

Partecipazione alla regolazione di Frequenza e Frequenza-Potenza

Il presente documento trova applicazione a partire dal 1° gennaio 2025 con le precisazioni contenute nel paragrafo 2. Si chiarisce inoltre che per la fase transitoria del TIDE, i riferimenti al BSP contenuti nel presente documento sono da intendersi come riferimenti all'Utente del dispacciamento, vale a dire il soggetto che ha stipulato con Terna 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 devono essere considerate come poste in capo all'utente del dispacciamento.

Storia delle revisioni

Rev.00	17-05-2000	Prima emissione
Rev.01	20-07-2008	Seconda emissione – sostituisce IN.S.T.X.1014 Rev.00
Rev.02	15-02-2021	Modifica al paragrafo 13 - Riferimento alla nuova versione dell'Allegato A.18
Rev.03	01-2025	Aggiornamento generale del documento e recepimento del TIDE

1	OGGETTO E SCOPO	4
2	CAMPO DI APPLICAZIONE.....	4
3	ACRONIMI, SIMBOLOGIA ADOTTATA E DEFINIZIONI	5
4	GENERALITÀ	8
5	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	9
6	REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA	10
6.1	FORNITURA DEL SERVIZIO	10
6.2	REQUISITI FUNZIONALI DELLA PRESTAZIONE DI REGOLAZIONE PRIMARIA.....	12
6.2.1	<i>Nuclei derivati da Gruppi di generazione sincroni</i>	<i>13</i>
6.2.1.1	<i>Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1 del Codice di Rete.....</i>	<i>13</i>
6.2.1.2	<i>Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1 del Codice di Rete</i>	<i>17</i>
6.2.1.3	<i>Nuclei derivati da Gruppi idroelettrici di produzione e pompaggio diversi da quelli sincroni soggetti alla Sezione 1C.5 del Capitolo 1 del Codice di Rete.....</i>	<i>18</i>
6.2.2	<i>Nuclei derivati da Gruppi di generazione eolici.....</i>	<i>19</i>
6.2.2.1	<i>Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete</i>	<i>19</i>
6.2.2.2	<i>Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete.....</i>	<i>20</i>
6.2.3	<i>Nuclei derivati da Gruppi di generazione fotovoltaici.....</i>	<i>21</i>
6.2.3.1	<i>Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete</i>	<i>21</i>
6.2.3.2	<i>Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete.....</i>	<i>22</i>
6.2.4	<i>Nuclei con Sistemi di accumulo elettrochimico.....</i>	<i>23</i>
6.2.4.1	<i>Regolazioni FSM ed LFSM</i>	<i>23</i>
6.2.4.2	<i>Regolazione Reserve Mode.....</i>	<i>24</i>
6.3	RISERVA PRIMARIA MINIMA.....	27
6.3.1	<i>Regolazione del margine minimo di potenza per riserva primaria</i>	<i>28</i>
6.3.2	<i>Regolazione del margine minimo di energia per riserva primaria da accumuli elettrochimici.....</i>	<i>29</i>
7	REGOLAZIONE SECONDARIA FREQUENZA-POTENZA	30
7.1	PROCEDURA DI ABILITAZIONE	31
7.1.1	<i>Prove di qualifica</i>	<i>32</i>
7.1.2	<i>Modifiche sull'unità successive alla qualifica</i>	<i>32</i>
7.1.3	<i>Validità, rinnovo, sospensione e revoca dell'abilitazione</i>	<i>33</i>
7.1.4	<i>Modifiche dei requisiti tecnici minimi per l'abilitazione</i>	<i>33</i>
7.2	BANDA DI REGOLAZIONE E RISERVA SECONDARIA	33
7.3	MODALITÀ DI FORNITURA DEL SERVIZIO	34
7.4	PROVE DI ABILITAZIONE	35
7.4.1	<i>Condizioni di prova</i>	<i>35</i>
7.4.2	<i>Prova veloce: Verifica del set point</i>	<i>35</i>
7.4.3	<i>Prova lenta: Verifica del set point.....</i>	<i>37</i>
7.4.4	<i>Prova di anomalia RTU.....</i>	<i>38</i>
7.4.5	<i>Grandezze da registrare</i>	<i>38</i>
7.4.6	<i>Processamento dei dati registrati.....</i>	<i>39</i>
7.4.7	<i>Criteri di valutazione del risultato</i>	<i>39</i>
8	REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA (ILF).....	40

8.1	OBBLIGHI DI IMPLEMENTAZIONE E ABILITAZIONE DELLA FUNZIONALITÀ	40
8.2	MODALITÀ DI EROGAZIONE PER UP DA GRUPPI DI GENERAZIONE SINCRONI	41
9	REGOLAZIONE TERZIARIA	43
APPENDICE A	- GLOSSARIO ED ESEMPIO FUNZIONALITÀ ILF	44

1 OGGETTO E SCOPO

Il presente documento ha l'obiettivo di descrivere le modalità di partecipazione degli impianti di produzione alla regolazione della frequenza, ivi incluse ulteriori funzionalità correlate necessarie per l'idonea erogazione dei servizi in oggetto e le procedure di abilitazione propedeutiche per la fornitura della regolazione secondaria di frequenza.

2 CAMPO DI APPLICAZIONE

Le prescrizioni contenute nel presente documento si applicano alle UP abilitate al ridispacciamento e alla fornitura di servizi ancillari nazionali globali in qualità di **Unità Abilitate Singolarmente (UAS)** di immissione ai sensi del Capitolo 4 del Codice di Rete. Parte di tali prescrizioni, limitatamente alle funzionalità elencate di seguito, sono richieste inoltre per le **Unità di Produzione (UP) non abilitate**, quali:

- regolazione primaria di frequenza con sistema in stato di emergenza, da parte delle UP derivate da Gruppi di generazione soggetti alle Sezioni 1B.5 e 1C.5 del Capitolo 1 del Codice di Rete, in quest'ultimo caso attivando la modalità LFSM;
- regolazione *Reserve Mode*, da parte delle UP non abilitate costituite da Sistemi di accumulo elettrochimico rientranti nel campo di applicazione A.79;
- regolazione ILF, da parte delle UP non abilitate elencate nel par. 8.1.

Il presente documento trova applicazione sia per impianti nuovi che esistenti in accordo al Capitolo 1C paragrafo 1C.2 del Codice di Rete [1], secondo le modalità espresse nei successivi paragrafi. Nella classificazione di impianti nuovi rientrano inoltre gli impianti esistenti oggetto di modifiche significative, rifacimento parziale o totale d'impianto: in tali casi, le prescrizioni previste per gli impianti nuovi si applicano alle sole parti di impianto oggetto di sostituzione ovvero nella misura in cui tali prescrizioni non comportino la sostituzione di elementi di impianto diversi da quelli oggetto dell'intervento di modifica significativa o di rifacimento.

Si precisa che, con riferimento agli impianti per i quali la funzionalità ILF deve essere implementata e abilitata, di default o su richiesta di Terna, secondo quanto previsto nel successivo paragrafo 8, l'attivazione del flusso dati in tempo reale per il telecontrollo della funzionalità ILF (paragrafo 8), deve essere implementata sulle UP e secondo le tempistiche di seguito riportate :

- a) entro la data di prima attivazione, sulle UP costituite da gruppi/sezioni entrati in esercizio a valle dell'entrata in vigore del presente documento. Limitatamente alle UP costituite da gruppi/sezioni che entrano in esercizio entro 12 mesi dalla data di entrata in vigore del presente documento, il requisito può essere soddisfatto nel corso della durata dell'Interim Operational Notification - ION;
- b) entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del presente documento, sulle UP derivate da impianti facenti parte del Piano di Riaccensione e sulle UP di taglia pari o maggiore a 100 MW esistenti alla data di entrata in vigore del presente documento.

In aggiunta a quanto sopra, si precisa che le prescrizioni contenute ai paragrafi 6 e 8 del presente documento non si applicano ai Gruppi di generazione classificati come esistenti alimentati da fonti rinnovabili quali l'energia delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica, l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

Infine, si precisa che le previsioni contenute nel paragrafo 7 relativamente alle semi-bande di regolazione e riserva secondaria a 300 s troveranno applicazione a partire dalla data di riconnessione alla Piattaforma aFRR. A tal fine, Terna comunicherà, con congruo anticipo, le tempistiche per lo svolgimento delle relative prove di abilitazione.

3 ACRONIMI, SIMBOLOGIA ADOTTATA E DEFINIZIONI

Il significato dei termini richiamati in questo documento è riportato nel documento [1]. Tuttavia, per maggiore comodità, nel seguito sono elencate le definizioni di maggiore rilevanza per l'argomento trattato.

Acronimi e simbologia

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
B _{FSM}	Contributo di regolazione primaria in risposta a variazioni di frequenza pari a 200 mHz
BSP	Balance Service Provider
CdR	Codice di Rete [1]
FCR	Frequency Containment Reserve
FRR	Frequency Restoration Reserve
FSM	Frequency Sensitive Mode
ILF	Integratore Locale di Frequenza (vedasi <i>Definizioni</i>)
ISP	Imbalance Settlement Period
LER	Risorsa ad Energia Limitata (vedasi <i>Definizioni</i>)
LFSM	Limited - Frequency Sensitive Mode
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
P _e	Potenza erogabile della Centrale Eolica/Fotovoltaica (vedasi <i>Definizioni</i>)
P _{eff}	Potenza efficiente (vedasi <i>Definizioni</i>)
P _n	Potenza nominale (vedasi <i>Definizioni</i>)
P _{nd}	Potenza nominale disponibile (vedasi <i>Definizioni</i>)
RR	Replacement Reserve
σ	Statismo
UAS	Unità Abilitata Singolarmente
UP	Unità di Produzione

Definizioni

Generatore o Gruppo di Generazione	<p>Insieme delle unità di generazione 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - un 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); - 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.
-------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Nucleo di erogazione (del servizio di reg. primaria)	Vedasi par. 6.1
Potenza efficiente (P_{eff})	<p>Potenza attiva massima che può essere immessa in rete dall'UP (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). Tale potenza si intende al lordo del margine minimo di regolazione primaria.</p> <p>Per le turbine a gas e le sezioni a ciclo combinato, la Potenza efficiente P_{eff} 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>Per le turbine idroelettriche, la Potenza efficiente P_{eff} è riferita alle condizioni di salto nominale.</p> <p>Per le unità da fonte eolica e solare, la Potenza efficiente P_{eff} coincide con la Potenza nominale (P_n) 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 P_{eff} coincide con la Potenza nominale (P_n) 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>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 unità da fonte eolica, solare o costituita da sistemi di accumulo inverter-based, ai fini dei requisiti prestazionali e della quantificazione della riserva durante l'esercizio, per la definizione della Potenza efficiente è consentito al BSP di utilizzare la Potenza Nominale Disponibile (P_{nd}) come specificata successivamente. Tale valore dovrà essere coerente con il valore di POTENZA MASSIMA DI ASSETTO (MW) dichiarato in accordo all'Allegato A.60 al Codice di Rete.</p> <p>Nota: In generale la Potenza efficiente è riferita all'UP ($P_{eff,UP}$). Per determinate applicazioni nel presente documento, ove espressamente specificato, la Potenza efficiente è riferita al Nucleo di erogazione e contrassegnata con pedice N ($P_{eff,N}$). Nei casi in cui la trattazione si riferisca in maniera chiara ad uno specifico elemento si omettono i pedici per brevità di notazione.</p>
Potenza massima	Massima potenza al netto dei servizi ausiliari che l'UP è in grado di produrre, tenuto conto delle condizioni ambientali (es. temperatura per le UP termoelettriche e disponibilità di acqua per le UP idroelettriche).
Potenza massima erogabile	Valore di Potenza massima di UP diminuito del margine minimo di regolazione primaria. Coincide con il dato di POTENZA MASSIMA DI ASSETTO (MW) dichiarato in accordo all'Allegato A.60 al Codice di Rete [12].
Potenza erogabile della Centrale Eolica/Fotovoltaica (P_e)	Potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni di ambientali correnti da una centrale eolica/fotovoltaica. È la somma delle potenze erogabili degli aerogeneratori/inverter disponibili in un determinato momento.
Potenza minima	Minima potenza al netto dei servizi ausiliari che l'UP è in grado di produrre o, se costituita da sistemi di accumulo, di assorbire, tenuto conto delle condizioni ambientali (es. emissioni limite per le UP termoelettriche).
Potenza minima erogabile	Valore di Potenza minima di UP aumentato del margine minimo di regolazione primaria. Coincide con il dato di POTENZA MINIMA DI ASSETTO (MW) dichiarato in accordo all'Allegato A.60 al Codice di Rete [12].

Potenza nominale per impianti inverter-based (P_n)	<p>Somma, espressa in MW, delle potenze nominali dei singoli inverter o aereogeneratori dell'impianto.</p> <p>Come potenza nominale del singolo inverter o aereogeneratore si considera la potenza attiva del singolo inverter o aereogeneratore alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di $\cos(\phi)$.</p> <p>Ai fini del presente documento la potenza nominale del singolo inverter o aereogeneratore è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a $\cos(\phi)=0,9$. Nel caso di inverter, tale potenza può essere eventualmente ridotta considerando le limitazioni legate alla potenza nominale dei moduli batterie o dei moduli fotovoltaici sottonesi allo stesso inverter.</p>
Potenza nominale disponibile per impianti inverter-based (P_{nd})	Pari alla Potenza Nominale dell'impianto (P_n) ridotta della Potenza Nominale degli inverter ¹ o aereogeneratori non disponibili per avaria o manutenzione, espressa in MW.
Regolazione integrale locale di frequenza (ILF)	Regolazione automatica della potenza attuata da un Gruppo di Generazione che opera in caso di errori di frequenza superiori ai valori prescritti nel paragrafo 8, per concorrere al ripristino della frequenza nominale.
Regolazione Primaria della Frequenza	Regolazione automatica della potenza generata da un Gruppo di Generazione a seguito di una variazione di frequenza.
Regolazione Secondaria di Frequenza-Potenza	Regolazione automatica della potenza generata da un Gruppo di Generazione a seguito di un segnale di livello inviato dal Gestore.
Risorsa ad energia limitata (LER)	Unità di Produzione per cui la completa attivazione di B_{FSM} in erogazione o assorbimento per 2 ore continuative, escludendo gli effetti di un eventuale gestione del proprio stato di carica, può comportare strutturalmente limitazioni dell'attivazione della modalità FSM a causa dell'esaurimento dell'energia effettivamente disponibile.
Statismo	<p>Numero percentuale che, a regolazione di frequenza regimata, è calcolato come il rapporto tra variazione di frequenza in per unit rispetto a 50 Hz e la relativa variazione di potenza in per unit rispetto alla potenza di riferimento (es. Potenza efficiente):</p> $\sigma[\%] = \frac{\Delta f[Hz]}{50} * \frac{P_{eff}[MW]}{\Delta P[MW]} * 100$
Unità di Generazione	<p>Il singolo elemento deputato alla generazione di energia elettrica appartenente ad un Gruppo di Generazione, ovvero:</p> <ul style="list-style-type: none"> nel caso di Gruppo di Generazione sincrono, 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'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 sottonesi, singolo inverter di potenza e insieme dei rack batteria sottonesi, singolo aereo-generatore)

¹ Nel caso di inverter, tale potenza può essere eventualmente ridotta considerando le limitazioni legate alla potenza nominale dei moduli batterie o dei moduli fotovoltaici sottonesi allo stesso inverter.

