare la situazione e ridurre le conseguenze dell'incidente rilevante nonché l'allocazione delle responsabilità.

11.10 SERVIZIO DI INTERROMPIBILITÀ

- 11.10.1 Le modalità di gestione dei clienti interrompibili sono riportate nel Capitolo 4, del presente Codice di rete.

11.10.2 Le **interruzioni** gestite nell'ambito del **servizio di interrompibilità** e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza sono computate come **interruzioni** solo nel caso accidentale in cui provochino **interruzione** ad altri utenti della **rete** diversi da quelli che hanno sottoscritto i contratti di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza.

11.10.3 Con cadenza annuale il **Gestore** indica il ricorso effettuato ai servizi di interrompibilità e di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica per la sicurezza nel corso dell'anno, con evidenza del numero di **utenti** interessati, della tipologia di servizi e della loro frequenza e durata, anche con disaggregazione su base regionale.

11.11 DATI E INFORMAZIONI DA INVIARE ALL'AUTORITÀ

11.11.1 Il **Gestore** comunica annualmente all'**Autorità** entro il 15 maggio dell'anno successivo a quello di riferimento

- a) l'elenco completo delle **interruzioni** registrate;
- b) gli indicatori delle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN ai sensi dell'articolo 36.1 dell'Allegato A alla delibera 55/2024/R/eel.

11.12 SERVIZI RESI DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA CONTINUITÀ

11.12.1 Entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferisce la prestazione, il **Gestore** regola con le **imprese distributrici** le partite economiche relative ai servizi di mitigazione resi dalle medesime imprese alle condizioni di cui all'Allegato A alla delibera dell'Autorità 55/2024/R/eel.

11.12.2 I servizi di mitigazione resi dalle **imprese distributrici** sono regolati secondo quanto riportato nell'allegato A.66 "Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici" di cui all'[Appendice A](#) del presente capitolo.

11.12.3 Entro il 30 luglio di ogni anno le imprese distributrici con almeno un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente o indirettamente connesso alla **RTN** comunicano a Terna, congiuntamente ai dati di cui al Capitolo 2, paragrafo 2.7.1.1, i dati indicati all'articolo 66.5 dell'Allegato A alla delibera 617/2023/R/eel. Tali dati sono trasmessi secondo quanto specificato nell'Allegato A.66 al Codice di rete.

11.12.4 Il **Gestore** comunica annualmente all'**Autorità** e alle imprese distributrici, entro il 15 maggio di ogni anno successivo a quello di riferimento, i dati relativi ai servizi di mitigazione previsti dall'articolo 35 dell'Allegato A alla delibera 55/2024/R/eel comprensivi degli episodi di mancato adempimento e di ordini di apertura/chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni (inclusi gli **incidenti rilevanti**).

11.13 COMPARTICIPAZIONE DEL GESTORE AI RIMBORSI PER INTERRUZIONI PROLUNGATE O ESTESE

11.13.1 Il **Gestore** è tenuto al pagamento delle quote di rimborsi ai clienti connessi alle **reti di distribuzione MT e BT** ai sensi dell'articolo 18 dell'Allegato A alla delibera 55/2024/R/eel, vale a dire nei casi previsti dal Titolo 5 dell'allegato A alla delibera 617/2023/R/eel, con le modalità e nei limiti e termini previsti dall'allegato medesimo. Tale pagamento è effettuato nei confronti delle imprese distributrici che abbiano formulato richiesta di rivalsa entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui si riferiscono le interruzioni. In

particolare, il **Gestore** effettua il pagamento entro 90 giorni dal ricevimento della richiesta di rivalsa.

- 11.13.2 Il pagamento del rimborso non presuppone di per sé l'accertamento della responsabilità del **Gestore** in ordine alla causa dell'interruzione. Per il **Gestore** è fatto salvo il diritto di rivalsa o di reintegro nei casi previsti dall'Allegato A alla delibera 55/2024/R/eel.

11.14 COMPARTECIPAZIONE DI TERNA ALLE PENALITA' PER MANCATO RISPETTO DI LIVELLI SPECIFICI DI CONTINUITA' PER UTENTI MT

- 11.14.1 Il **Gestore** è tenuto al pagamento delle quote di penalità per mancato rispetto dei livelli specifici di continuità per **utenti** connessi alle **reti di distribuzione MT** ai sensi dell'articolo 22 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 55/2024/R/eel, ovvero nei casi previsti dal Titolo 4 dell'allegato A alla delibera 617/2023/R/eel, con le modalità e nei limiti e termini previsti dall'allegato medesimo. Tale pagamento è effettuato nei confronti delle imprese distributrici che abbiano formulato richiesta di rivalsa entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui si riferiscono le interruzioni. In particolare, il **Gestore** effettua il pagamento entro 90 giorni dal ricevimento della richiesta di rivalsa.

11.15 COMUNICAZIONE INDIVIDUALE PER GLI UTENTI AT

- 11.15.1 Il **Gestore** comunica a ciascun utente AT l'elenco delle interruzioni lunghe, brevi e transitorie, che lo hanno coinvolto e i relativi record di registrazione delle disalimentazioni, con indicazione della durata, della causa e dell'origine dell'interruzione. Tali informazioni sono messe preliminarmente a disposizione degli utenti AT:

- a) entro il 30 aprile di ogni anno, per le interruzioni del primo trimestre dell'anno medesimo;
- b) entro il 31 luglio di ogni anno, per le interruzioni del secondo trimestre dell'anno medesimo;
- c) entro il 31 ottobre di ogni anno, per le interruzioni del terzo trimestre dell'anno medesimo;
- d) entro il 31 gennaio di ogni anno, per le interruzioni del quarto trimestre dell'anno precedente.

11.15.2 Il **Gestore** rende disponibile a ciascun utente AT i dati di cui precedente paragrafo in forma definitiva entro il 15 maggio, relativamente alle interruzioni occorse nell'anno precedente.

11.15.3 Per ogni impresa distributrice connessa alla rete rilevante o cliente finale AAT o AT, il **Gestore**, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblica sul proprio sito internet i valori minimo e massimo della tensione efficace attesa e della tensione effettiva.

Ai valori minimo e massimo della tensione effettiva devono corrispondere valori del fattore di potenza in prelievo di energia reattiva compresi tra 0,95 e 1. A tal fine le imprese distributrici ed i clienti finali AAT o AT connessi alla rete rilevante rendono disponibile al **Gestore**, secondo modalità definite nell'Allegato A.55, le misure di tensione e del fattore di potenza su base quarto-oraria con frequenza trimestrale.

11.16 INDICI DELLE INDISPONIBILITA' DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI LA RTN

- 11.16.1 Gli indicatori delle indisponibilità degli elementi costituenti la RTN sono definiti agli articoli 27, 28 e 29 del Titolo 6 dell' Allegato A alla delibera dell'Autorità 55/2024/R/eel.
- 11.16.2 Entro il 30 giugno di ogni anno, con riferimento all'anno precedente, il **Gestore** pubblica sul proprio sito internet gli indicatori di cui al precedente comma 11.16.1 ai sensi dell'articolo 33 dell'Allegato A alla delibera 55/2024/R/eel.

11.17 RAPPORTO ANNUALE SULLA QUALITÀ E SUGLI ALTRI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

- 11.17.1 Il Gestore pubblica entro il 30 giugno di ogni anno un rapporto annuale sul proprio sito internet (sezione Sistema Elettrico / Qualità del Servizio di Trasmissione), in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 31.1 dell'Allegato A alla Delibera n. 55/2024/R/eel.

APPENDICE A

DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

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

- A.54 “Classificazione e registrazione delle interruzioni degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”;
- A.55 “Caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale”;
- A.56 “Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN”;
- A.66 “Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici”.