4 GENERALITÀ

Convenzionalmente la regolazione di frequenza si articola in tre regolazioni organizzate gerarchicamente: Regolazione primaria, secondaria e terziaria.

Secondo la classificazione prevista nel “*Regolamento SOGL*”², la **regolazione primaria di frequenza** corrisponde all’insieme delle funzionalità ricadenti nel Frequency Containment Process (FCP), il cui obiettivo è di contenere le variazioni di frequenza nel sistema originate da squilibri tra generazione e fabbisogno, e delle regolazioni aggiuntive per fronteggiare situazioni di emergenza in caso di grandi transitori di frequenza.

Secondo la classificazione dei requisiti di connessione prevista nel “*Regolamento RfG*”, la regolazione primaria di frequenza risulta costituita da due diverse modalità di fornitura: Frequency Sensitive Mode (FSM) e Limited - Frequency Sensitive Mode (LFSM). La modalità FSM consiste in una variazione della potenza generata in risposta a una variazione della frequenza contenuta entro l’intervallo ± 200 mHz rispetto al valore nominale di sistema; in particolare, le semi-bande di potenza asservite a tale regolazione costituiscono la Frequency Containment Reserve (FCR). La modalità LFSM, suddivisa nelle due componenti LFSM-O e LFSM-U rispettivamente per sovralfrequenza e sottofrequenza, realizza la medesima funzione per variazioni di frequenza oltre l’intervallo ± 200 mHz.

Si definisce inoltre Frequency Restoration Process (FRP) il processo finalizzato a ripristinare la frequenza al valore nominale e a ribilanciare un’area sincrona con più aree LFC al valore degli scambi programmato. Il FRP si suddivide in due categorie distinte in funzione della modalità di attivazione della riserva (Frequency Restoration Reserve – FRR):

- attivazione automatica aFRR: prevede una regolazione centralizzata modulata da un regolatore automatico operante la **regolazione secondaria di frequenza**. Esso agisce con tempi di risposta nell’ordine delle centinaia di secondi con modalità di controllo è di tipo proporzionale-integrale.
- attivazione manuale mFRR³: prevede una regolazione centralizzata attuata dagli operatori di sala controllo con un tempo di attivazione dell’ordine dei minuti.

La **regolazione terziaria di frequenza** corrisponde convenzionalmente all’attivazione della riserva di sostituzione (Replacement Reserve - RR) e all’attivazione manuale mFRR.

Un ulteriore sistema automatico funzionale al controllo della frequenza è la regolazione integrale locale di frequenza (ILF) che si agisce qualora l’errore di frequenza raggiunga determinate soglie specificate nel presente documento.

In considerazione dell’importanza che i sistemi di regolazione oggetto del presente documento con relativi parametri hanno per il funzionamento del sistema elettrico nazionale, tali sistemi sono soggetti alle verifiche individuate al §1C.5.7.2 e al §1B.5.12 del Codice di Rete.

² REGOLAMENTO (UE) 2017/1485 DELLA COMMISSIONE del 2 agosto 2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell’energia elettrica

³ I requisiti prestazionali della regolazione terziaria, fornita dalla riserva di sostituzione (Replacement Reserve) e dall’attivazione manuale mFRR, non sono oggetto del presente documento. Nel sistema italiano esse corrispondono formalmente a parte delle regolazioni che hanno luogo nella risoluzione dei mercati MSD e MB.

5 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete”, Terna.
- [2] “Regole per il dispacciamento”, Capitolo 4 del Codice di Rete, Terna.
- [3] “Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo”, Allegato A.6 al Codice di Rete, Terna.
- [4] “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”, Allegato A.13 al Codice di Rete, Terna.
- [5] “Centrali eoliche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo”, Allegato A.17 al Codice di Rete, Terna.
- [6] “Verifica della conformità degli impianti di produzione alle prescrizioni tecniche del Gestore”, Allegato A.18 al Codice di Rete, Terna.
- [7] “Sistema comandi web: variazioni dati tecnici GAUDI”, Allegato A.33 al Codice di Rete, Terna.
- [8] “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del mercato elettrico”, Allegato A.60 al Codice di Rete, Terna
- [9] “Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo”, Allegato A.68 al Codice di Rete, Terna.
- [10] “Criteri di connessione degli impianti di produzione al Sistema di Difesa di Terna”, Allegato A.69 al Codice di Rete, Terna
- [11] “Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo”, Allegato A.79 al Codice di Rete, Terna.
- [12] “Dati tecnici delle Unità di Produzione abilitate e/o rilevanti valevoli ai fini del mercato elettrico”, Allegato A.60 al Codice di Rete, Terna.

6 REGOLAZIONE PRIMARIA DI FREQUENZA

6.1 Fornitura del servizio

Le **UAS di immissione** abilitate al servizio devono fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza tramite le modalità FSM ed LFSM in accordo al Capitolo 4 del Codice di Rete: esse hanno l'ulteriore obbligo di riservare opportuni margini minimi di potenza e, limitatamente alle Risorse ad energia limitata, opportuni margini di energia in accordo al presente documento. Le **UP non abilitate** hanno obbligo di fornire, compatibilmente con i margini di potenza e di energia disponibili, il servizio di regolazione primaria in emergenza per il tramite della modalità LFSM.

Per semplicità di trattazione, considerata l'eterogeneità delle risorse che prestano il servizio in termini di tecnologie di generazione nonché di schemi di regolazione e controllo, i requisiti di *prestazione* (par. 6.2) e requisiti di *riserva in potenza/energia* (par. 6.3) di regolazione primaria saranno riferiti ad elementi distinti coincidenti rispettivamente con **Nucleo di erogazione** e **Unità Abilitata Singolarmente (UAS)**. Nello specifico il *Nucleo di erogazione* risulta costituito dall'asset fisico, o insieme degli asset fisici, non necessariamente coincidenti con l'UAS costituita dall'*Unità di Produzione*, fermo restando l'appartenenza di tali elementi all'UAS soggetta ad obbligo o facoltà di fornitura del servizio ai sensi del Capitolo 4 del Codice di Rete. In particolare, tali asset fisici corrispondono:

- alle singole *Unità di Generazione*
- al *complesso delle Unità di Generazione* coordinate da uno stesso controllore e riferite ad un unico punto di immissione con la rete.

Tale suddivisione implica che la Potenza efficiente dell'UP costituente l'UAS sia pari alla sommatoria delle Potenze efficienti dei singoli nuclei $P_{eff,N}$ costituenti la medesima UP.

$$P_{eff,UP} = \sum_i P_{eff,N}(i)$$

Ai fini degli obblighi di prestazione e riserva, il valore di $P_{eff,UP}$ da assumere come riferimento per il servizio è da intendersi pari alla sommatoria della potenza efficiente di ciascun Gruppo di Generazione dotato di capacità regolante in servizio in un determinato momento.

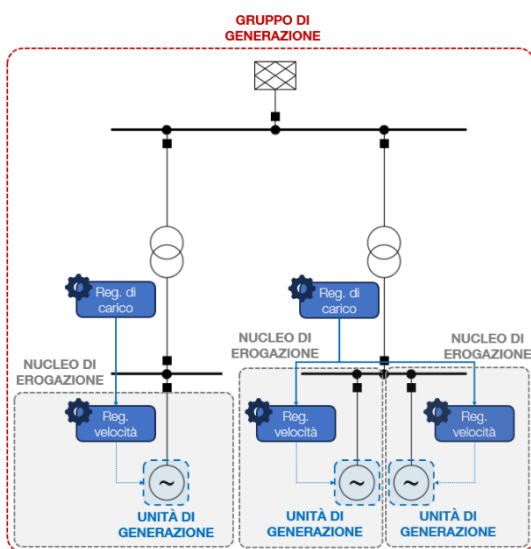
Fermo restando che gli obblighi di riserva sono sempre riferiti all'UP costituente l'UAS, per una maggior comprensione del testo si elencano di seguito le composizioni possibili dei principali *Nuclei di Erogazione* per le UP associate ad un'unica fonte primaria di energia, in funzione dalla tecnologia di generazione:

- per le **UP termoelettriche**:
 - **a vapore a ciclo semplice**, il *Nucleo di erogazione* di regolazione primaria coincide con l'Unità di Generazione (singola coppia turbina-alternatore);
 - **turbogas a ciclo semplice o motori alternativi**, il *Nucleo di erogazione* di regolazione primaria coincide con la singola Unità di Generazione (singola coppia turbina-alternatore);
 - **turbogas a ciclo combinato**, il *Nucleo di erogazione* di reg. primaria coincide con il Gruppo di Generazione, convenzionalmente corrispondente con il *modulo* a ciclo combinato;
- per le **UP idroelettriche**:
 - corrispondenti a **singoli impianti di generazione/pompaggio**, il *Nucleo di erogazione* di regolazione primaria coincide con la singola Unità di Generazione (singola coppia turbina-alternatore oppure pompa-alternatore);
 - corrispondenti all'insieme degli impianti facenti parte di un'**asta**, il *Nucleo di erogazione* di regolazione primaria coincide con la singola Unità di Generazione dotata di capacità regolante (singola coppia turbina-alternatore). In tal caso gli obblighi di riserva si applicano all'insieme delle Unità di Generazione dotate di capacità regolante che costituiscono l'asta.

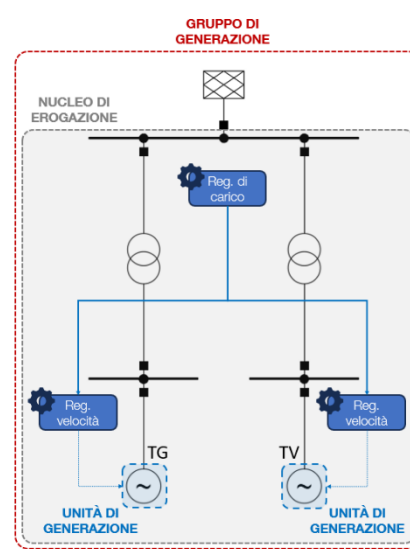
In generale si precisa che, per i nuclei costituiti da soli Gruppi di generazione e pompaggio sincroni diversi da impianti ternari eserciti in corto circuito idraulico, le prescrizioni del presente documento si applicano nella sola fase di turbinaggio.

- per le **UP da fonte eolica, solare** o costituite da **soliti sistemi di accumulo**, il *Nucleo di erogazione* di regolazione primaria coincide con l'insieme delle *Unità di Generazione* generalmente coordinate da uno stesso *Power Plant Controller*.

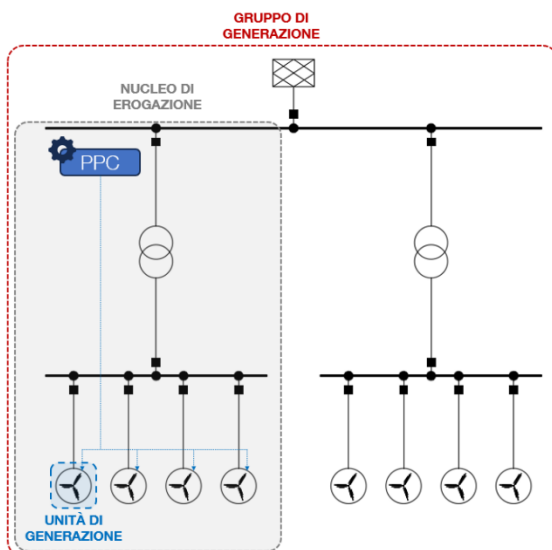
Qualora l'UP risulti associata a differenti fonti primarie di energia, per la definizione dei *Nuclei di Erogazione* di regolazione primaria valgono i criteri esposti in precedenza, fatto salvo che un nucleo deve essere costituito da *Unità di Generazione* riferibili ad un'unica fonte primaria di energia.



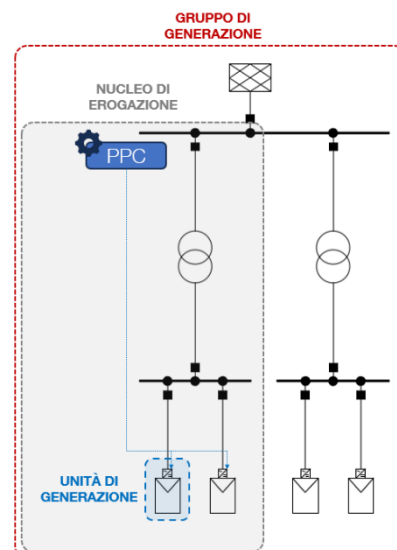
UP termoelettriche e idroelettriche (esclusi CC)



UP termoelettriche a Ciclo Combinato



UP da fonte eolica



UP da fonte solare

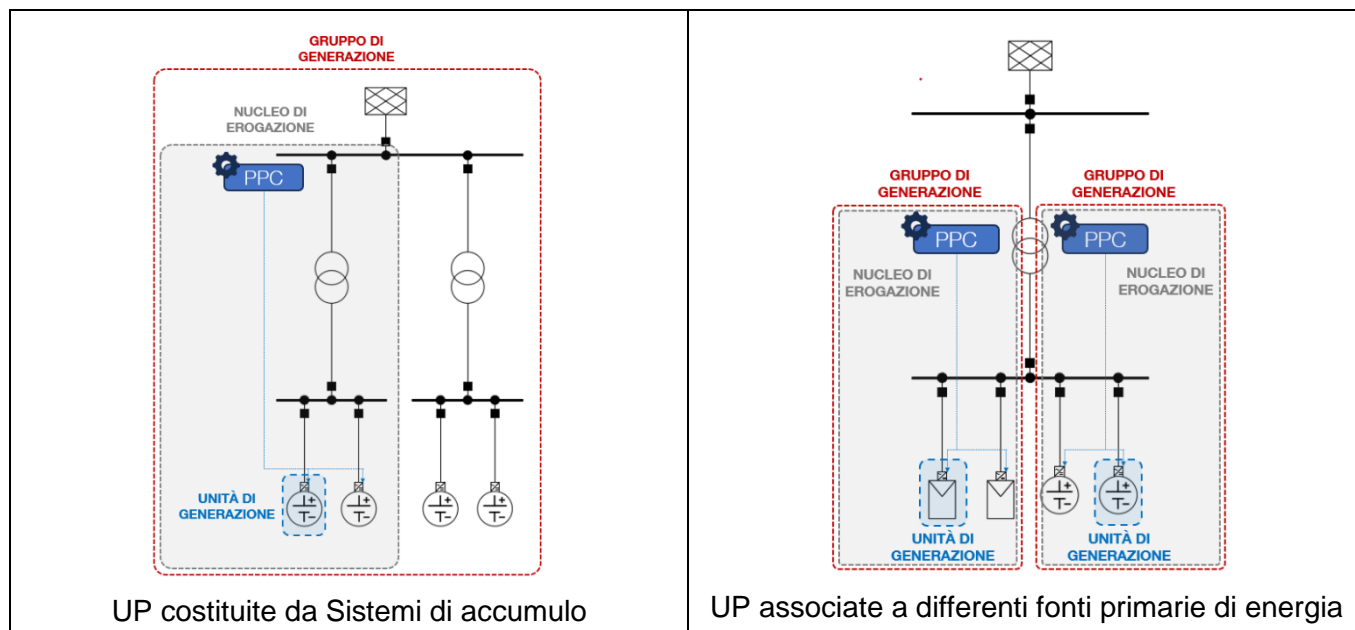


Tabella 1 - Rappresentazione grafica dei Nuclei di erogazione

La modalità di erogazione della regolazione primaria di frequenza differisce a seconda della tipologia di UP, secondo quanto specificato nel presente documento.

6.2 Requisiti funzionali della prestazione di regolazione primaria

Le risorse che partecipano alla regolazione primaria di frequenza devono essere dotate di un sistema di controllo (comunemente chiamato regolatore di frequenza o velocità, *Power Plant Controller*, *governor* di turbina oppure ancora *speed governor*) che agisce sul processo di generazione per garantire un funzionamento stabile del Nucleo di erogazione in tutte le condizioni di funzionamento: in avviamento, in parallelo su rete interconnessa o su rete isolata⁴, in fermata, durante le manovre di riaccensione del sistema elettrico, ecc.

I parametri che definiscono lo statismo impostato nei regolatori di frequenza devono essere quelli prescritti dal presente documento, con la possibilità per i turbogas eserciti a ciclo aperto appartenenti a cicli combinati di avere uno statismo variabile in funzione dell'assetto di esercizio.

Si riportano di seguito le prestazioni funzionali minime comuni a tutte le tipologie di Nuclei:

- impiego di una misura di frequenza locale, acquisita al punto di connessione o internamente all'impianto, la cui precisione statica deve essere migliore di 10 mHz ed in accordo con lo standard industriale vigente, se migliore;
- insensibilità intrinseca del regolatore di frequenza, esclusa la parte di misura, non superiore a ± 10 mHz;
- risposta in potenza non intenzionalmente ritardata, la quale deve iniziare il più rapidamente possibile e in ogni caso entro 2 secondi dalla variazione di frequenza⁵;
- risposta in potenza con andamento senza soluzione di continuità⁶;
- fornitura e stabilità della risposta di reg. primaria a tempo indefinito in tutto il campo di

⁴ Sia in funzionamento stand-alone sia in parallelo ad altre Unità di Generazione appartenenti al medesimo impianto.

⁵ Qualora il ritardo iniziale superi i 2s, il Titolare dell'UP è tenuto a fornire evidenza dei dati tecnici che dimostrino la necessità di tempi più lunghi.

⁶ Non sono ammesse risposte a gradini

funzionamento previsto dalle regole di connessione, ivi incluso il funzionamento a scambio zero qualora possibile in funzione della specifica tecnologia di generazione, compatibilmente con i margini tra il punto di funzionamento e la massima potenza ed energia disponibili in produzione o in assorbimento;

- gradiente della regolazione di frequenza in ogni caso non inferiore al gradiente di regolazione secondaria, qualora effettuata.

La regolazione primaria di frequenza deve essere sempre automatica, in particolare:

- nei nuclei facenti parte di UP termoelettriche, il tipo di regolazione impostata nei regolatori di velocità deve essere di tipo coordinata con frequency-bias;
- i nuclei facenti parte di UP idroelettriche non devono essere limitati né in gradiente né in banda, ma, al fine di preservare la sicurezza dell'impianto, devono essere vincolati solo dalle caratteristiche del sistema idraulico e dalla disponibilità energetica. Le deviazioni da quanto riportato nel presente documento devono essere documentate⁷. La prestazione in regolazione primaria deve essere rapportata alla potenza risultante dal numero delle Unità di Generazione in servizio, se il nucleo risulta costituito da più unità.

In generale, si ricorda inoltre che gli obiettivi da perseguire durante grandi perturbazioni della frequenza di rete⁸ sono:

- non limitare il gradiente di regolazione primaria, garantendo al contempo la stabilità dell'erogazione del contributo di regolazione primaria;
- evitare l'insorgere di blocchi/scatti del gruppo di generazione e quindi garantire il funzionamento continuativo dell'impianto;
- non compromettere la riuscita di una eventuale manovra di *Load Rejection* e/o la stabilità del funzionamento durante una eventuale manovra di *Black Start*.

Per le UAS costituite da UP in grado di operare a potenza attiva nulla, al fine di garantire la regolazione senza soluzione di continuità e al contempo assicurare una modellizzazione dell'unità coerente con le proprie caratteristiche tecniche, è richiesta la dichiarazione di un unico assetto di funzionamento comprensivo dello zero.

In ogni caso, eventuali ulteriori regolazioni non devono ridurre le prestazioni e gli effetti delle regolazioni citate nel presente documento. Specificatamente, non sono permesse regolazioni aggiuntive che compensano il contributo della regolazione primaria, in quanto riducono la sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico.

6.2.1 Nuclei derivati da Gruppi di generazione sincroni

6.2.1.1 Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1 del Codice di Rete

La modalità di erogazione del servizio di regolazione primaria di frequenza descritta nel presente paragrafo si basa sulle funzionalità richieste dal §1B.5.7 del CdR.

Ai fini della fornitura del servizio, i Nuclei di erogazione facenti parte di una UP devono erogare una quota di potenza ΔP in somma al proprio set-point di potenza, tenendo conto dell'entità della variazione di frequenza Δf rispetto al valore nominale di 50 Hz e dello statismo permanente σ impostato nel regolatore, secondo la relazione:

$$\Delta P [MW] = - \frac{\Delta f [Hz]}{50} * \frac{P_{eff,N} [MW]}{\sigma [\%]} * 100$$

⁷ A tale scopo si richiede la fornitura di una relazione tecnica di dettaglio contenente lo studio di taratura del regolatore, da cui si evincano inoltre i parametri caratteristici di organi ed opere idrauliche.

⁸ A titolo indicativo, variazioni di frequenza superiori a 200 mHz.

dove $P_{eff,N}$ corrisponde alla quota parte della Potenza efficiente P_{eff} di UP dichiarata su GAUDI associata al singolo Nucleo di erogazione.

Per i Nuclei di erogazione che includono più Unità di Generazione e dove non tutte le unità partecipano singolarmente alla regolazione primaria di frequenza, i valori di statismo delle singole unità dovranno essere tarati in modo tale che il valore di statismo complessivo risultante del nucleo sia sempre pari a quanto richiesto.

La fornitura del servizio da parte dei Nuclei facenti parte di UAS si traduce nell'abilitare i regolatori in tutto il range di frequenza previsto dalle regole di connessione. Relativamente ai Nuclei predisposti secondo il §1B.5.7 del CdR e facenti parte di UP non abilitate, al fine di fornire supporto durante il funzionamento del sistema in emergenza, i regolatori devono rispondere a variazioni di frequenza in valore assoluto superiori a 200 mHz⁹.

Salvo diverse indicazioni del Gestore, i regolatori di velocità devono essere tarati in modo tale da rispettare i seguenti requisiti a livello di Nucleo di erogazione, in qualunque configurazione di esercizio:

- per tutti i nuclei facenti parte di UP idroelettriche:
 - lo statismo complessivo risultante deve essere pari al 4%;
 - la banda morta intenzionale sulla misura di frequenza non deve essere superiore a ± 10 mHz.
- per tutti i nuclei facenti parte di UP termoelettriche:
 - lo statismo complessivo risultante deve essere pari al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni modulo a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione della unità a vapore;
 - la banda morta intenzionale sulla misura di frequenza non deve essere superiore a ± 10 mHz per le Unità a vapore a ciclo semplice e a ± 20 mHz, per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati.

Per gli impianti di non recente costruzione, o adeguamento, i cui regolatori hanno una insensibilità maggiore di ± 10 mHz la banda morta volontaria deve essere impostata in misura tale che, se sommata all'insensibilità intrinseca, il valore complessivo non ecceda ± 30 mHz.

In caso di variazione di frequenza superiore alla banda morta, il contributo non fornito in regolazione primaria all'interno della banda morta deve essere recuperato, ad esempio come indicato in Figura 1.

⁹ Tale funzionamento può essere ottenuto impostando una banda morta intenzionale pari a ± 200 mHz.

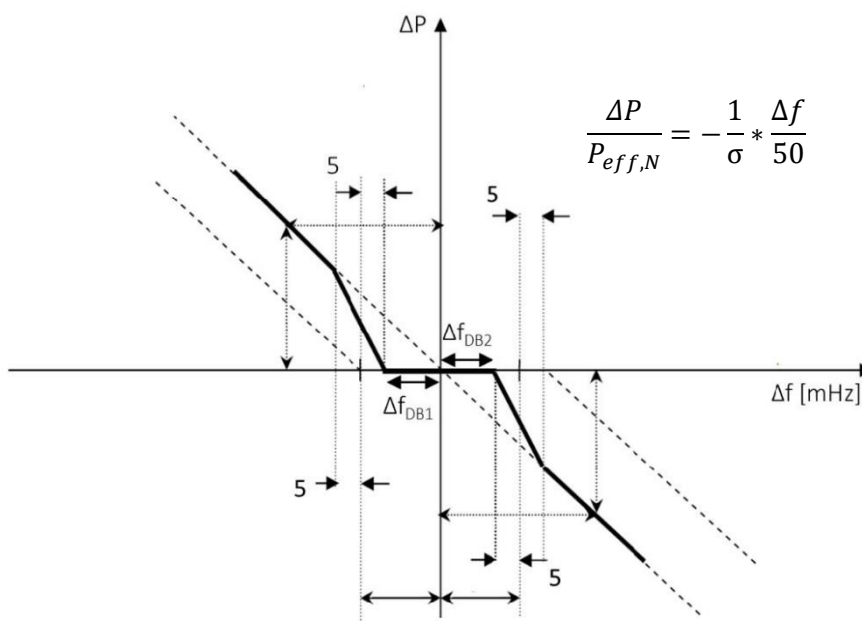


Figura 1 - Modalità di compensazione a titolo esemplificativo della banda morta dei regolatori

Per variazioni di frequenza a gradino di ampiezza **non superiori a ± 100 mHz** per le UP sul Continente ed in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente, e **non superiori a ± 250 mHz/ ± 200 mHz** rispettivamente per le UP termoelettriche/idroelettriche della Sardegna e della Sicilia, quest'ultima quando il collegamento con il Continente è aperto, si applicano le seguenti prescrizioni:

- non è consentita nessuna limitazione di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria;
- la variazione di potenza deve raggiungere il valore di regime atteso, in base allo statismo assegnato, il più rapidamente possibile e comunque entro 30 secondi dalla variazione di frequenza;
- la variazione di potenza deve essere, in valore assoluto, maggiore o uguale alla rampa lineare che unisce il ritardo massimo di attivazione ammissibile e la completa erogazione riportata in Figura 2;
- la fornitura del contributo di regolazione primaria, per ciascun Nucleo, deve permanere fino alla cessazione della deviazione di frequenza;
- per i Nuclei di tipo turbogas delle UP a ciclo combinato, solo per potenza generata pari alla potenza massima o alla minima erogabili, il gradiente di erogazione della stessa banda deve essere non inferiore al 3% $P_{eff,N}/\text{min}$ per le UP sul Continente ed in Sicilia, nei casi in cui è programmata interconnessa al Continente e 20% $P_{eff,N}/\text{min}$ in Sardegna e Sicilia isolata. Nell'intervallo compreso tra la potenza minima e la potenza massima erogabili, invece, non è consentita alcuna limitazione volontaria di ampiezza e di gradiente alla fornitura della riserva primaria.

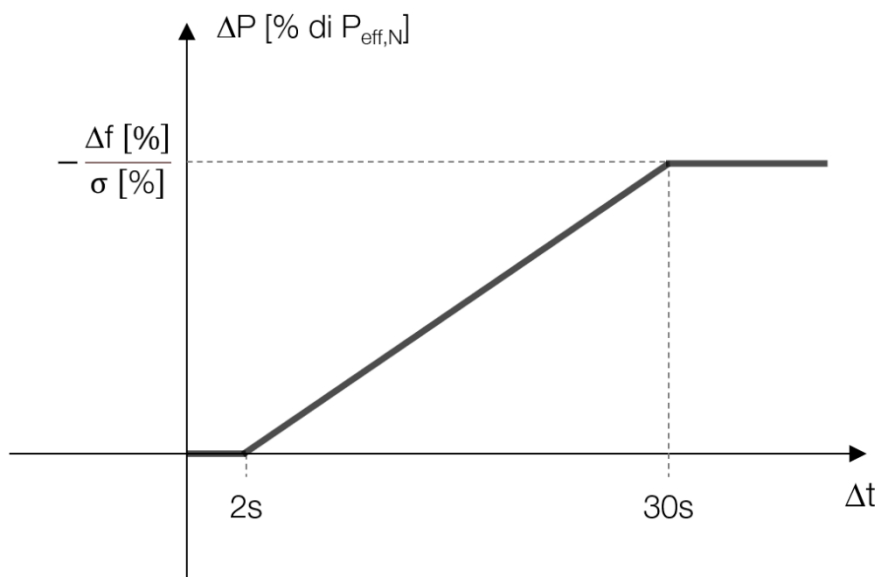


Figura 2 – Rampa lineare minima della risposta in regolazione primaria

Si precisa inoltre che i suddetti requisiti si applicano a qualunque andamento della frequenza nel tempo. Ciò vale a dire che la risposta in potenza a fronte delle variazioni di frequenza durante l'esercizio dovrà essere attuata con la stessa legge di controllo necessaria a garantire le prestazioni di risposta a variazioni di frequenza a gradino.