CAPITOLO 12

RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI

INDICE

<i>CAPITOLO 12 – RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI</i>	2
12.1 OGGETTO.....	2
12.2 AMBITO DI APPLICAZIONE	2
<i>SEZIONE 12A - OBBLIGHI INFORMATIVI</i>	3
12A.1 OBBLIGHI INFORMATIVI DEL GESTORE	3
12A.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI.....	4
12A.3 RISERVATEZZA DEI DATI DEGLI UTENTI.....	6
<i>SEZIONE 12B - ACCESSO ALLE INFORMAZIONI</i>	8
12B.1 GENERALITA'	8
12B.2 ESCLUSIONE O DIFFERIMENTO DEL DIRITTO DI ACCESSO.....	8
12B.3 RICHIESTA DI RISERVATEZZA.....	11
<i>SEZIONE 12C - TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI - INFORMATIVA</i>	12

CAPITOLO 12 – RACCOLTA E GESTIONE DELLE INFORMAZIONI

12.1 OGGETTO

Il presente capitolo si compone delle seguenti sezioni:

- (a) sezione [12A](#) relativa agli obblighi informativi in capo al **Gestore** e agli **Utenti**;
- (b) sezione [12B](#) relativa alle modalità di esercizio del diritto di accesso agli atti del **Gestore** ai sensi degli articoli 22 e ss. della legge n. 241/90;
- (c) sezione [12C](#) relativa al trattamento dei dati personali ai sensi del Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 aprile 2016 relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati (nel seguito “GDPR”), del D.Lgs. n. 196/2003, come adeguato al GDPR mediante il D.Lgs. n.101/2018, nonché di qualsiasi altra normativa sulla protezione dei dati personali applicabile in Italia, ivi compresi i provvedimenti del Garante per la protezione dei dati personali (di seguito “Disciplina Privacy”).

12.2 AMBITO DI APPLICAZIONE

Il presente capitolo contiene disposizioni a carattere generale che si applicano al **Gestore** e a tutti gli **Utenti**.

SEZIONE 12A - OBBLIGHI INFORMATIVI

12A.1 OBBLIGHI INFORMATIVI DEL GESTORE

Il **Gestore** rende disponibili agli **Utenti**, nel rispetto dei limiti posti da esigenze di sicurezza nazionale e di riservatezza delle informazioni di cui all'art. 3, comma 2 del decreto legislativo n. 79/99, le informazioni necessarie all'individuazione della topologia della **RTN** e degli stati di funzionamento più comuni della medesima rete.

Tali dati e informazioni hanno ad oggetto:

- (a) la rappresentazione geografica completa della **rete di trasmissione nazionale** secondo l'ambito definito dal decreto 25 giugno 1999 come modificato e integrato, unitamente alle informazioni relative all'ubicazione degli impianti elettrici e alle stazioni principali in modalità topografica;
- (b) l'elenco delle **stazioni elettriche**, unitamente all'indicazione di produzioni e **carichi** equivalenti connessi alle medesime stazioni;
- (c) l'elenco delle linee elettriche unitamente alle caratteristiche elettriche delle medesime;
- (d) la configurazione della rete elettrica di interconnessione con l'estero;
- (e) la configurazione di funzionamento della **rete di trasmissione nazionale** unitamente alle immissioni e ai prelievi equivalenti di energia elettrica afferenti alle **stazioni elettriche** di cui alla lettera (b) e agli schemi di esercizio delle linee e delle **stazioni elettriche**.

Fatte salve le informazioni di cui alla precedente lettera (a) che sono pubblicate sul sito internet del **Gestore**, le informazioni di cui alle restanti lettere da (b) a (e) saranno fornite dal **Gestore** su richiesta scritta degli **Utenti**.

Il **Gestore** della rete aggiorna, con cadenza giornaliera, la rappresentazione dello stato operativo della **rete di trasmissione nazionale** pubblicata sul proprio sito internet.

Gli stati di funzionamento più comuni degli elementi costituenti la **rete di trasmissione nazionale** sono determinati su base stagionale e con riferimento alle condizioni di **carico** più comuni del **sistema elettrico nazionale**. A seguito di variazioni significative della consistenza e delle condizioni di funzionamento della **rete di trasmissione nazionale** il **Gestore** provvede all'aggiornamento dei dati e delle informazioni di cui sopra.

12A.2 OBBLIGHI INFORMATIVI DEGLI UTENTI

Il **Gestore** può richiedere all'**Utente** ogni dato, informazione o elemento tecnico che ritenga necessario acquisire ai fini dello svolgimento delle proprie attività ai sensi della legge e della normativa applicabile nonchè del presente Codice di rete. La richiesta, formulata per iscritto, deve indicare espressamente la finalità per la quale l'informazione è richiesta e l'utilizzo che ne verrà fatto.

12A.2.1 Fermi restando gli obblighi di informazione specificamente previsti in altre parti del presente Codice di rete, l'obbligo dell'**Utente** di fornire informazioni al **Gestore** riguarda, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- (a) le informazioni sugli impianti dell'**Utente** e in particolare la documentazione tecnica riguardante gli impianti elettrici connessi alla **RTN**;
- (b) le informazioni necessarie alla predisposizione dei regolamenti di esercizio relativi ai **siti di connessione**;
- (c) i dati e le informazioni alla base del **Piano di Sviluppo** predisposto dal **Gestore**;
- (d) i dati di misura;
- (e) in generale, tutti i dati e le informazioni funzionali e pertinenti al corretto svolgimento delle **attività di trasmissione e di dispacciamento** attribuite in concessione o altrimenti affidate al **Gestore**.

12A.2.2 Il rilascio di informazioni da parte dell'**Utente** deve avvenire nei termini e secondo le modalità definiti dal **Gestore** nella richiesta o definiti in altre disposizioni del Codice di rete e comunque con la tempestività necessaria per assicurare il corretto svolgimento delle proprie attività.

12A.2.3 Il rilascio di informazioni al **Gestore** da parte dell'**Utente** avviene sotto la responsabilità esclusiva di quest'ultimo. L'**Utente** terrà indenne il **Gestore** da ogni responsabilità connessa ad operazioni di raccolta e trattamento di sua esclusiva competenza di dati personali di terzi e da ogni obbligo connesso. Egli sarà responsabile nei confronti del **Gestore** dell'esattezza dei dati forniti.

12A.3 RISERVATEZZA DEI DATI DEGLI UTENTI

- 12A.3.1 Tutte le informazioni di carattere personale, industriale, finanziario, economico, patrimoniale e commerciale, rilasciate dall'**Utente** al **Gestore** sono da considerarsi riservate e non saranno utilizzate dal **Gestore** se non in funzione di attività previste dalla legge o dal Codice di rete o altrimenti prescritte dalle autorità competenti. Il **Gestore** garantirà all'**Utente** il rispetto del segreto d'ufficio e della riservatezza su tutte le informazioni ricevute.
- 12A.3.2 Le informazioni riservate non saranno comunicate e diffuse a terzi a meno che ricorra una delle seguenti condizioni:
- (a) il consenso scritto dell'**Utente**;
 - (b) la comunicazione a terzi sia indispensabile per garantire la gestione, la sicurezza, l'affidabilità e la continuità del servizio elettrico;
 - (c) la comunicazione a terzi sia prevista dalla normativa applicabile o richiesta dall'autorità giudiziaria.
- 12A.3.3 Fermo restando quanto sopra, non sono comunque considerate di natura riservata:
- (a) le informazioni che sono già di dominio pubblico al momento in cui vengono comunicate, o che diventano successivamente di dominio pubblico per cause diverse dall'inadempimento o da responsabilità del **Gestore**;
 - (b) le informazioni la cui riservatezza viene esclusa dalla necessità di adempiere ad obblighi di legge o a richieste di autorità amministrative o giurisdizionali;
 - (c) le informazioni che il **Gestore** ha legalmente ricevuto da terzi senza violazione di obblighi di riservatezza;

(d) le informazioni che per la loro natura non sono considerate riservate.