Per variazioni di frequenza di ampiezza **superiore alle soglie indicate nel precedente capoverso**, il contributo di regolazione primaria deve essere calcolato secondo lo statismo assegnato e deve essere fornito con il massimo gradiente tollerabile per l'impianto, compatibilmente con i vincoli fisici e garantendo il funzionamento continuativo dello stesso. Il Titolare dell'impianto è tenuto a documentare con prove per caratterizzare la massima prestazione dinamica con cui può essere erogata la variazione di potenza, stabilendo la massima prestazione che non compromette il funzionamento continuativo del ciclo del combustibile, termico, idraulico ed elettromeccanico dell'impianto.

Per le Unità di Generazione di tipo turbogas delle UP a ciclo combinato, indipendentemente dall'entità della variazione di frequenza, il gradiente minimo della regolazione di velocità deve essere il più veloce possibile e in ogni caso non inferiore al minore tra 30 MW/min e 13% P_{eff}/min dell'Unità di Generazione.

Si evidenzia l'ammissibilità di deviazioni dalle suddette prescrizioni solo per determinate unità convenzionali, e ripotenziati, equipaggiati con regolatori di velocità elettro-idraulici o oleo-dinamici in accordo a quanto precisato di seguito. Specificatamente, sono tollerate limitazioni della sola regolazione primaria nei casi di scarto negativo della frequenza più ampio di 0,125 Hz, laddove sia dimostrato che questo è indispensabile per conseguire i precedenti obiettivi di continuità di funzionamento. In tali condizioni di variazione della frequenza è ammessa una conseguente variazione dell'erogazione di potenza, dovuta alla regolazione primaria, non inferiore al 5% della Potenza efficiente dichiarata in Gaudì.

Per variazioni di frequenza superiori a 0,125 Hz è richiesto che tali unità, successivamente alla variazione a gradino, aumentino la loro potenza con un gradiente compatibile con il funzionamento continuativo dell'impianto che, generalmente, è quello attribuito alla regolazione secondaria locale della frequenza; ciò si intende valido fino al raggiungimento della loro potenza massima/minima, se richiesto dal grado di statismo impostato. Infine, si precisa che per mantenere l'efficacia della regolazione primaria, la citata limitazione del 5% deve essere ottenuta con una effettiva modifica delle logiche di regolazione e non con un aumento del grado di statismo.

Dunque, per tutte le unità termoelettriche, comprese quelle a ciclo combinato, la partecipazione alla regolazione primaria di frequenza deve trovarsi non al di sotto delle linee tracciate in Figura 2. Per le unità a vapore convenzionali si applica sempre la Figura 2, tenendo sempre presente che il contributo fornito

dagli stadi di alta pressione della turbina a vapore viene erogato pressoché istantaneamente senza ulteriori limitazioni se non quelle eventualmente oggetto delle suddette limitazioni.

6.2.1.2 Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1 del Codice di Rete

Per i Nuclei facenti parte di gruppi soggetti alla Sezione 1C.5 del CdR si definiscono le seguenti modalità di funzionamento:

- FSM
- LFSM

A tal proposito si applicano le seguenti prescrizioni di carattere generale:

- La risoluzione della misura di frequenza deve essere inferiore o uguale a 1 mHz;
- Il tempo di aggiornamento della misura di frequenza deve essere inferiore a 100 ms;
- Il tempo di campionamento della misura di frequenza ai fini della regolazione deve essere inferiore a 100 ms;
- A fronte di una variazione a gradino della frequenza di rete, la misura deve raggiungere il valore di regime (con la precisione statica di cui al punto precedente) in un tempo inferiore a 200 ms;
- La banda morta intenzionale sulla misura di frequenza deve essere tarabile con passo di 1 mHz; entro il range definito nella Sezione 1C.5 del CdR.

I requisiti elencati sono estesi, in proporzione alla frequenza di 50 Hz, alla misura di velocità rispetto alla velocità di sincronismo dei generatori sincroni che effettuano la regolazione di frequenza sulla base della loro misura di velocità.

In caso di attivazione della funzionalità ILF, fermo restando le prescrizioni sul gradiente del solo contributo ILF definite al par. 8, si precisa che la risposta complessiva di regolazione primaria e ILF deve essere erogata con gradiente non inferiore ai gradienti minimi prescritti per la regolazione primaria nelle rispettive modalità FSM ed LFSM, espressi in percentuale della Potenza efficiente del Nucleo di erogazione¹⁰.

6.2.1.2.1 Modalità FSM

La regolazione FSM deve essere svolta dai Nuclei facenti parte di UAS attivando le funzionalità descritte nella sezione 1C.5.3.4 del CdR.

Il Gestore prescrive che i regolatori di frequenza per la modalità FSM siano tarati a livello di Nucleo di erogazione come segue:

- per tutti i nuclei facenti parte di UP idroelettriche:
 - deve essere impostato uno statismo pari al 4%;
 - la banda morta intenzionale sulla misura di frequenza non deve essere superiore a ± 10 mHz.
- per tutti i nuclei facenti parte di UP termoelettriche:
 - deve essere impostato uno statismo pari al 5%. A ciò deve attenersi anche ogni sezione a ciclo combinato, indipendentemente dalla capacità di regolazione dell'unità a vapore;
 - la banda morta intenzionale sulla misura di frequenza non deve essere superiore a ± 10 mHz.

In tutti i casi di implementazione volontaria della banda morta sulla misura di frequenza, questa deve essere del tipo a recupero, con riallineamento al caso senza banda morta entro il limite di erogazione del 1% della Potenza efficiente del Nucleo di erogazione secondo le aree contrassegnate in Figura 3, corrispondente a ± 20 mHz e ± 25 mHz per nuclei appartenenti ad UP idroelettriche e termoelettriche rispettivamente.

¹⁰ Si precisa che per le unità di tipo turbogas facenti parte di nuclei a ciclo combinato, il gradiente minimo del 13%/min è da intendersi riferito alla Potenza efficiente del solo complesso delle unità turbogas.

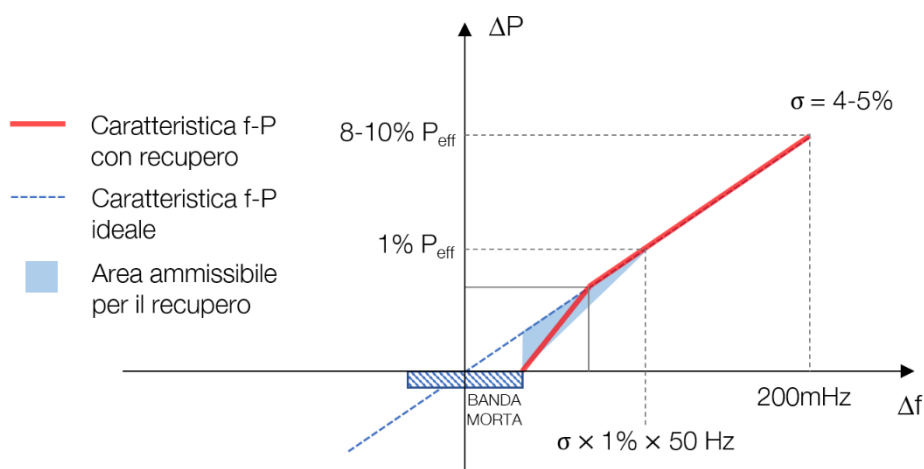


Figura 3 - Area ammissibile per l'implementazione del meccanismo di recupero della banda morta intenzionale

Le prestazioni richieste per la regolazione FSM sono riportate nella sezione 1C.5.3.4 del CdR.

6.2.1.2.2 Modalità LFSM

La regolazione LFSM deve essere svolta dai Nuclei facenti parte di UAS o di UP non abilitate attivando le funzionalità descritte alla sezione 1C.5.3.3 del CdR.

Il Gestore prescrive che i regolatori di frequenza per la modalità LFSM siano tarati a livello di Nucleo di erogazione come segue:

- soglia di frequenza di attivazione della modalità LFSM-O pari a 50,2 Hz;
- soglia di frequenza di attivazione della modalità LFSM-U pari a 49,8 Hz;
- statismo delle modalità LFSM-O e LFSM-U per i nuclei di erogazione facenti parte di UP idroelettriche pari a 4%;
- statismo delle modalità LFSM-O e LFSM-U per i nuclei di erogazione facenti parte di UP termoelettriche pari a 5%.

Le prestazioni richieste per la regolazione LFSM sono riportate nella sezione 1C.5.3.3 del CdR.

6.2.1.3 Nuclei derivati da Gruppi idroelettrici di produzione e pompaggio diversi da quelli sincroni soggetti alla Sezione 1C.5 del Capitolo 1 del Codice di Rete

Ai nuovi¹¹ impianti idroelettrici di produzione e pompaggio si applicano le prescrizioni contenute nel paragrafo 6.2.1.2, sia nella fase di turbinaggio che nella fase di pompaggio; a titolo esemplificativo e non esaustivo, rientrano in tale categoria i gruppi sincroni interfacciati con la rete per il tramite di convertitori statici o macchine asincrone con gabbia a doppia alimentazione (DFIG). Qualora necessario, al fine di garantire la stabilità del ciclo idraulico, in funzionamento da pompa è ammessa una limitazione in ampiezza del contributo di regolazione primaria, il quale deve essere non inferiore al 30% della Potenza efficiente del Nucleo di erogazione, compatibilmente con i margini di potenza disponibili secondo i limiti tecnici di funzionamento dello specifico assetto.

¹¹ Rientrano in tale definizione anche gli eventuali Gruppi di generazione sincroni esistenti oggetto di modifiche significative, qualora tali modifiche comportino la variazione della tecnologia di interfaccia con la rete (e.g. interposizione di un convertitore statico di potenza)

6.2.2 Nuclei derivati da Gruppi di generazione eolici

6.2.2.1 Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete

I Nuclei di erogazione facenti parte di UAS eoliche e classificate come “esistenti” ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete devono essere in grado almeno di non ridurre la potenza immessa in caso di sottofrequenza nei limiti previsti e devono ridurla tempestivamente ed automaticamente in caso di sovralfrequenza, senza disconnettersi dalla rete.

A tali fini è prescritto che i nuclei con gruppi eolici siano dotati di un sistema di regolazione automatica della potenza immessa in rete, compatibilmente con le potenzialità correnti della fonte primaria, in funzione del valore della frequenza con una caratteristica potenza-frequenza riportata in Figura 4. In particolare, il sistema di regolazione deve:

- consentire l'immissione continua della Potenza erogabile della Centrale Eolica (P_e), a frequenze comprese tra 47.5 e 50.3 Hz;
- ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità di errore di frequenza positivo, con statismo impostato pari al 2,4% per frequenze comprese nel range [50,3 – 51,5] Hz;
- garantire tempi di risposta che consentano la riduzione di metà della Potenza erogabile P_e in regolazione entro un tempo massimo di 15 s e dell'intera riserva di potenza entro 30 s dal manifestarsi della variazione di frequenza.

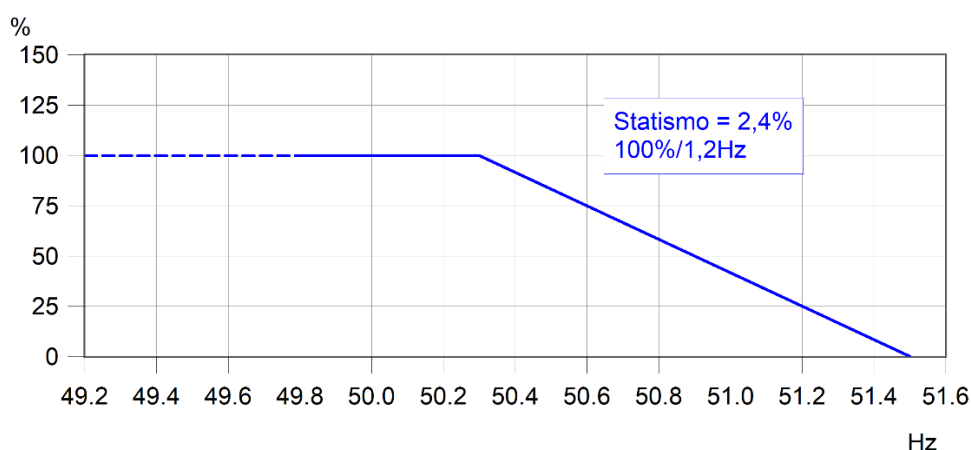


Figura 4 - Regolazione delle centrali eoliche esistenti in funzione della frequenza (% di P_e)

Per assicurare quanto definito al punto b) del presente paragrafo, le centrali eoliche che per giustificati motivi tecnici non dispongono dei sistemi di regolazione prescritti, debbono adottare almeno un sistema automatico che, all'aumentare della frequenza, distacchi in successione i vari aerogeneratori, singolarmente o a gruppi.

A titolo di esempio si riporta nella tabella seguente una possibile suddivisione delle soglie di intervento¹²:

¹² Se gli aerogeneratori hanno taglia diversa potrà essere adottato il criterio di ripartire la potenza distaccabile uniformemente tra le 4 soglie di frequenza. Si noti che una centrale eolica dotata del sistema di regolazione descritto al punto b) del presente paragrafo regola la propria potenza in funzione della frequenza nel seguente modo: 75% della P_{eff} a 50.6 Hz, 50% della P_{eff} a 50.9 Hz, 25% della P_{eff} a 51.2 Hz e P_{eff} nulla per 51.5 Hz.

Aerogeneratori	Taratura	
Potenza distaccata	Soglia	Ritardo
25% della Potenza efficiente	50.6 Hz	1.0 s
25% della Potenza efficiente	50.9 Hz	0.8 s
25% della Potenza efficiente	51.2 Hz	0.6 s
25% della Potenza efficiente	51.5 Hz	0.4 s

Tabella 2 - Soglie esemplificative per regolazione primaria discontinua da centrali eoliche esistenti

Al ripristino del normale regime di frequenza è attesa la riconnessione graduale degli aerogeneratori con l'immissione della potenza in rete in funzione della disponibilità della fonte eolica.

6.2.2.2 Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete

I Nuclei di erogazione facenti parte di UAS eoliche devono fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza attivando le regolazioni FSM e LFSM descritte in [5], riservando i margini minimi in potenza per la regolazione in accordo al documento [2]: i parametri di riferimento e i valori di potenza associati ai punti della curva P(f) sono elencati in Tabella 3 e Tabella 4.

Nelle medesime tabelle sono riportati inoltre i parametri e relativi valori di potenza da impostare per le UP eoliche non abilitate, le quali hanno l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite della sola modalità LFSM, senza dover tuttavia riservare alcun margine minimo in potenza.

Le prestazioni richieste per le regolazioni FSM ed LFSM sono riportate ai paragrafi 8.4.1, 8.4.2 e al 8.4.3 del documento [5].

Punto della caratteristica	Parametro	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	f_A	49,5	49,5
B1	f_{B1}	49,8	49,8
DB1 - DB2	$\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB2}$	$\pm 0,01$	0
B2	f_{B2}	50,2	50,2
C	f_C	51,5	51,5
-	B_{FSMu}, B_{FSMo}	10,0% $P_{eff,N}$	0
-	Margini minimi in potenza complessivi di UP	$\pm 1,5\% P_{eff,UP}$ sul continente $\pm 10,0\% P_{eff,UP}$ in Sardegna e Sicilia isolata	0

Tabella 3 - Parametri per Nuclei da fonte eolica facenti parte di UAS e UP non abilitate

Punto della caratteristica	Valori di potenza associati [MW]	
	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	P_e	P_e
B1	$P_e - M_u + B_{FSMu}$	P_e
B2	$P_e - M_u - B_{FSMu}$	P_e
C	0	0

Tabella 4 - Valori di potenza associati ai punti della curva P(f) per Nuclei da fonte eolica facenti parte di UAS e UP non abilitate

6.2.3 Nuclei derivati da Gruppi di generazione fotovoltaici

6.2.3.1 Nuclei derivati da Gruppi esistenti ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete

I Nuclei di erogazione facenti parte di UAS fotovoltaiche e classificate come “esistenti” ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete devono essere dotati di sistemi automatici necessari ai fini del controllo della frequenza del sistema elettrico. In particolare, durante un transitorio di frequenza, la Centrale deve essere in grado di:

- non ridurre la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
- ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell’entità di errore di frequenza positivo per frequenze comprese nel range [50,3 – 51,5] Hz, secondo uno statismo impostato pari al 2,4%;
- non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti ad un valore minore o uguale a 50,05 Hz), salvo diversa indicazione da parte del Gestore.

La riduzione della potenza immessa in rete di cui al punto b) deve avvenire in modo lineare e con tempi inferiori a 2 s. In relazione al punto c), al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l’aumento del livello di produzione deve avvenire comunque in maniera graduale.

Occorre quindi che la Centrale sia dotata di un sistema di regolazione automatica della potenza immessa in rete in funzione del valore della frequenza, compatibilmente con le potenzialità correnti della fonte primaria. La relazione tra potenza e frequenza è rappresentata dalla caratteristica di Figura 5.

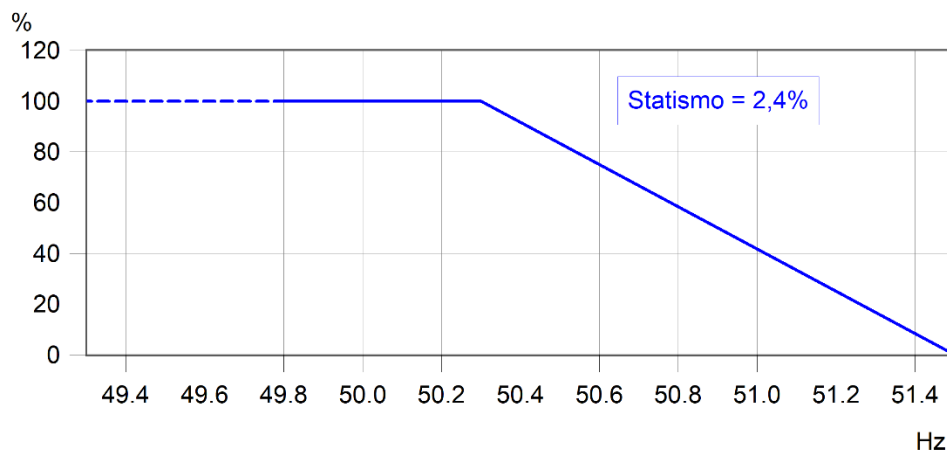


Figura 5 - Regolazione delle centrali fotovoltaiche esistenti in funzione della frequenza (% di P_e)

6.2.3.2 Nuclei derivati da Gruppi nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete

I Nuclei di erogazione facenti parte di UAS fotovoltaiche devono fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza attivando le regolazioni FSM e LFSM descritte in [9], riservando i margini minimi in potenza per la regolazione in accordo al documento [2]: i parametri di riferimento e i valori di potenza associati ai punti della curva P(f) sono elencati in Tabella 5 e Tabella 6.

Nelle medesime tabelle sono riportati inoltre i parametri e relativi valori di potenza da impostare per le UP fotovoltaiche non abilitate, le quali hanno l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite della sola modalità LFSM, senza dover tuttavia riservare alcun margine minimo in potenza.

Le prestazioni richieste per le regolazioni FSM ed LFSM sono riportate ai paragrafi 8.4.1, 8.4.2 e al 8.4.3 del documento [9].

Punto della caratteristica	Parametro	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	f_A	49,5	49,5
B1	f_{B1}	49,8	49,8
DB1 - DB2	$\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB1}$	$\pm 0,01$	0
B2	f_{B2}	50,2	50,2
C	f_C	51,5	51,5
-	B_{FSMu}, B_{FSMo}	10,0% $P_{eff,N}$	0
-	Margini minimi in potenza complessivi di UP	$\pm 1,5\% P_{eff,UP}$ sul continente $\pm 10,0\% P_{eff,UP}$ in Sardegna e Sicilia isolata	0

Tabella 5 – Parametri per Nuclei da fonte solare facenti parte di UAS e UP non abilitate

Punto della caratteristica	Valori di potenza associati [MW]	
	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	P_e	P_e
B1	$P_e - M_u + B_{FSMu}$	P_e
B2	$P_e - M_u - B_{FSMu}$	P_e
C	0	0

Tabella 6 – Valori di potenza associati ai punti della curva P(f) per Nuclei da fonte solare facenti parte di UAS e UP non abilitate

6.2.4 Nuclei con Sistemi di accumulo elettrochimico

6.2.4.1 Regolazioni FSM ed LFSM

I Nuclei di erogazione facenti parte di UAS con Sistemi di Accumulo elettrochimico devono fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza attivando le regolazioni FSM e LFSM descritte in [11], riservando i margini minimi in potenza per la regolazione in accordo al documento [2]: i parametri di riferimento e i valori di potenza associati ai punti della curva $P(f)$ sono elencati in Tabella 7 e Tabella 8.

Nelle medesime tabelle sono riportati inoltre i parametri e relativi valori di potenza da impostare per le UP non abilitate con sistemi di accumulo elettrochimico, le quali hanno l'obbligo di fornire il servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite della sola modalità LFSM, senza dover tuttavia riservare alcun margine minimo in potenza.

Le prestazioni richieste per le regolazioni FSM ed LFSM sono riportate ai paragrafi 8.5.3 e 8.5.4 del documento [11].

Punto della caratteristica	Parametro	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	f_A	49,5	49,5
B1	f_{B1}	49,8	49,8
DB1 - DB2	$\Delta f_{DB1} - \Delta f_{DB2}$	$\pm 0,01$	0
B2	f_{B2}	50,2	50,2
C	f_C	51,5	51,5
-	B_{FSMu}, B_{FSMo}	10,0% $P_{eff,N}$	0
-	Margini minimi in potenza complessivi di UP	$\pm 1,5\% P_{eff,UP}$ sul continente $\pm 10,0\% P_{eff,UP}$ in Sardegna e Sicilia isolata	0

Tabella 7 – Parametri per Nuclei con Sistemi di accumulo elettrochimico facenti parte di UAS e UP non abilitate

Punto della caratteristica	Valori di potenza associati [MW]	
	Valori per nuclei facenti parte di UAS	Valori per nuclei facenti parte di UP non abilitate
A	P_{Smax}	P_{Smax}
B1	$P_{fn} + B_{FSMu}$	P_{fn}
B2	$P_{fn} - B_{FSMu}$	P_{fn}
C	P_{Cmax}	P_{Cmax}

Tabella 8 – Valori di potenza associati ai punti della curva $P(f)$ per Nuclei con Sistemi di accumulo elettrochimico facenti parte di UAS e UP non abilitate

6.2.4.2 Regolazione Reserve Mode

I Nuclei costituiti da sistemi di accumulo elettrochimico devono attivare la funzionalità descritta al par. 8.5.6 di [11] impostando i parametri riportati in Tabella 9, indipendentemente se essi siano inclusi in UAS o UP non abilitate.

In accordo a [11], qualora il SOC ecceda determinate soglie definite in Tabella 9, il Sistema di accumulo deve commutare dalla regolazione FSM/LFSM alla modalità di funzionamento denominata *Reserve Mode*, con la quale il sistema azzerà linearmente lo scambio di potenza attiva dell'accumulo limitando la risposta in primaria alla sola componente ad alta frequenza delle variazioni di frequenza di rete (Figura 6).

Parametro/Variabile		Valore
PER FASE DI INSERZIONE	B Reserve Mode - IN (t)	Potenza scambiata con la rete (t)
	t Reserve Mode - IN	180 secondi
PER FASE DI DISINSERZIONE	B Reserve Mode - OUT	10% $P_{eff,N}$
	t Reserve Mode - OUT	300 secondi
Δt_{FAT}		300 secondi

Tabella 9 - Parametri per la regolazione Reserve Mode

Di seguito si riporta la modalità di implementazione standard in accordo al documento “*FCR additional properties*”¹³, la quale agisce contemporaneamente sul riferimento di potenza e sul valore di frequenza di rete in input al controllore del Sistema di accumulo. Al verificarsi delle condizioni di attivazione di cui sopra, il riferimento di carico del sistema di accumulo deve annullarsi con andamento senza soluzione di continuità entro un tempo parametrizzabile Δt_{FAT} con default pari a 300s; nell'istante in cui si verifica l'inserzione di *Reserve Mode*, la misura locale dello scarto di frequenza di rete utilizzata per la regolazione primaria deve essere sostituita dal seguente valore di frequenza calcolato come segue¹⁴:

$$\Delta f_{RM}(t) = K(t) \cdot \Delta f_{AF}(t) + [1 - K(t)] \cdot \Delta f_{reale}(t)$$

dove:

- $\Delta f_{reale}(t)$ rappresenta la misura dello scarto di frequenza acquisita localmente;
- $\Delta f_{AF}(t)$ rappresenta la componente ad alta frequenza dello scarto di frequenza di rete, calcolata come differenza tra il valore di $\Delta f_{reale}(t)$ e il valor medio dello scarto frequenza di rete $\bar{\Delta f}(t)$

$$\Delta f_{AF}(t) = \Delta f_{reale}(t) - \bar{\Delta f}(t)$$

con $\bar{\Delta f}(t)$ calcolato applicando a $\Delta f_{reale}(t)$ un filtro passa-basso del secondo ordine¹⁵ con frequenza di taglio pari a 0,005 Hz;

¹³ “Additional properties of FCR in accordance with Article 154(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation”, Gennaio 2021

¹⁴ L'utilizzo del valore di frequenza di rete calcolato come da formula, addotto al regolatore di frequenza in tutte le condizioni di funzionamento, garantisce l'inserzione bumpless della modalità Reserve Mode. Viceversa, qualora per l'inserzione della modalità Reserve Mode si opti per il by-pass della misura di frequenza reale $\Delta f_{reale}(t)$, al fine di evitare escursioni indesiderate di potenza attiva durante le commutazioni si richiede che nel normale funzionamento il valore di $\Delta f_{RM}(t)$ sia in tracking sul valore reale dello scarto di frequenza di rete $\Delta f_{reale}(t)$.

¹⁵ Sono accettate modalità di filtraggio alternative purché equivalenti alla specifica indicata

- $K(t)$ rappresenta il peso di ciascuna componente, il cui valore risulta variabile durante i transitori di inserzione e disinserzione della *Reserve Mode*, rispettivamente durante il transitorio di inserzione

$$K(t) = \begin{cases} 0 & \text{se } t < T_{\text{inserzione}} \\ \frac{t - T_{\text{inserzione}}}{\Delta t_{\text{FAT}}} & \text{se } T_{\text{inserzione}} \leq t < T_{\text{inserzione}} + \Delta t_{\text{FAT}} \\ 1 & \text{se } t \geq T_{\text{inserzione}} + \Delta t_{\text{FAT}} \end{cases}$$

e il transitorio di disinserzione

$$K(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } t < T_{\text{disinserzione}} \\ \frac{T_{\text{disinserzione}} - t}{\Delta t_{\text{FAT}}} & \text{se } T_{\text{disinserzione}} \leq t < T_{\text{disinserzione}} + \Delta t_{\text{FAT}}^{16} \\ 0 & \text{se } t \geq T_{\text{disinserzione}} + \Delta t_{\text{FAT}} \end{cases}$$

con $T_{\text{inserzione}}$ e $T_{\text{disinserzione}}$ istante di attivazione del transitorio di inserzione e disinserzione della funzionalità *Reserve Mode*, rispettivamente.

L'inserzione della logica *Reserve Mode* deve eseguire un by-pass delle eventuali ulteriori regolazioni di potenza attiva, rendendo di fatto la potenza scambiata dal sistema di accumulo dipendente esclusivamente dall'inerzia sintetica e dall'azione di *Reserve Mode*.

Il riferimento di carico del sistema di accumulo deve essere manovrabile da parte del BSP nel solo verso che agevola il ripristino del SOC.

Inoltre devono essere previste, in relazione delle peculiarità dello specifico sistema di controllo, opportune logiche che garantiscono la stabilità della funzione, nonché la corretta gestione delle fasi di inserzione/disinserzione.