12A.3.4 In ogni caso i dati ricevuti dall'**Utente**, aggregati e resi anonimi, possono essere usati e pubblicati dal **Gestore** per l'elaborazione di bilanci e a fini statistici o per altre finalità istituzionali.

SEZIONE 12B - ACCESSO ALLE INFORMAZIONI

12B.1 GENERALITA'

L'accesso da parte di terzi alle informazioni detenute dal **Gestore** è soggetto alla normativa in materia di accesso agli atti della pubblica amministrazione, in particolare agli artt. 22 e ss. della legge 7 agosto 1990 n. 241 e successive modifiche e integrazioni nonché alle relative disposizioni attuative.

Salvo quanto in appresso, il **Gestore** concede il diritto d'accesso alle informazioni ai soggetti privati, compresi quelli portatori di interessi pubblici o diffusi, che abbiano un interesse diretto, concreto e attuale, corrispondente ad una situazione giuridicamente tutelata e collegata al documento al quale è chiesto l'accesso.

12B.2 ESCLUSIONE O DIFFERIMENTO DEL DIRITTO DI ACCESSO

Il presente paragrafo ha ad oggetto documenti formati dal **Gestore**, sia su supporto cartaceo che informatico, ivi compresa ogni rappresentazione grafica, fotocinematografica, elettromagnetica, o di qualunque altra specie del contenuto di atti detenuti dal **Gestore** nell'ambito delle sue attribuzioni di pubblico interesse, per i quali il diritto all'accesso è escluso o differito.

In ogni caso, non sono ammissibili istanze di accesso preordinate ad un controllo generalizzato dell'operato del **Gestore**.

12B.2.1 *Esclusione del diritto di accesso per motivi attinenti alle relazioni internazionali*

Sono esclusi dal diritto di accesso tutti i documenti per i quali tale accesso sia escluso dalla normativa in vigore.

In particolare, in relazione alla esigenza di salvaguardare le relazioni internazionali, sono sottratti all'accesso i documenti, eventualmente formati e/o detenuti dal **Gestore** nello svolgimento delle proprie attività, inerenti a rapporti tra il **Gestore** e le istituzioni dell'Unione europea, nonché tra il **Gestore** e gli organi di altri Stati o di altre organizzazioni internazionali, dei quali non sia stata autorizzata o prevista, anche in base alla normativa di recepimento delle direttive comunitarie, la divulgazione.

12B.2.2 *Esclusione del diritto di accesso per motivi attinenti alla riservatezza di persone, gruppi e imprese*

Ai sensi dell'art. 24, comma 2 della legge n. 241/90 e in relazione all'esigenza di salvaguardare la riservatezza di persone fisiche e giuridiche, gruppi, imprese ed associazioni, sono sottratti all'accesso:

- (a) le informazioni commerciali riservate relative all'organizzazione e alla gestione commerciale dell'impresa, il segreto aziendale sulle conoscenze di carattere tecnico relativo alle attività industriali, incluse le notizie relative all'organizzazione ed ai metodi di produzione;
- (b) le informazioni relative a:
 - (i) condizioni di approvvigionamento da parte dell'**Utente** e prezzi o altre condizioni contrattuali da esso applicati alla propria clientela;
 - (ii) portafoglio clienti;
 - (iii) tecniche di produzione e strategie di vendita;

- (iv) tassi di utilizzazione degli impianti;
 - (v) brevetti, marchi e know-how aziendale, ivi incluso il complesso delle informazioni industriali necessarie per la costruzione, l'esercizio e la manutenzione di un impianto;
 - (vi) documentazione relativa alla situazione finanziaria, economica e patrimoniale di persone fisiche e giuridiche;
- (c) note, proposte e memorie propedeutiche con funzione di studio e di preparazione del contenuto di atti decisionali;
- (d) pareri legali relativi a controversie in atto o potenziali e relativa corrispondenza;
- (e) atti preordinati alla difesa in giudizio del **Gestore**.

Non sono invece considerate informazioni riservate tutte le informazioni riguardanti le caratteristiche tecniche e strutturali degli impianti nella disponibilità dell'**Utente** (ad esempio la potenza installata, la potenza disponibile e la tipologia di impianto) e i quantitativi di energia nel mercato dei servizi di dispacciamento.

Le elencazioni di cui sopra hanno carattere meramente esemplificativo. Il **Gestore** può ulteriormente definire la classificazione delle informazioni sentito anche il parere del **Comitato di consultazione**.

12B.2.3 *Differimento del diritto di accesso*

In ogni caso il diritto di accesso è differito fino al momento dell'adozione del provvedimento, quando sia necessario salvaguardare temporanee esigenze di riservatezza in relazione a documenti la cui conoscenza possa impedire, ovvero gravemente ostacolare, o, comunque, compromettere il buon andamento del relativo procedimento o dell'azione amministrativa.

In generale, non saranno resi noti a terzi contenuti, effetti, termini od ambiti di applicazione di provvedimenti o determinazioni aventi efficacia esterna, prima della loro formale adozione.

12B.2.4 *Esclusione del diritto di accesso nei casi previsti dalla normativa vigente*

Sono esclusi dal diritto di accesso i documenti che altre amministrazioni pubbliche, aziende autonome e speciali, enti pubblici e gestori di pubblici servizi sottraggono all'accesso e che il **Gestore** detiene stabilmente in quanto atti di un procedimento di propria competenza.

12B.3 **RICHIESTA DI RISERVATEZZA**

12B.3.1 L'**Utente** che intende salvaguardare la riservatezza o la segretezza di specifiche informazioni fornite può presentare al **Gestore** una apposita richiesta, che deve contenere l'indicazione dei documenti o delle parti di documenti che si ritiene debbano essere sottratti all'accesso, specificandone i motivi.

12B.3.2 Il **Gestore**, ove non ritenga sussistenti i profili di riservatezza o di segretezza adottati a giustificazione delle richieste di cui al comma precedente, ne dà comunicazione all'**Utente** interessato con provvedimento motivato.

12B.3.3. Decorsi inutilmente trenta giorni dalla richiesta, questa si intende respinta.

12B.3.4 Per le finalità di cui alla presente sezione il **Gestore** tiene conto della normativa vigente riguardante il trattamento delle informazioni delle società quotate nei mercati regolamentati.

SEZIONE 12C - TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI - INFORMATIVA

12C.1 In forza di quanto previsto nel presente Codice di rete e dalla normativa vigente, l'**Utente** è assoggettato a diversi obblighi informativi, che comportano il trattamento di dati personali da parte del **Gestore**. In tale contesto, ai sensi e per gli effetti degli artt. 13 e 14 del GDPR, il **Gestore** è tenuto a informare l'**Utente** (in qualità di soggetto "interessato" ai sensi dell'art. 4, comma 1, n. 1 del GDPR) sulle modalità di raccolta e trattamento, anche con l'ausilio di mezzi elettronici, dei suoi dati personali.

12C.2 I dati dell'**Utente** sono raccolti e trattati dal **Gestore**, che assume il ruolo di titolare del trattamento, per le seguenti finalità:

(a) svolgimento delle proprie attività ai sensi del Codice di rete, nonché per l'adempimento di tutti gli obblighi previsti dalla legge, da regolamenti, da delibere e dalla normativa comunitaria, in particolare con riferimento agli ambiti di:

- (i) connessione alle rete;
- (ii) dispacciamento dell'energia elettrica;
- (iii) gestione ed esercizio della **RTN**;
- (iv) coordinamento dei piani di manutenzione relativi alla RTN;
- (v) pianificazione degli interventi di sviluppo da effettuare sulla RTN stessa.