¹⁶ Nella modalità di implementazione standard, l'inserzione della logica *Reserve Mode* deve comportare un annullamento graduale del contributo di primaria associato a $\Delta \tilde{f}(t)$; viceversa, è ammesso che la disinserzione di tale contributo di primaria avvenga istantaneamente attuando il transitorio di disinserzione come segue:

$$\begin{cases} 1 & \text{se } t < T_{\text{disinserzione}} \\ 0 & \text{se } t \geq T_{\text{disinserzione}} \end{cases}$$

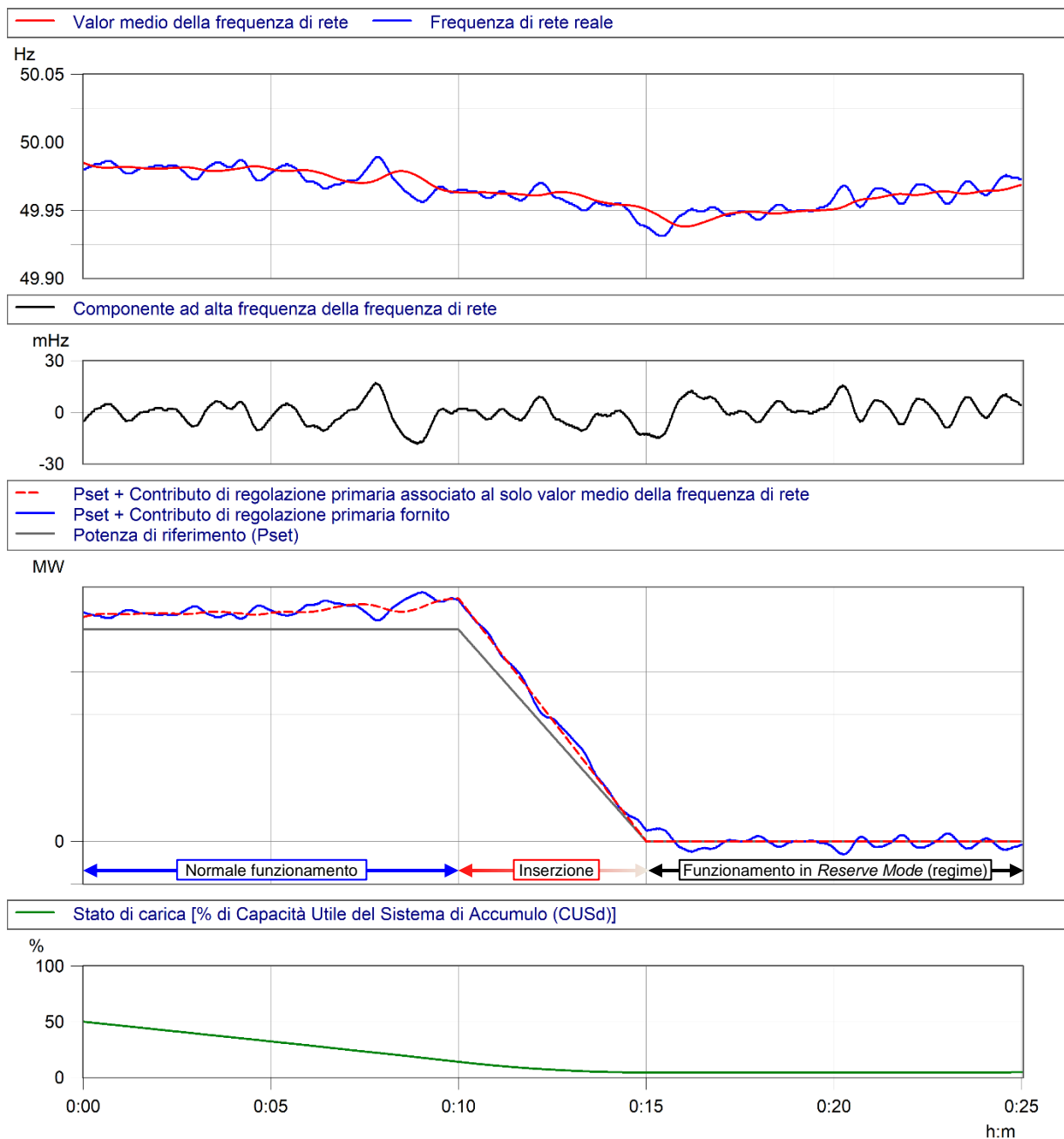


Figura 6 - Andamento qualitativo della funzionalità Reserve Mode, fase di inserzione

Al raggiungimento delle seguenti condizioni, il sistema effettua la disinserzione di *Reserve Mode* tornando a fornire regolazione primaria tramite FSM ed LFSM in funzione dello scarto di frequenza reale $\Delta f_{\text{reale}}(t)$ ¹⁷:

$$\text{SOC} [\%] \geq B_{\text{Reserve Mode - OUT}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode - OUT}} / \text{CUS}_d$$

$$100\% - B_{\text{Reserve Mode - OUT}} \times P_n \times t_{\text{Reserve Mode - OUT}} / \text{CUS}_d \leq \text{SOC} [\%].$$

¹⁷ I parametri in questione seguono le definizioni riportate nell'Allegato A.79 al Codice di Rete

6.3 Riserva primaria minima

La riserva primaria delle UAS di immissione abilitate al servizio corrisponde al margine di potenza a salire, fino alla potenza massima, o a scendere, fino alla potenza minima, dal valore di riferimento di carico dell'UP associata. I BSP delle UAS devono garantire un programma di carico che permetta di mantenere un valore di riserva primaria a salire e a scendere mai inferiore al valore indicato nel Capitolo 4 del CdR (semibande minime di regolazione primaria).

In particolare, per le suddette UAS di immissione tale requisito si traduce nel dover rendere disponibile un margine minimo a salire (scendere) di capacità di produzione e/o assorbimento rispetto al valore di massima (minima) potenza dell'UP associata:

- non inferiore al **$\pm 10\%$ della Potenza efficiente di UP**, per le UP delle regioni Sardegna e Sicilia, per quest'ultima limitatamente ai periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente;
- non inferiore al **$\pm 1,5\%$ della Potenza efficiente di UP**, per le UP delle altre zone e Sicilia, per quest'ultima limitatamente ai periodi orari in cui non è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente.

Ne consegue che il gruppo di generazione può essere esercitato esclusivamente nel campo di funzionamento ammissibile individuato in Figura 7, Figura 8 e Figura 9, tale per cui l'UP potrà funzionare nelle zone arancioni delle suddette figure esclusivamente a causa di variazioni della frequenza di rete e delle conseguenti variazioni di potenza.

Qualora la potenza massima e minima del gruppo di generazione fossero variabili nel tempo, il campo di funzionamento deve essere adattato di conseguenza al fine di preservare la suddetta banda di regolazione minima.

I margini minimi devono sempre essere disponibili al variare delle condizioni ambientali, il suo mantenimento può essere affidato ad un apposito sistema di regolazione (paragrafo 6.3.1).

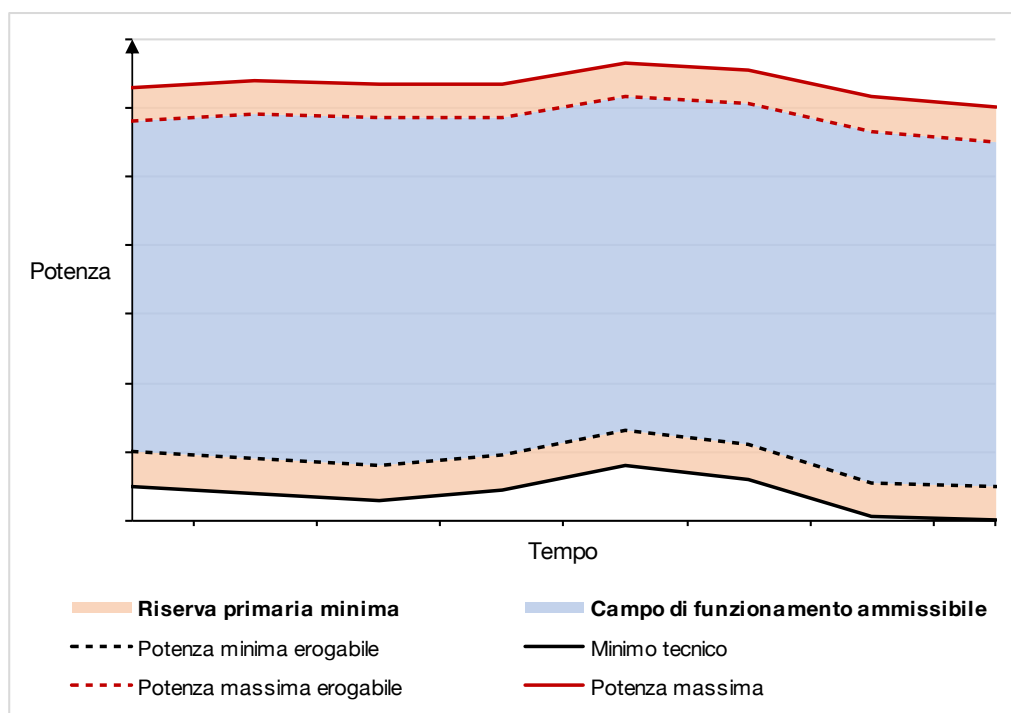


Figura 7 – Riserva primaria minima per UAS costituite da gruppi di generazione sincroni

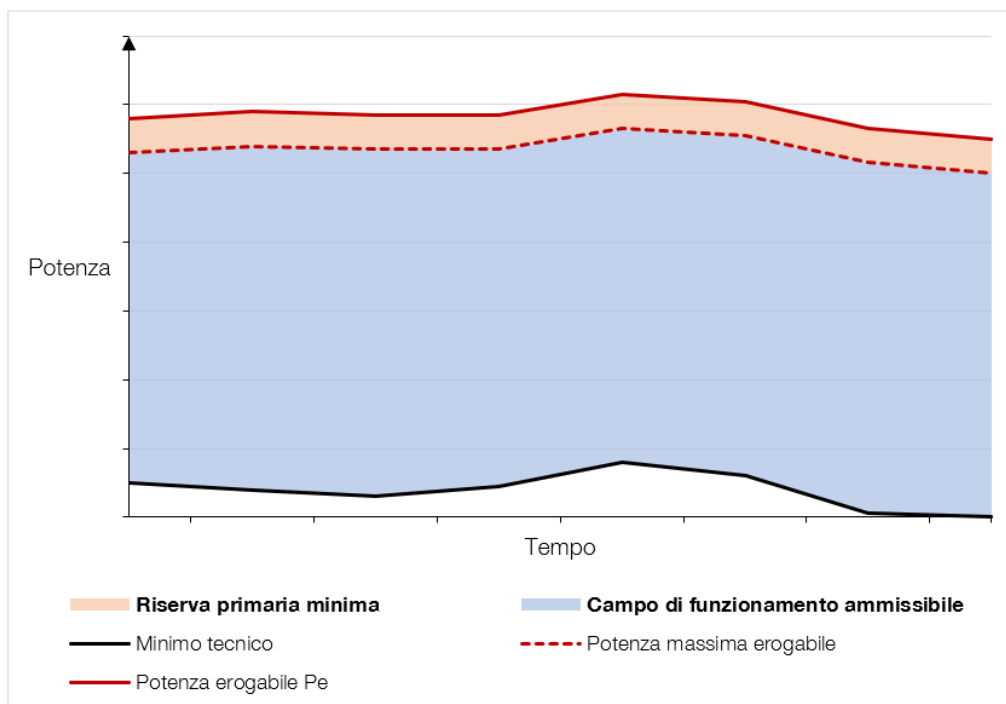


Figura 8 – Riserva primaria minima per UAS costituite da gruppi di generazione eolici o fotovoltaici

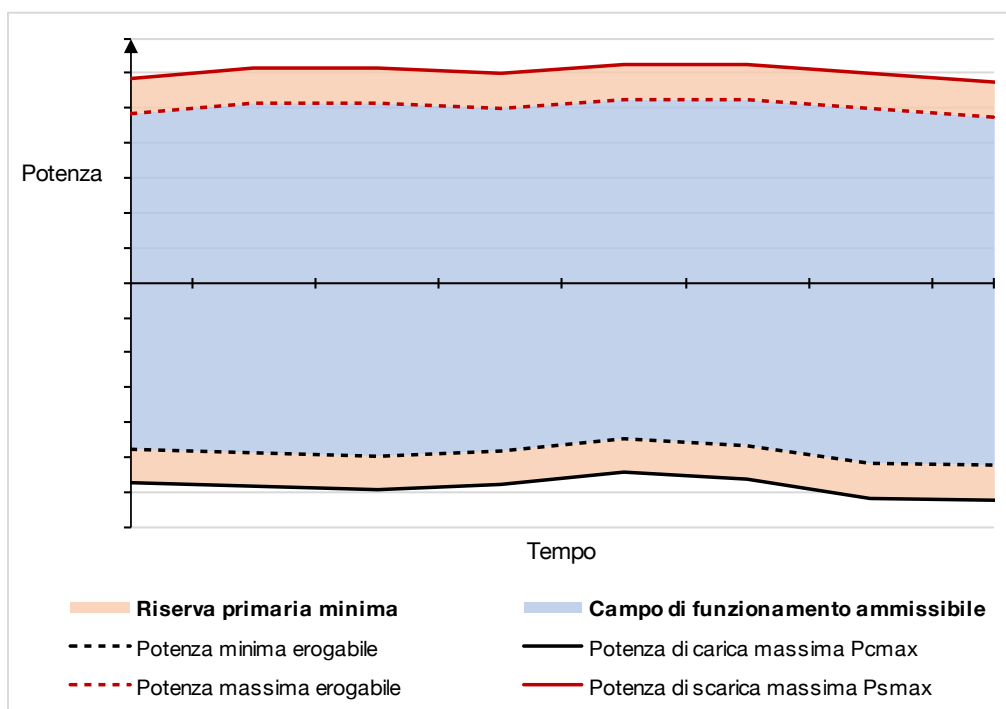


Figura 9 – Riserva primaria minima per UAS costituite da sistemi di accumulo

6.3.1 Regolazione del margine minimo di potenza per riserva primaria

Per garantire il mantenimento della riserva primaria minima, specialmente sulle UP dove la potenza massima erogabile e il minimo tecnico sono influenzate in modo rilevante dalle condizioni ambientali, si raccomanda l'implementazione di una ulteriore funzione di controllo automatico denominata *Reserve*

Margin Control. La funzione deve garantire, al variare delle condizioni operative¹⁸, un margine predefinito a salire/scendere rispetto alle condizioni di massima/minima potenza non inferiore alla riserva primaria minima.

Ove presente tale funzione deve essere attiva sulle UAS di immissione.

6.3.2 Regolazione del margine minimo di energia per riserva primaria da accumuli elettrochimici

Le risorse ad energia limitata facenti parte di UAS costituite da soli sistemi di accumulo elettrochimico, con riferimento a ciascun ISP in cui dette risorse sono disponibili al dispacciamento, devono attivare la funzionalità descritta al par. 8.5.2.2 di [11] impostando i parametri riportati in Tabella 10.

Parametro/Variabile	Descrizione	Valore
K	Contributo da riservare quando il SEN è nello stato di normale di funzionamento	$1,5\% \times 15 \text{ minuti} \times P_{\text{eff,UP}} / \text{CUS}_d \text{ sul continente}$ $2,5\% \times 15 \text{ minuti} \times P_{\text{eff,UP}} / \text{CUS}_d \text{ in Sardegna e Sicilia Isolata}$
M _{d-FSMu} , M _{d-FSMo}	Contributo costante da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento	$1,5\% P_{\text{eff,UP}} \text{ sul continente}$ $10,0\% P_{\text{eff,UP}} \text{ in Sardegna e Sicilia Isolata}$
t _{min-FSM}	Parametro funzionale alla definizione del contributo da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento	30 minuti

Tabella 10 - Parametri per riservare il margine minimo di energia della regolazione FSM, per risorse ad energia limitata facenti parte di UP costituite da soli sistemi di accumulo

Le risorse ad energia limitata facenti parte di UP costituite sia da sistemi di accumulo elettrochimico che da altri gruppi di generazione, con riferimento a ciascun periodo orario in cui dette risorse sono disponibili al dispacciamento, devono attivare la funzionalità descritta al par. 8.5.2.2 di [11] impostando i parametri riportati in Tabella 11.

¹⁸ Ad es. condizioni ambientali, disponibilità della risorsa energetica primaria, SOC, ecc.

Parametro/Variabile	Descrizione	Valore
K	Contributo da riservare quando il SEN è nello stato di normale di funzionamento	$2,5\% \times 15 \text{ minuti} \times P_{\text{eff,UP}} / CUS_d$
$M_d\text{-FSM}_u$	Contributo costante da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento in sottofrequenza	$BFSM_u$
$M_d\text{-FSM}_o$	Contributo costante da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento in sovralfrequenza	$BFSM_o$
$t_{\text{min-FSM}}$	Parametro funzionale alla definizione del contributo da riservare per quando il SEN esce dallo stato normale di funzionamento	30 minuti

Tabella 11 - Parametri per riservare il margine minimo di energia della regolazione FSM, per risorse ad energia limitata facenti parte di UP costituite sia da sistemi di accumulo elettrochimico che da altri gruppi di generazione

Qualora in un periodo orario di disponibilità al dispacciamento si verifichi l'erosione parziale o completa dei suddetti margini minimi ad opera della regolazione primaria, si richiede che il ripristino della quota parte di tali margini utilizzata nel periodo orario sia completato entro il termine del secondo periodo orario successivo. Tale ripristino deve avvenire tramite contrattazioni sul Mercato dell'energia.

In ogni caso si precisa che le modulazioni di potenza attuate per ripristinare tali margini devono avvenire con gradiente non superiore al gradiente dichiarato di normale esercizio dell'UP.

7 REGOLAZIONE SECONDARIA FREQUENZA-POTENZA

Ai fini della fornitura obbligatoria o volontaria del servizio di regolazione secondaria della frequenza, le UAS devono essere in grado di partecipare al controllo del ripristino della frequenza secondo le prescrizioni normate nel Capitolo 4 del CdR.

La partecipazione al servizio di regolazione secondaria della frequenza richiede lo scambio di dati e la connessione al sistema di controllo del Gestore regolati rispettivamente dagli allegati A.6 [3] e A.13 [4] al CdR.

La regolazione secondaria è effettuata dai regolatori di potenza delle unità di produzione che partecipano a tale servizio, mediante l'acquisizione e l'elaborazione di un segnale aggiuntivo, il Livello di Regolazione, inviato da un dispositivo automatico centralizzato del Gestore, il Regolatore di Rete, e asservendo alla regolazione una fascia della potenza producibile dall'unità denominata banda di regolazione secondaria.

I sistemi di controllo delle UP acquisiscono il segnale di livello elaborato dal Regolatore di Rete e modificano la richiesta di carico, adeguando la potenza erogata in modo corrispondente al valore del livello ricevuto come di seguito indicato.

La banda di regolazione secondaria si divide in due parti, dette semi-bande:

- la semi-banda positiva, o a salire, incrementa la potenza erogata dall'unità e corrisponde ad un segnale di livello compreso tra 50% e 100%,
- la semi-banda negativa, o a scendere, diminuisce la potenza erogata dall'unità e corrisponde ad un segnale di livello compreso tra 0% e 50%.

In base a quanto detto sopra, i due valori di semi-banda possono essere differenti tra loro, identificando dunque un servizio di tipo asimmetrico.

Per le UAS in grado di operare a potenza attiva nulla, al fine di garantire la regolazione senza soluzione di continuità e al contempo assicurare una modellizzazione dell'unità coerente con le proprie caratteristiche tecniche, è richiesta la dichiarazione di un unico assetto di funzionamento comprensivo dello zero.

7.1 Procedura di abilitazione

Per essere abilitata alla fornitura di regolazione secondaria, una UP deve completare con esito positivo la procedura di qualifica. La procedura di qualifica deve essere eseguita appena possibile successivamente all'ottenimento della ION. Per l'esecuzione delle prove di qualifica è richiesto un congruo preavviso dalla data presunta di test.

L'abilitazione al servizio è riferita ad uno specifico assetto di esercizio e ad uno specifico valore di banda di regolazione secondaria, ne consegue che il titolare deve seguire la procedura di qualifica per ogni assetto di esercizio - valore di banda per cui richiede l'abilitazione. Il Titolare può richiedere al Gestore la definizione di un insieme di assetti equivalenti ai fini dell'erogazione del servizio di regolazione secondaria¹⁹, fornendo la relativa documentazione tecnica a supporto. Qualora il Gestore riconosca l'equivalenza degli assetti proposti, concorda con il Titolare di espletare la procedura di qualifica su uno degli assetti proposti tra quelli equivalenti. L'esito della procedura di qualifica dell'assetto scelto è esteso a tutti gli assetti equivalenti.

Il valore della semi-banda massima abilitata viene verificato in sede di prova da parte di Terna; in particolare saranno abilitati quattro valori di semi-banda a seconda delle due modalità di attivazione a 100 s e 300 s:

- **SB⁺_100**: Valore della semi-banda "positiva" per il caso di prova con tempo di attivazione 100 s
- **SB⁻_100**: Valore della semi-banda "negativa" per il caso di prova con tempo di attivazione 100 s
- **SB⁺_300**: Valore della semi-banda "positiva" per il caso di prova con tempo di attivazione 300 s
- **SB⁻_300**: Valore della semi-banda "negativa" per il caso di prova con tempo di attivazione 300 s.

Per le UAS obbligatoriamente abilitate alla fornitura di regolazione secondaria è prevista una abilitazione delle semi-bande di tipo simmetrico, vale a dire con valori identici sia a salire che a scendere. Per le UAS volontariamente abilitate è consentita una abilitazione delle semi-bande di tipo simmetrico (semi-bande aventi valori identici sia a salire che a scendere), oppure un'abilitazione asimmetrica, vale a dire solamente a salire o a scendere.

I valori di semi-banda di regolazione positivi e negativi selezionati in fase di esercizio potranno essere diversi e, in ogni caso, non superiori al valore di semi-banda abilitato.

È obbligatoria la qualifica per la semibanda SB⁺_100 e SB⁻_100, secondo le modalità descritte nel seguito. Qualora non venga eseguita la prova di qualifica con attivazione a 300 secondi, la SB_300 è posta uguale a SB_100.

Nel caso in cui l'UP sia abilitata al servizio con un valore di semi-banda di regolazione secondaria superiore ai requisiti minimi (§7.2), si intende che l'UP è abilitata a fornire il servizio di regolazione secondaria per tutti i valori di semi-banda compresi tra il minimo e il valore abilitato. Al contrario, l'incremento di banda può essere ottenuto solo attraverso un nuovo test di abilitazione concluso positivamente, avendo impostato nel sistema di controllo il valore di banda obiettivo.

¹⁹ Si pensi, ad esempio, ad un ciclo combinato costituito da due turbogas ed una turbina a vapore. In tal caso gli assetti "2+1" e "1+1" potrebbero essere considerati equivalenti, dimezzando la banda di regolazione secondaria nel passaggio tra il primo ed il secondo assetto.

7.1.1 Prove di qualifica

Il titolare di una UP che desidera partecipare alla fornitura del servizio (il Richiedente) presenta a Terna richiesta di qualifica contenente le informazioni dell'unità per la quale si intende chiedere l'abilitazione, incluse:

- L'assetto di esercizio per il quale si richiede l'abilitazione;
- I valori di semi-bande di riserva secondaria ed il relativo gradiente di secondaria per il quale si richiede l'abilitazione;
- Il gradiente di regolazione primaria;
- La documentazione che attesta la conclusione positiva di una prova di riferimento (§7.4) svolta in autonomia nei tre mesi antecedenti la data della richiesta nelle stesse condizioni di assetto e semi-banda per cui si richiede l'abilitazione;
- Le misure (§7.4.5) della Prova di riferimento svolta in autonomia di cui al punto precedente,
- Con riferimento alle prove dell'Allegato A.18 del CdR [6], una tra le prove:
 - DINF100 per le UP di cui ai par. 6.2.1.1 collocati sul continente;
 - DINF250 per le UP di cui ai par. 6.2.1.1 collocati in Sicilia e Sardegna;
 - DINF per le UP di cui ai par. 6.2.1.2;
 - F1HZ per le sole UP idroelettriche che non sono in grado di rispettare il requisito minimo di regolazione dinamica di cui al par. 6.2.1.1 e 6.2.1.2.

Si precisa che l'intervallo temporale massimo consentito per il quale le prove di cui sopra sono considerate valide deve essere non più di tre anni dalla data di richiesta di abilitazione. Le prove devono essere, invece, ripetute in caso di modifiche significative che alterino i valori del gradiente di regolazione primaria e secondaria di frequenza.

Le prove dell'Allegato A.18 di cui sopra sono richieste solo nella fase di abilitazione al servizio e non nei casi di ampliamento di banda.

Se l'esito della prova è positivo l'unità è abilitata al servizio di regolazione secondaria nell'assetto e con i valori di semi-bande di regolazione secondaria utilizzati durante la prova.

Successivamente all'abilitazione, le prestazioni delle unità o gruppi sono monitorate dal Gestore per verificarne la conformità con i requisiti tecnici minimi previsti (§7.4.7). In particolare, le telemisure configurate sul sistema di controllo del Gestore sono utilizzate per il monitoraggio in tempo reale della corretta erogazione del servizio, con lo scopo principale di verificare in qualsiasi momento la sicurezza e l'affidabilità del SEN. Qualora venga verificato che la qualità della misura non permetta la verifica della bontà del servizio, Terna si riserva di escludere momentaneamente dal servizio di regolazione secondaria la relativa UP.

7.1.2 Modifiche sull'unità successive alla qualifica

Nel caso in cui, successivamente all'abilitazione al servizio da parte di Terna, una UP sia interessata da cambiamenti che possono avere un impatto, anche potenziale, sulla fornitura del servizio, il titolare dell'unità è tenuto a darne tempestiva comunicazione a Terna per consentire una verifica sulla persistenza del rispetto dei requisiti per l'abilitazione. Inoltre, qualora le modifiche comportino una indisponibilità o una limitazione alla disponibilità della fornitura del servizio, tale evenienza deve essere prontamente comunicata a Terna tramite la procedura SCWeb, secondo le modalità descritte nell'allegato A.33 del CdR [7] e, se necessario, mediante modifica delle informazioni descritte nell'allegato A.60 del CdR [8].

A titolo puramente esemplificativo e non esaustivo, le modifiche sopra menzionate possono riguardare:

- Modifiche temporanee quali ad esempio: perdita temporanea di capacità, anomalie agli impianti, anomalie/guasti alle apparecchiature,
- Modifiche che richiedono una deroga ai requisiti tecnici del CdR,
- Modifiche che richiedono l'aggiornamento del contratto di connessione,
- Modifiche che richiedono l'aggiornamento del contratto di dispacciamento,

- Modifiche che richiedono l'aggiornamento del regolamento di esercizio,
- Modifiche che permettono l'ampliamento dei servizi forniti come, ad esempio, l'ampliamento della banda di regolazione secondaria.

Per le modifiche temporanee delle prestazioni delle unità o gruppi di erogazione del servizio, oltre alla descrizione precisa della natura del problema e il suo impatto sulla fornitura del servizio, l'informativa dovrà riportare anche la durata stimata per la sua risoluzione e per il rientro in condizioni normali d'esercizio.

Per le modifiche definitive delle prestazioni dell'unità, oltre alla descrizione delle ragioni della modifica e l'impatto sulla fornitura del servizio, l'informativa dovrà riportare anche la durata stimata per la realizzazione delle modifiche.

In funzione delle informazioni inviate dal titolare dell'unità e della risposta ad eventuali richieste di approfondimento che il Gestore è legittimato a chiedere, quest'ultimo valuterà se:

- mantenere o aggiornare l'abilitazione dell'unità senza ulteriori verifiche,
- richiedere l'esecuzione di una prova di riferimento svolta in autonomia o congiunta che dimostri la conformità dell'unità alle prescrizioni,
- revocare l'abilitazione dell'unità.

Il titolare dell'unità abilitata è tenuto a mantenere aggiornata tutta la documentazione fornita al Gestore nella fase di qualifica dell'unità e a informarlo tempestivamente di ogni variazione.

7.1.3 Validità, rinnovo, sospensione e revoca dell'abilitazione

L'abilitazione rilasciata per uno specifico assetto di esercizio e per gli assetti equivalenti di una UP di produzione è sospesa qualora, a seguito di una prova di riferimento svolta nell'ambito della verifica della conformità degli impianti di produzione alle prescrizioni tecniche del Gestore (Allegato A.18 [6]), la prestazione richiesta non sia soddisfatta. Il BSP può richiedere a Terna l'esecuzione congiunta di una prova di riferimento che, nel caso di esito positivo, ripristina l'abilitazione.

Terna revoca l'abilitazione di una UP qualora si verifichi uno dei seguenti casi:

- viene richiesto l'annullamento dell'abilitazione da parte del BSP,
- i documenti o le informazioni fornite a Terna durante il processo di qualifica sono falsi o contengono dati rilevanti non corretti,
- il titolare dell'UP, dopo avere ricevuto da Terna una notifica relativa al riscontro di non conformità dell'unità ai requisiti minimi richiesti per la fornitura del servizio, non collabora alla risoluzione dei problemi riscontrati.

7.1.4 Modifiche dei requisiti tecnici minimi per l'abilitazione

Sulla base di considerazioni tecniche sulla sicurezza del sistema elettrico e/o derivanti dal monitoraggio delle prestazioni delle unità o gruppi che erogano il servizio di regolazione secondaria, il Gestore può in qualsiasi momento modificare i requisiti tecnici minimi e la prestazione richiesta per la fornitura del servizio. In tale caso, il Gestore può richiedere alle unità o gruppi già qualificati la fornitura di documentazione complementare che dimostri la conformità dell'unità ai nuovi requisiti oppure, se necessario, richiedere una nuova qualifica da parte delle unità abilitate all'erogazione del servizio.

7.2 Banda di regolazione e riserva secondaria

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria della frequenza/potenza devono rendere disponibile al servizio una banda di regolazione di potenza non inferiore ai requisiti minimi che corrispondono a quanto riportato al §4.4.3.2 del CdR.

La Banda di regolazione secondaria può essere superiore ai requisiti minimi, fatto salvo i requisiti di abilitazione e le prestazioni richieste.