(b) gestione del rapporto contrattuale in essere con l'**Utente**;

(c) statistica del settore elettrico.

- 12C.3** Il rilascio da parte dell'**Utente** delle informazioni richieste dal **Gestore** è obbligatorio. L'eventuale diniego da parte dell'**Utente**, pertanto, consentirà al **Gestore**, nei casi più gravi, di rifiutare l'instaurazione e/o l'esecuzione del rapporto contrattuale.
- 12C.4** Il trattamento dei dati può essere effettuato anche in assenza di consenso dell'**Utente** nei limiti di cui all'art. 6 del GDPR.
- 12C.5** Il trattamento attiene a dati di natura non particolare (ossia non ricompresi nelle categorie previste dall'art. 9, comma 1 del GDPR) e avverrà mediante strumenti manuali ed informatici, con logiche strettamente correlate alle finalità sopra indicate e, comunque, in modo da garantire la sicurezza e la riservatezza degli stessi.
- 12C.6** L'**Utente** ha facoltà di esercitare i diritti di cui agli articoli 15 e ss. del GDPR tra cui rientrano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, il diritto di conoscere, in ogni momento, quali sono i propri dati personali custoditi dal **Gestore** e come essi vengono utilizzati, il diritto di farli aggiornare, integrare, rettificare o cancellare, il diritto di chiederne il blocco ed opporsi al loro trattamento rivolgendosi al **Gestore** al suo indirizzo, il diritto di presentare reclamo al Garante ai sensi dell'art. 77 del GDPR.
- 12C.7** Il **Gestore** può designare soggetti autorizzati al trattamento dei dati personali sotto la sua diretta autorità ai sensi dell'art. 29 del GDPR individuando le istruzioni da impartire a detti soggetti, vigilando sul relativo operato, ai sensi dell'articolo citato.

CAPITOLO 13

COMITATO DI CONSULTAZIONE

INDICE

<i>CAPITOLO 13 – COMITATO DI CONSULTAZIONE</i>	2
13.1 <i>INTRODUZIONE</i>	2
13.2 <i>COMITATO DI CONSULTAZIONE</i>	2
13.2.1 <i>Composizione del Comitato</i>	2
13.2.2 <i>Nomina dei membri del Comitato</i>	3
13.2.3 <i>Sostituzione dei membri del Comitato</i>	4
13.2.4 <i>Funzioni del Comitato</i>	4
13.2.5 <i>Altri soggetti che partecipano al Comitato</i>	6
13.2.6 <i>Modalità di funzionamento del Comitato</i>	7

CAPITOLO 13 – COMITATO DI CONSULTAZIONE

13.1 INTRODUZIONE

13.1.1 È istituito, ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, un organo tecnico per la consultazione degli **Utenti**, denominato **Comitato di consultazione** (di seguito anche: **Comitato**).

Nel **Comitato** sono rappresentati gli interessi e le posizioni delle diverse categorie di **Utenti**.

13.2 COMITATO DI CONSULTAZIONE

13.2.1 Composizione del Comitato

13.2.1.1 Il **Comitato** è composto da 7 membri di cui:

- (a) 1 (uno) con funzioni di Presidente designato dal **Gestore**;
- (b) 2 (due) designati da due distinte associazioni rappresentative dei **produttori** rispettivamente da fonti convenzionali e da **fonti rinnovabili**;
- (c) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei **distributori**;
- (d) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei **clienti grossisti**;

- (e) 1 (uno) designato dal Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (C.N.C.U.) a rappresentanza degli interessi dei **clienti vincolati**;
- (f) 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei clienti industriali.

13.2.2 Nomina dei membri del Comitato

13.2.2.1 Per le finalità di cui al paragrafo [13.2.1.1](#), le associazioni maggiormente rappresentative competenti a nominare i membri del **Comitato** sono quelle individuate dal **MAP** su richiesta del **Gestore**.

13.2.2.2 Le associazioni, come sopra individuate, nominano i membri del **Comitato** e ne danno comunicazione scritta al **Gestore** entro tre mesi dalla richiesta del **Gestore**. Qualora l'associazione non provveda ad effettuare nei termini la suddetta comunicazione il **Gestore** richiede al **MAP** di individuare una associazione in sostituzione.

Il **Gestore** pubblica sul proprio sito internet i nominativi dei membri del **Comitato**.

I membri del **Comitato** restano in carica per un triennio dalla nomina e il loro mandato non è rinnovabile. In deroga al mandato del Presidente è rinnovabile, anche più volte, al fine di garantire continuità alle attività del **Comitato**.

Quattro mesi prima della scadenza del triennio il **Gestore** richiede alle associazioni maggiormente rappresentative, individuate con le modalità di cui al presente paragrafo, i nominativi dei membri del **Comitato** per il successivo triennio.

13.2.3 Sostituzione dei membri del Comitato

- 13.2.3.1 Ciascun membro del **Comitato** potrà essere revocato o sostituito, anche prima della scadenza del mandato, dalla stessa associazione che lo ha nominato, che ne darà tempestiva comunicazione scritta al Presidente del **Comitato** unitamente al nominativo del nuovo membro designato in sostituzione. In caso di dimissioni volontarie da parte del membro, questi ne darà comunicazione scritta al Presidente del **Comitato** e all'associazione che lo ha designato.
- 13.2.3.2 Fatto salvo quanto previsto al precedente paragrafo [13.2.3.1](#) il membro del **Comitato** che sia assente, senza giustificato motivo, ad almeno tre riunioni del **Comitato** sarà dichiarato dal Presidente automaticamente decaduto dall'incarico. Esso sarà sostituito dalla stessa associazione che lo ha nominato entro tre mesi dalla comunicazione della decadenza da parte del Presidente.
- 13.2.3.3 La revoca, la sostituzione, la decadenza e le dimissioni volontarie hanno effetto dalla data di nomina del nuovo membro.

13.2.4 Funzioni del Comitato

- 13.2.4.1 Il **Comitato**, ai sensi dell'art. 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004:
- (a) propone al Gestore gli aggiornamenti al Codice di rete che si rendano necessari a seguito di mutamenti del quadro normativo e regolamentare di riferimento nonché a seguito di mutate condizioni tecniche e di mercato;

- (b) propone al **Gestore** modifiche e integrazioni al Codice di rete che, in base a proprie valutazioni e tenuto conto dell'esperienza operativa maturata, si rendano opportune;
- (c) esprime pareri non vincolanti sulle proposte di modifica ed aggiornamento del Codice;
- (d) esprime pareri non vincolanti sui criteri generali per lo **sviluppo** della rete, lo **sviluppo** e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete;
- (e) esprime pareri non vincolanti, sui criteri generali di classificazione delle informazioni sensibili e dell'accesso alle stesse;
- (f) esprime pareri non vincolanti sulla rispondenza delle regole, delle informazioni e delle procedure previste nel Codice di rete alle finalità di servizio di pubblica utilità e alle esigenze di non discriminazione, trasparenza e neutralità delle informazioni e delle procedure;
- (g) su richiesta delle parti interessate agevola la risoluzione di eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole contenute nel Codice.

13.2.4.2 Il **Gestore** è tenuto a richiedere al **Comitato** i pareri di cui alle lettere (c), (d), (e) ed (f). Il **Comitato** deve pronunciarsi nel termine indicato dal **Gestore**, fermi restando negli altri casi i diversi termini indicati al Capitolo 14, paragrafi [14.2.4](#) e [14.2.5](#), con riferimento alle procedure di aggiornamento del Codice.

13.2.5 *Altri soggetti che partecipano al Comitato*

13.2.5.1 *Segretario*

13.2.5.1.1 Il Presidente del **Comitato** nomina un Segretario, con l'incarico di assistere, supportare e gestire sotto un profilo operativo il **Comitato** nello svolgimento delle sue attività. Il Segretario opera in diretta collaborazione con il Presidente e:

- (a) svolge le attività propedeutiche alla convocazione e allo svolgimento delle riunioni del **Comitato** compilando, tra l'altro, su indicazione del Presidente, l'ordine del giorno delle riunioni;
- (b) partecipa alle riunioni del **Comitato** senza diritto di voto;
- (c) redige i verbali delle riunioni;
- (d) provvede alla conservazione dei verbali e di ogni altra documentazione prodotta dal **Comitato**.

13.2.5.1.2 Il Segretario del **Comitato** potrà avvalersi nell'espletamento delle proprie attività di uno staff (Segreteria tecnica) composto da personale del **Gestore**.

13.2.5.2 *Assistenti e osservatori*

13.2.5.2.1 I membri del **Comitato**, incluso il Presidente, possono farsi coadiuvare da un assistente da ciascuno individuato (o da più di uno qualora ciò sia giustificato dalla materia e consentito dal Presidente) con funzioni di consulenza e supporto tecnico personale in ragione delle materie di volta in volta da esaminare.

Gli assistenti possono intervenire alle riunioni, senza diritto di voto né potere di rappresentanza del membro del **Comitato** che li ha designati.

Il rapporto tra i membri del **Comitato** e gli eventuali rispettivi assistenti non rileva in alcun modo nei confronti del **Comitato** e non instaura alcun rapporto di subordinazione o collaborazione tra il **Comitato** stesso e gli assistenti o tra questi e il **Gestore**.

- 13.2.5.2.2 Il Presidente può invitare ad assistere alle riunioni del **Comitato**, in qualità di osservatore senza diritto di voto, un rappresentante del **Gestore**, qualora vengano trattate materie di diretta rilevanza per le attività di quest'ultimo, o, quando ne ritenga utile la consultazione, anche rappresentanti di istituzioni interessate e non rappresentate nel **Comitato**.
- 13.2.5.2.3 Assistono alle riunioni del **Comitato** in qualità di osservatori un rappresentante dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e un rappresentante del Ministero delle Attività Produttive.

13.2.6 **Modalità di funzionamento del Comitato**

13.2.6.1 *Riunioni*

- 13.2.6.1.1 Il **Comitato** si riunisce presso la sede del **Gestore** o in altro luogo stabilito dal Presidente. Le riunioni si possono tenere anche mediante video o tele-conferenza, sempre che sia possibile accertare l'identità dei presenti, e che sussistano le condizioni a garanzia del simultaneo contraddittorio tra i partecipanti nonché, ove necessario, la possibilità di ricevere e trasmettere documenti. Qualora la riunione si svolga per video o tele-conferenza, essa si intende tenuta nel luogo ove sono presenti il Presidente e il Segretario.
- 13.2.6.1.2 Il **Comitato** è convocato dal Presidente di propria iniziativa o allorché ne facciano richiesta almeno due membri. La convocazione è effettuata, mediante comunicazione scritta da inviarsi a tutti i membri almeno dieci (10) giorni prima della data stabilita, o cinque (5) giorni in caso di urgenza, con

l'indicazione del giorno, ora, luogo della riunione ed elenco degli argomenti da trattare. Le riunioni si considerano validamente tenute, se convocate secondo quanto sopra o, in difetto, purché alle stesse sia presente la totalità dei componenti del **Comitato**.

- 13.2.6.1.3 Le riunioni del **Comitato** sono presiedute dal Presidente ovvero, in caso di sua assenza od impedimento, da altra persona designata dallo stesso o, in difetto, dal membro a ciò designato dal **Comitato**.

Spetta al Presidente della riunione di verificare il diritto di intervento, anche per delega, e accertare se il **Comitato** sia regolarmente costituito per deliberare.

I verbali delle riunioni sono approvati dal **Comitato** e sottoscritti dal Presidente e dal Segretario.

13.2.6.2 *Quorum costitutivo e deliberativo*

- 13.2.6.2.1 Le riunioni del **Comitato** sono validamente costituite con la presenza di almeno cinque membri, tra cui il Presidente del **Comitato** o il membro del **Comitato** designato in sua vece, ai sensi del paragrafo [13.2.6.1.3](#).

- 13.2.6.2.2 Le decisioni sono adottate con il voto favorevole di almeno quattro membri.

Ciascun membro del Comitato, compreso il Presidente, esprime un voto.

13.2.6.3 *Ulteriori prescrizioni*

- 13.2.6.3.1 Salvo quanto previsto nella presente sezione, il **Comitato** definisce ulteriori modalità e procedure per lo svolgimento delle proprie attività con proprio regolamento.

13.2.6.3.2 I costi di funzionamento del **Comitato** sono a carico dei soggetti in esso rappresentati, in proporzione al numero dei membri che ciascuno ha diritto di designare nello stesso.

Eventuali emolumenti dei membri del **Comitato** sono deliberati e restano a totale carico del soggetto designante.

CAPITOLO 14

DISPOSIZIONI GENERALI

INDICE

CAPITOLO 14 – DISPOSIZIONI GENERALI	2
14.1 INTRODUZIONE	2
14.2 AGGIORNAMENTO DEL CODICE DI RETE E DELLE DISPOSIZIONI IVI CONTENUTE	3
14.2.1 <i>Oggetto e ambito di applicazione</i>	3
14.2.2 <i>Procedura di aggiornamento automatico</i>	3
14.2.3 <i>Proposte di modifica</i>	4
14.2.4 <i>Procedura di aggiornamento ordinaria</i>	5
14.2.5 <i>Procedura di aggiornamento d'urgenza</i>	6
14.3 DEROGHE AL CODICE DI RETE	7
14.4 VIOLAZIONI E PROCEDURA DI CONTESTAZIONE	8
14.4.1 <i>Violazioni</i>	8
14.4.2 <i>Procedura di contestazione</i>	11
14.4.3 <i>Contestazioni dell'Utente</i>	13
14.5 RESPONSABILITA' DEL GESTORE E DEGLI UTENTI	14
14.6 RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE	14
14.7 DISPOSIZIONI FINALI	14

CAPITOLO 14 – DISPOSIZIONI GENERALI

14.1 INTRODUZIONE

14.1.1 Ogni soggetto che intrattiene a qualsiasi titolo, nell'ambito delle attività disciplinate dal presente Codice di rete, rapporti con il **Gestore**, è tenuto all'osservanza delle regole e delle disposizioni contenute nel Codice di rete, per quanto di rispettiva competenza.

Resta inteso che:

- (a) i **gestori di reti con obbligo di connessione di terzi** diversi dal **Gestore** e dalle **imprese distributrici**, adempiono alle disposizioni di cui al presente Codice, relativamente alle proprie reti, sotto il coordinamento dell'**impresa distributrice** competente nell'ambito territoriale, secondo quanto previsto all'art. 6 delle **Direttive dell'Autorità**;
- (b) i **titolari di porzioni di RTN** adempiono alle disposizioni di cui al presente Codice secondo quanto stabilito dalle convenzioni concluse con il **Gestore** sulla base della **Convenzione Tipo**.

14.1.2 Il presente capitolo disciplina i seguenti aspetti:

- (a) procedure di aggiornamento del Codice;
- (b) violazioni e procedura di contestazione;
- (c) risoluzione delle controversie.

14.2 AGGIORNAMENTO DEL CODICE DI RETE E DELLE DISPOSIZIONI IVI CONTENUTE

14.2.1 Oggetto e ambito di applicazione

14.2.1.1 Di seguito sono descritte le modalità per l'aggiornamento, l'integrazione e la modifica del Codice di rete e di tutte le disposizioni che ne formano parte integrante secondo:

- (a) la procedura di aggiornamento automatico;
- (b) la procedura ordinaria;
- (c) la procedura d'urgenza.

14.2.1.2 I documenti citati e/o descritti nel Codice, per i quali viene precisato espressamente che non fanno parte integrante dello stesso, restano esclusi dall'applicazione della disciplina di cui alla presente sezione e saranno aggiornati secondo le loro rispettive procedure.

14.2.2 Procedura di aggiornamento automatico

14.2.2.1 Ogni modifica e/o integrazione al contenuto del Codice di rete che si renda necessaria a seguito di modifiche della normativa approvate dalle autorità o amministrazioni competenti e che non necessitino dell'emanazione di ulteriore normativa secondaria per la loro implementazione sarà recepita automaticamente nel Codice di rete ad opera del **Gestore**, che procederà all'aggiornamento del Codice al di fuori delle procedure qui di seguito descritte.

14.2.3 Proposte di modifica

14.2.3.1 Salvo quanto previsto al paragrafo che precede, possono proporre modifiche e/o integrazioni al Codice di rete:

- (a) il **Gestore**;
- (b) il **Comitato** di consultazione;
- (c) gli **Utenti della rete**.

14.2.3.2 Ai fini della loro ammissibilità, le proposte trasmesse al **Gestore**, devono soddisfare i seguenti requisiti:

- a. essere presentate in forma scritta e, qualora presentate dagli **Utenti della rete**, contenere l'indicazione dei dati identificativi del proponente e di una persona di riferimento da contattare per eventuali comunicazioni;
- b. contenere una descrizione del contenuto e dello scopo della modifica;
- c. contenere le ragioni per le quali il proponente ritiene che la modifica debba essere adottata in coerenza con la normativa di riferimento e con gli obiettivi del Codice di rete;
- d. indicare le sezioni del Codice di rete interessate dalla proposta.

14.2.3.3 Il **Gestore** verifica la conformità della proposta ai requisiti di cui al precedente punto [14.2.3.2](#). Nel caso in cui uno o più di tali requisiti risulti mancante, il **Gestore** richiede al proponente l'integrazione della proposta, da effettuarsi, a pena di irricevibilità, entro cinque (5) giorni lavorativi dalla data di tale comunicazione.

Qualora il **Gestore** non si pronunci entro dieci (10) giorni dal ricevimento della proposta o delle integrazioni richieste, la proposta si intende ricevibile.

- 14.2.3.4 Il **Gestore** raccoglie in ordine progressivo, assegnando un numero di riferimento, tutte le proposte di aggiornamento formulate ai sensi del presente paragrafo e provvede alla loro iscrizione in un apposito Registro delle Proposte. Il Registro è conservato presso la sede del **Gestore** ed è accessibile per la consultazione a chiunque ne faccia richiesta nel rispetto di quanto previsto al [Capitolo 12](#) del presente Codice di rete.

14.2.4 Procedura di aggiornamento ordinaria

- 14.2.4.1 Le proposte di modifica del Codice sono inviate, oltre che al **Gestore** che procede alla verifica della loro ricevibilità secondo quanto indicato al precedente paragrafo, all'**Autorità** per le valutazioni di sua competenza.

Nel caso in cui la proposta di modifica sia formulata dal **Gestore** ovvero dagli **Utenti della rete**, il **Gestore** medesimo trasmette il testo della proposta al **Comitato** per il relativo parere.

Il **Comitato** emette il relativo parere, non vincolante entro i successivi quindici (15) giorni, salvo eventuali proroghe accordate dal **Gestore**. Decorso tale termine senza che il **Comitato** si sia pronunciato il parere si intende favorevole.

Acquisito il parere del **Comitato** o ricevuta la proposta di modifica dal **Comitato**, il **Gestore** valuta nel dettaglio la proposta di aggiornamento nel termine di 60 giorni dal ricevimento della proposta o dalla scadenza del termine previsto per la formulazione del parere da parte del **Comitato**.

Solo qualora ritenga la proposta necessaria od opportuna, effettuate le eventuali integrazioni e/o modifiche alla stessa, il **Gestore** può avviare apposita consultazione mediante pubblicazione della proposta di modifica sul proprio sito internet.

Il **Gestore** invia il testo della modifica con allegate le osservazioni ricevute, qualora vi sia stata una consultazione, ed il parere eventualmente reso dal **Comitato** all'**Autorità** e al **MAP** affinché i medesimi, entro il termine di 45 giorni dal ricevimento della proposta di modifica, provvedano, per quanto di rispettiva competenza ed eventualmente di concerto, all'approvazione della modifica o alla formulazione delle loro osservazioni.

14.2.5 Procedura di aggiornamento d'urgenza

14.2.5.1 Nei casi in cui al fine di garantire la sicurezza e la continuità del servizio elettrico, il **Gestore** ritenga necessario procedere ad una tempestiva **modifica delle regole del Codice che non possa essere garantita dai tempi di** applicazione della procedura ordinaria, è ammesso il ricorso alla procedura d'urgenza.

In tal caso la proposta di modifica formulata dal **Gestore**, è inviata:

- (a) al **Comitato** di consultazione per il relativo parere da rendersi nei successivi 15 giorni;
- (b) all'**Autorità** e al **MAP** con una chiara indicazione delle ragioni tecniche che giustificano il ricorso alla procedura d'urgenza.

La modifica proposta entra in vigore con la pubblicazione sul sito internet del medesimo con l'espressa informativa che la modifica, adottata in

applicazione della procedura d'urgenza, è provvisoriamente vincolante ancorché soggetta alla successiva pronuncia dell'**Autorità** e del **MAP**.

- 14.2.5.2 L'approvazione della modifica del Codice di rete o la formulazione delle osservazioni è deliberata, eventualmente di concerto, dall'**Autorità** e dal **MAP**, per quanto di rispettiva competenza, al massimo entro 15 giorni dal ricevimento della proposta di modifica trasmessa dal **Gestore**.
- 14.2.5.3 Resta fermo che, in caso di mancata approvazione, sono fatti salvi gli effetti prodottisi *medio tempore* e il **Gestore** non potrà essere ritenuto responsabile in alcun modo nei confronti dei terzi per le conseguenze derivanti dalla provvisoria vigenza della modifica al Codice di rete, nei limiti di cui alla successiva sezione [14.5](#).

14.3 DEROGHE AL CODICE DI RETE

- 14.3.1** Il **Gestore** istituisce ed aggiorna il Registro delle deroghe al Codice di rete contenente gli atti e i riferimenti documentali relativi al riconoscimento delle deroghe di cui ai seguenti commi.
- 14.3.2** Il **Gestore**, anche a seguito di motivata richiesta di un **Utente**, può accordare, con riferimento ad uno specifico **sito di connessione**, deroghe all'applicazione delle disposizioni tecniche per la connessione che comportino esclusivamente una variazione quantitativa dei parametri indicati nella singola disposizione senza modificarne la prescrizione.
- 14.3.3** Le deroghe sono comunicate all'**Autorità** e agli **Utenti** interessati e registrate a cura del **Gestore** nel Registro delle deroghe al Codice di rete. Le deroghe al Codice di rete relative alle prescrizioni in esso contenute devono essere

approvate dall'**Autorità** su proposta del **Gestore** e si intendono approvate trascorsi 30 giorni dal ricevimento della proposta del **Gestore**.

14.3.4 Il **Gestore** ha la facoltà di disporre deroghe temporanee ad alcune disposizioni del Codice di rete nei casi in cui la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale possa risultare compromessa dall'applicazione delle medesime disposizioni.

14.3.5 Il **Gestore** dà motivata e tempestiva comunicazione all'**Autorità** e agli **Utenti** interessati delle deroghe di cui al precedente comma e della loro presumibile durata massima e al termine si adopera per il ripristino della piena applicazione delle disposizioni oggetto di deroga.

14.3.6 Qualora le deroghe di cui ai precedenti paragrafi 14.3.2 e 14.3.3 riguardino disposizioni tecniche per la connessione di impianti o sistemi contenute nel Capitolo 1C del presente Codice di rete, trovano applicazione, ai fini della eventuale concessione delle deroghe, le procedure previste nei Codici Europei di Connessione¹ nonché i criteri fissati dall'Autorità.

14.4 VIOLAZIONI E PROCEDURA DI CONTESTAZIONE

14.4.1 Violazioni

Il **Gestore** verifica sulla base dei dati e delle informazioni in suo possesso, come autocertificate dagli **Utenti** ai sensi del D.P.R. n. 445/2000, il rispetto delle disposizioni del Codice di rete e dei contratti ivi previsti ed individua le

¹ Regolamento (UE) 2016/631 (*Requirements for Generators, RfG*) Regolamento (UE) 2016/1388 (*Demand Connection Code, DCC*) e Regolamento (UE) 2016/1447 (*High Voltage Direct Current HVDC*).

violazioni poste in essere dagli **Utenti**.

- 14.4.1.1 Il **Gestore** effettua gli accertamenti circa la veridicità delle dichiarazioni rilasciate dagli **Utenti** anche attraverso verifiche sugli impianti degli **Utenti**. Le verifiche sono effettuate in conformità ad un Programma di verifiche predisposto con cadenza annuale dal **Gestore** e comunicato all'**Autorità**. Il Programma individua le categorie di **Utenti** i cui impianti si intendono verificare nel corso dell'anno, i tempi e le modalità di svolgimento delle verifiche.

- 14.4.1.2 In particolare, senza carattere di esaustività, costituiscono violazione del Codice di rete i seguenti comportamenti:
- (a) la perdita di uno o più requisiti per l'accesso e la connessione alla **RTN**;
 - (b) il mancato rispetto delle condizioni tecnico-economiche di accesso alla **RTN** e di interconnessione;
 - (c) la perdita di uno o più requisiti che le **unità di produzione** e le **unità di consumo** devono soddisfare ai fini dell'abilitazione alla fornitura delle risorse per il dispacciamento;
 - (d) ogni altro comportamento che possa compromettere la sicurezza e continuità del servizio elettrico;
 - (e) l'inosservanza degli obblighi di informativa nei confronti del **Gestore**;
 - (f) ogni altro comportamento previsto nei singoli capitoli del presente Codice e nei contratti ivi richiamati.
- 14.4.1.3 Nel determinare l'entità delle violazioni saranno prese in considerazione le seguenti circostanze:
- (i) la natura e l'entità del danno;
 - (ii) il pericolo derivante dalla violazione, per la vita e la salute delle persone, nonché per l'incolumità delle cose, ivi compresi gli impianti costituenti la **RTN**, e dell'ambiente;
 - (iii) gli impedimenti arrecati alla continuità, alla efficienza e alla sicurezza del servizio elettrico;
 - (iv) l'individuazione delle responsabilità dei singoli soggetti interessati dall'evento;
 - (v) il reiterarsi in tempi ravvicinati di più di una violazione dello stesso tipo.

14.4.1.4 Resta inteso che ciascun **Utente** è direttamente responsabile dei danni arrecati ad altri **Utenti** per effetto della violazione da parte sua delle prescrizioni contenute nel presente Codice o nella normativa vigente, dei quali tiene indenne e manlevato il **Gestore**.

14.4.2 **Procedura di contestazione**

14.4.2.1 *Diffida*

14.4.2.1.1 Il **Gestore** può in ogni momento chiedere all'**Utente** di fornire informazioni e di esibire documenti utili ai fini dell'esame della presunta violazione.

14.4.2.1.2 Il **Gestore**, qualora verifichi la sussistenza di una violazione delle disposizioni contenute nel Codice di rete, invia all'**Utente** e, per conoscenza, all'**Autorità**, una diffida contenente:

- (a) la descrizione della violazione contestata;
- (b) la fissazione di un termine all'**Utente** per provvedere alle azioni necessarie per il ripristino del corretto funzionamento del sistema elettrico o per la cessazione dei comportamenti in violazione delle regole contenute nel Codice di rete;
- (c) l'invito a presentare le proprie osservazioni o deduzioni entro il termine di quindici giorni dalla comunicazione della diffida, salva la richiesta dell'**Utente** di una audizione.

14.4.2.1.3 Qualora le violazioni siano tali da compromettere gravemente la continuità del servizio elettrico, il **Gestore**, contestualmente all'invio della diffida, dispone la sospensione cautelativa dell'**Utente** dal servizio medesimo, ovvero ordina l'adozione, in via provvisoria, delle misure ritenute necessarie

per la salvaguardia della continuità del servizio, in attesa delle deduzioni dell'**Utente**.

14.4.2.2 *Inottemperanza alla diffida*

14.4.2.2.1 Qualora, l'**Utente** non ottemperi, entro il termine indicato, alla diffida del **Gestore**, quest'ultimo può adottare, sulla base degli elementi acquisiti, tutte le azioni necessarie per ripristinare il corretto funzionamento del sistema. A tal riguardo, il **Gestore** può prendere, tenuto conto della gravità della violazione e dell'eventuale reiterazione, i seguenti provvedimenti:

- (a) emanazione delle prescrizioni ritenute necessarie per garantire la continuità e sicurezza del servizio;
- (b) distacco, sospensione o diniego dell'accesso alle reti anche ai sensi dell'articolo 14.2 della **Concessione**.

14.4.2.2.2 In tutti i casi di mancata ottemperanza alla diffida il **Gestore** provvederà a segnalare i comportamenti in violazione all'**Autorità** per l'adozione dei provvedimenti di competenza.

14.4.2.3 *Ottemperanza alla diffida*

14.4.2.3.1 Qualora l'**Utente**, entro il termine indicato dal **Gestore**, ottemperi alla diffida, il **Gestore** conferma, con comunicazione scritta da inviarsi per conoscenza anche all'**Autorità**, l'avvenuto ripristino del rispetto delle condizioni previste nel Codice di rete.

14.4.2.4 *Prescrizioni generali*

- 14.4.2.1 Rimane inteso che tutti i costi ed oneri sostenuti con riferimento alla violazione accertata delle disposizioni del Codice di rete sono a carico ed onere dell'**Utente**.
- 14.4.2.2 Le azioni poste in essere dal **Gestore** ai sensi del presente paragrafo [14.4.2](#) sono motivate e comunicate per iscritto all'**Utente** destinatario della procedura di contestazione.
- 14.4.2.3 Restano ferme eventuali ed ulteriori specifiche disposizioni, relativamente all'individuazione delle possibili violazioni e alle conseguenti azioni che il **Gestore** potrà porre in essere, previste nei singoli contratti stipulati con il **Gestore** ai sensi del presente Codice di rete.

14.4.3 *Contestazioni dell'Utente*

L'**Utente** che intenda contestare al **Gestore** eventuali violazioni a disposizioni del presente Codice ne dà comunicazione scritta al **Gestore** medesimo affinché quest'ultimo possa avviare un'attività di verifica interna sulla base della segnalazione dell'**Utente**. I risultati dell'accertamento effettuato dal **Gestore** sono comunicati all'**Utente** interessato entro 45 giorni dal ricevimento della comunicazione da parte dell'**Utente**. Tale termine potrà essere prorogato dal Gestore in relazione alla complessità dell'accertamento previa comunicazione all'**Utente** interessato.

Qualora l'Utente non condividesse i risultati dell'accertamento potrà entro 15 giorni dal ricevimento di detti risultati inviare al **Gestore** ulteriori osservazioni scritte.

Il **Gestore** potrà, entro i 15 giorni successivi, inviare all'**Utente** la propria posizione finale.

14.5 *RESPONSABILITA' DEL GESTORE E DEGLI UTENTI*

L'eventuale responsabilità del **Gestore** e degli **Utenti** nei reciproci rapporti per la violazione degli obblighi ad essi demandati, ai sensi di legge o del presente Codice, è limitata a eventuali danni materiali che siano diretta conseguenza del loro comportamento, intendendosi esclusa ogni responsabilità per danni indiretti o lucro cessante, salvo quanto previsto nei singoli contratti.

L'eventuale responsabilità del **Gestore** è inoltre espressamente limitata ai casi di dolo e/o colpa grave.

14.6 *RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE*

Fere restando le iniziative del **Comitato** volte ad agevolare, su istanza delle parti interessate, la risoluzione di eventuali controversie ai sensi del Capitolo 13, paragrafo [13.2.4.1 lettera \(g\)](#), per ogni controversia che dovesse insorgere tra il **Gestore** e gli **Utenti** dall'interpretazione e applicazione del presente Codice e delle regole ivi contenute è competente il foro di Roma.

14.7 *DISPOSIZIONI FINALI*

14.7.1 L'utilizzazione della **RTN** per scopi estranei al servizio elettrico non può in alcun modo comportare vincoli o restrizioni, sia funzionali sia in termini di

condivisione delle infrastrutture, all'utilizzo della rete stessa nei **siti di connessione** per le finalità di cui al decreto legislativo n. 79/99.

14.72 Il **Gestore** con cadenza semestrale dalla data di entrata in vigore del presente Codice di rete trasmette un rapporto recante l'analisi dello stato di applicazione del Codice medesimo al **MAP** e all'**AEEG**.

14.73 Le comunicazioni di cui al presente Capitolo devono pervenire mediante posta al seguente recapito:

Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA - Direzione Affari Regolatori

Viale Egidio Galbani, 70- 00156 Roma

ELENCO DEGLI ALLEGATI AL CODICE DI RETE

Si segnala che gli allegati in grassetto costituiscono parte integrante del Codice di rete.

- A.1 “Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- A.2 “Guida agli schemi di connessione”
- A.3 “Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN”
- A.4 “**Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV**”
- A.5 “Criteri di automazione delle stazioni a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- A.6 “**Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo**”
- A.7 “Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV”
- A.8 “Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV”
- A.9 “**Piano di Difesa del sistema elettrico**”
- A.10 “**Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale**”
- A.11 “**Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV**”
- A.12 “**Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico e piano di alleggerimento**”
- A.13 “**Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna**”

- A.14 “Partecipazione alla regolazione di tensione”**
- A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”**
- A.16 “Sistema automatico per la regolazione della tensione (SART) per centrali elettriche di produzione”**
- A.17 “Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo”**
- A.18 “Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche”**
- A.19 “Prescrizioni per la verifica delle prestazioni delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico”**
- A.20 “Disposizioni per la predisposizione e l’attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)”**
- A.21 “Disattivazione di linee aeree ad altissima ed alta tensione in occasione di incendi boschivi o di situazioni di pericolo in vicinanza”**
- A.22 “Procedura di selezione delle risorse sul MSD”**
- A.23 “Procedura per la selezione delle risorse per MB e per la conversione delle offerte ai fini della partecipazione del gestore della rete alle piattaforme di bilanciamento”**
- A.24 “Individuazione zone di offerta della rete rilevante”**
- A.25 “Condizioni e modalità di raccordo dei programmi di riferimento per il bilanciamento delle UAS e UVAN tra ISP contigui”**
- A.26 “Contratto tipo di dispacciamento per la fase transitoria del TIDE”**
- A.27 “Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell’articolo 63, comma 63.1, dell’Allegato A alla delibera dell’ARERA n. 111/06”**

- A.28 “Procedura per la valutazione della compatibilità con la sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione”
- A.29 “Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale”
- A.30 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.31 “Procedura per l’individuazione della capacità essenziale di riserva terziaria”
- A.32 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.33 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.34 “Sistema Comandi: formato messaggi”
- A.35 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.36 “Modalità di invio degli ordini di dispacciamento”
- A.37 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.38 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.39 Non disponibile – Superato dalla regolazione
- A.40 **“Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili”**
- A.41 **“Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione”**
- A.42 **“Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104”**
- A.43 **“Specifiche funzionali generali”**
- A.44 **“Specifica tecnica funzionale del sistema di acquisizione principale del Sistema di Misura dell’energia elettrica di interesse del Gestore”**
- A.45 **“Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura”**

- A.46 “Specifica tecnica realizzativa del sistema di acquisizione principale delle misure di energia elettrica”
- A.47 **“Specifica tecnica di prova delle apparecchiature di misura”**
- A.48 **“Specifica tecnica per i sistemi di acquisizione secondari (SAS)”**
- A.49 “Procedure operative per la gestione delle informazioni e dei dati nell’ambito del sistema di misura”
- A.50 “Compensazione delle perdite”
- A.51 “Caratteristiche del protocollo di comunicazione e delle modalità di scambio dati tra SAPR e AdM”
- A.52 **“Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio. Specifiche funzionali e di comunicazione”**
- A.53 **“Caratteristiche tecniche e funzionali degli apparati equilibratori di carico”**
- A.54 **“Classificazione e registrazione delle interruzioni transitorie degli utenti direttamente e indirettamente connessi alla RTN”**
- A.55 **“Caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale”**
- A.56 **“Qualità del servizio di trasmissione. Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di corto circuito per i siti direttamente connessi alla RTN”**
- A.57 **“Contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale”**
- A.58 **“Convenzione per il servizio di aggregazione misure ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 107/09”**
- A.59 “Requisiti e caratteristiche di riferimento dei sistemi di trasmissione in corrente continua (HVDC)”

A.60 **“Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del mercato elettrico”**

A.61 **“Regolamento del sistema di garanzie per la fase transitoria del TIDE”**

A.62 **“Contratto tipo per la regolazione del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire valido per l’anno 2025”**

A.63 **“Contratto tipo per l'erogazione del servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica” – Effetti cessati dal 31/12/2017**

A.64 **“Modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica”**

A.65 **“Dati tecnici strutturali”**

A.66 **“Procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici”**

A.67 **“Regole di manutenzione e aggiornamento del codice POD”**

A.68 **“Centrali fotovoltaiche: Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo”**

A.69 **“Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna”**

A.70 **“Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”**

A.71 **“Regole applicative della disciplina del settlement nei casi di modifica dell’assetto proprietario delle reti di distribuzione”**

A.72 **“Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale - (RIGEDI)”**

A.73 **“Specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza”**

A.74 **“Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0”**

- A.75 “Modalità di gestione della rete in caso di sospensione e ripristino delle attività di mercato”
- A.76 “Metodologia per il calcolo dell’incremento della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale”
- A.77 “Procedura per la selezione delle risorse per la fase preliminare al Mercato del Giorno Prima”
- A.78 “Algoritmi di misura dell’energia immessa negativa (EIN)”
- A.79 “Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico: Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo”
- A.80 “Procedura per la selezione delle risorse per la fase preliminare al Mercato del Giorno Prima”

NOTA: *Eventuali riferimenti nei documenti sopra elencati al GRTN SpA devono intendersi riferiti al **Gestore** come definito nel [Glossario](#) del presente Codice di rete.*