Le semi-bande di regolazione secondaria con cui l'unità di generazione partecipa al servizio costituiscono la riserva secondaria. Pertanto, i valori dichiarati delle semi-bande di regolazione secondaria non possono essere ridotti per alcun motivo e devono essere resi interamente disponibili se selezionati. La banda minima allocata per la riserva primaria e le semi-bande minime allocate di riserva secondaria sono caratteristiche distinte e non devono interferire l'una con l'altra.

I valori di semi-banda di regolazione secondaria massima con riferimento all'assetto di impianto impostato dal BSP devono essere dichiarati in GAUDI.

7.3 Modalità di fornitura del servizio

L'erogazione del servizio di regolazione secondaria consiste nell'asservire banda di regolazione secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di potenza elettrica della medesima UP sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato dal Gestore della rete.

Per erogare correttamente il servizio l'UP deve essere abilitata al servizio e rispettare costantemente i requisiti di prestazione 7.4.7

Durante la fornitura del servizio, l'UP eroga una potenza aggiuntiva "positiva" ("negativa") rispetto al proprio riferimento di carico e alla fornitura di altri servizi (i.e. regolazione primaria di frequenza). La parte aggiuntiva corrisponde alla quota di semi-banda di regolazione secondaria proporzionale al valore assunto dal segnale di livello (Liv) secondo la seguente relazione:

- quando Liv vale 0% la potenza aggiuntiva per regolazione secondaria vale $-SB^-$;
- quando Liv vale 50% la potenza aggiuntiva per regolazione secondaria vale zero
- quando Liv vale 100% la potenza aggiuntiva per regolazione secondaria vale $+SB^+$.

Ai fini della fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza (aFRR), una UAS deve essere dotata di un apparato per lo scambio informativo in tempo reale con Terna. L'apparato deve essere connesso ai sistemi di Terna sulla base di quanto contenuto nell'Allegato A.13 al CdR [4].

Le telemisure e/o i telesegnali che devono essere configurati sono riportati all'interno del contenuto dell'Allegato A.6 al CdR [3].

Il valore della potenza istantanea che l'unità scambia con la rete deve avere una precisione migliore del 2,2% della potenza nominale dell'unità, comprensivo degli errori di tutta la catena di misura.

Le caratteristiche della strumentazione devono rispettare i seguenti requisiti: TA e TV di misura in classe non superiore a 0,5, trasduttori di misura di potenza attiva con precisione migliore di 1%, convertitori A/D con risoluzione non inferiore 16 bits.

Il dispositivo automatico di regolazione secondaria deve includere una modalità di gestione della perdita del segnale RTU che sia in grado di:

- identificare immediatamente la perdita di connessione con la RTU;
- a seguito della perdita della connessione, mantenere il livello di secondaria fornita pari all'ultimo valore valido ricevuto dalla RTU per 60 s;
- trascorsi 60 s dall'interruzione, comunicare a TERNA l'avvenuta perdita della connessione con la RTU aggiornando l'opportuno telesegnale;
- trascorsi 60 s dall'interruzione, riportare a zero il livello di secondaria fornita, riportando l'impianto a centro banda;
- identificare immediatamente il ripristino della connessione con la RTU;
- a seguito del ripristino della connessione, mantenere l'impianto a centro banda per 16 s;

- trascorsi 16 s dal ripristino della connessione, ripristinare l'inseguimento della secondaria fornita al segnale di livello ricevuto da RTU ed aggiornare l'opportuno telesegnale per comunicare a TERNA l'avvenuta riconnessione.

7.4 Prove di abilitazione

La prova di riferimento per la Regolazione Secondaria di Frequenza-Potenza rientra tra le prove identificate come "VPAS – VERIFICA DELLE PRESTAZIONI DI ALTRI SERVIZI", al §14.2 dell'Allegato A.18 al CdR [6]. A tale prova si applica pertanto quanto previsto dall'allegato stesso, in particolar modo nel capitolo 8. Con riferimento al capitolo 6 dell'allegato A.18, può essere classificata come verifica di Tipo 1, Tipo 2, Tipo 3 o Tipo 4 a seconda dei casi.

La prova di riferimento può essere svolta:

- In autonomia, quando il segnale di livello utilizzato durante la prova non proviene dal Gestore²⁰;
- In modo congiunto con il Gestore, quando il segnale di livello utilizzato durante la prova è inviato direttamente dal Gestore.

Si precisa che il profilo del segnale di test ai fini della valutazione delle performance, nonché dell'abilitazione al servizio, è identico tra la fase di salita e di discesa, sia per l'abilitazione simmetrica che asimmetrica di cui al par. 7.1.

La medesima procedura di test si applica anche nella fase di ampliamento del valore di semi-banda.

Scopo della prova è valutare la prestazione della Regolazione Secondaria di Frequenza-Potenza. L'esito positivo delle prove di cui ai par. 7.4.2, 7.4.3 e 7.4.4 è necessario ai fini dell'abilitazione al servizio di regolazione secondaria frequenza/potenza.

7.4.1 Condizioni di prova

Per l'esecuzione della prova è richiesto che il gruppo di generazione (o l'unità di produzione se del caso) sia in parallelo con la rete ed in assetto di normale esercizio con le seguenti variazioni e/o precisazioni:

- Assetto di esercizio corrispondente a quello scelto per l'esecuzione della prova,
- Set-point di potenza costante, tale da garantire l'erogazione della semibanda positiva e negativa scelta per la prova,
- Semi-banda di regolazione secondaria impostata al valore scelto per la prova secondo i criteri del par. 7,
- Regolazione Secondaria di Frequenza-Potenza inserita.
- Regolazione primaria ed eventuale correttore degli sbilanciamenti esclusi

7.4.2 Prova veloce: Verifica del set point

La prova consiste nel sottoporre all'unità di generazione uno specifico profilo del segnale di livello (Liv) variabile nel tempo mantenendo il set-point di potenza costante (escludendo le variazioni dovute al reale segnale di livello) e monitorando il comportamento dell'UP. Durante la prova le variazioni di frequenza di rete non devono influenzare il valore di potenza attiva prodotta.

Dall'assetto riportato nelle condizioni di prova attuare le seguenti operazioni successive sul segnale di livello:

- Mantenere per un tempo T1 il valore $Liv = 50\%$

²⁰ Tipicamente, il segnale di livello sarà generato da strumentazione dedicata o direttamente all'interno dei sistemi di controllo dell'unità di generazione, sostituendosi al segnale proveniente dal Gestore.

Figura 10 – Andamento del segnale di livello per la prova di riferimento con T2 pari a 100 s

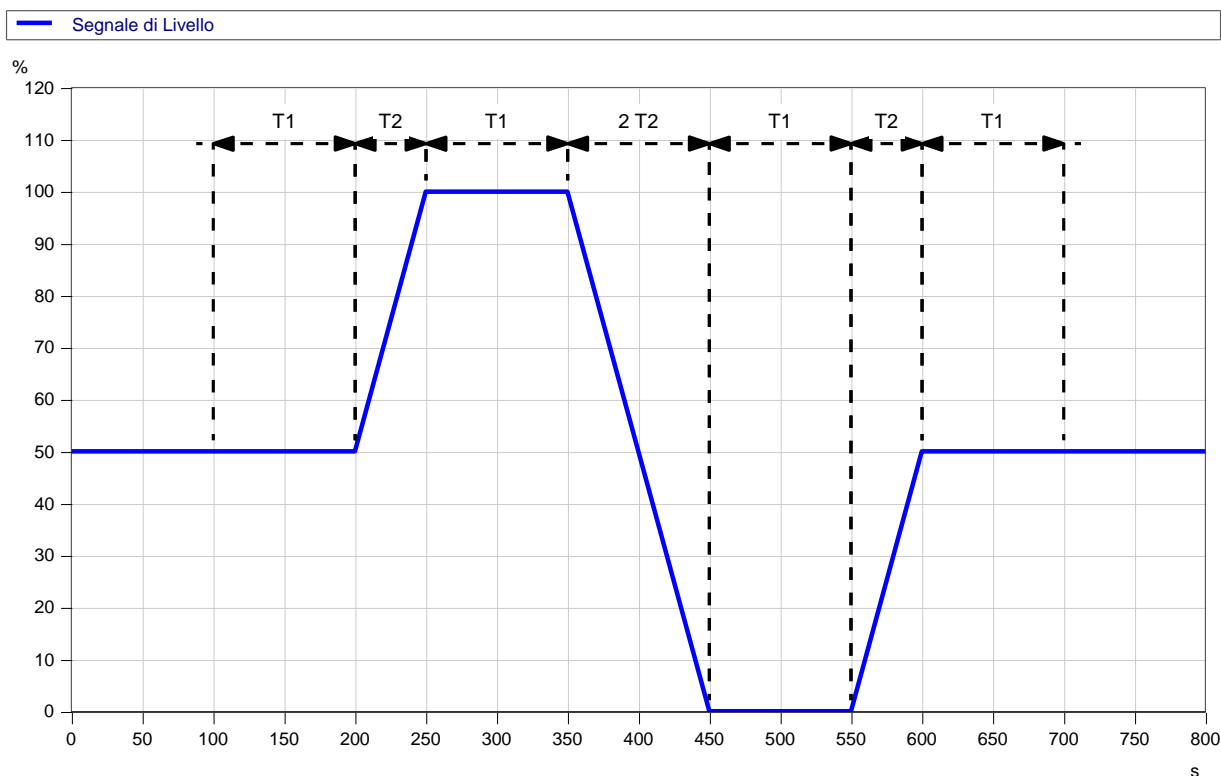


Figura 11 – Andamento del segnale di livello per la prova di riferimento con T2 pari a 50 s

7.4.3 Prova lenta: Verifica del set point

Mantenendo le condizioni di prova di cui al precedente paragrafo viene rieseguita la prova

- Mantenere per un tempo T1 il valore $Liv = 50\%$
- Raggiungere in un tempo T2 il valore $Liv = 100\%$
- Mantenere per un tempo T1 il valore $Liv = 100\%$
- Raggiungere in un tempo $2 \cdot T2$ il valore $Liv = 0\%$
- Mantenere per un tempo T1 il valore $Liv = 0\%$
- Raggiungere in un tempo T2 il valore $Liv = 50\%$
- Mantenere per un tempo T1 il valore $Liv = 50\%$

con $T1 = 150$ s e $T2 = 300$ s.

Nel caso di prova eseguita in modo congiunto col Gestore, il segnale di livello subirà una discretizzazione con aggiornamento del valore ogni 4 s, in accordo alla tecnologia adottata per la trasmissione del segnale. Per prove svolte in autonomia, è facoltà del BSP applicare la stessa discretizzazione al segnale di livello.

I valori di semi-banda pari a SB^+_{300} e/o SB^-_{300} sono quello da considerarsi valevoli all'abilitazione del servizio.

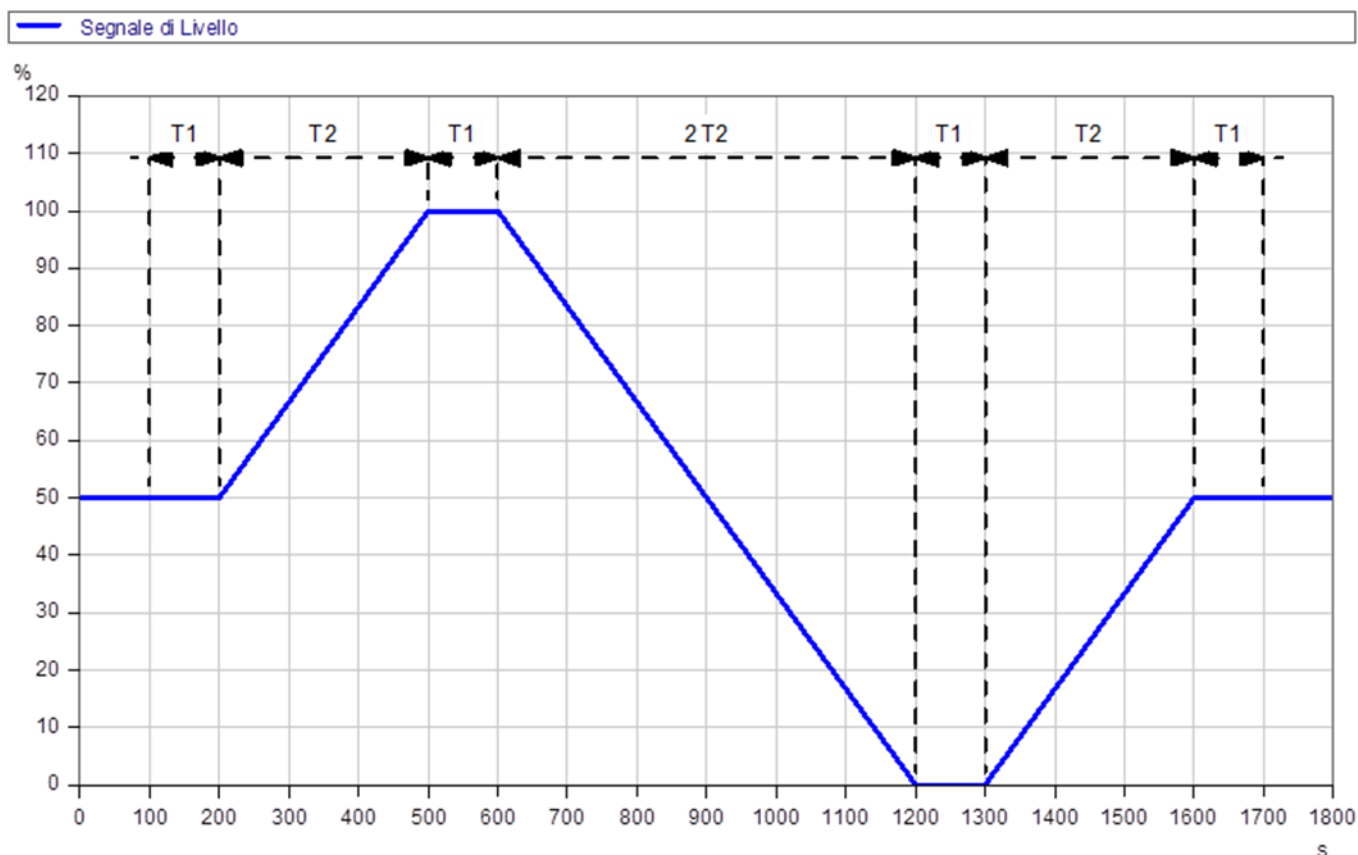


Figura 12 - Andamento del segnale di livello per la prova di riferimento con T2 pari a 300 s

7.4.4 Prova di anomalia RTU

A complemento delle prove precedenti, nelle medesime condizioni di prova del precedente paragrafo, deve essere eseguita la prova di anomalia di invio del segnale di livello.

Tale prova consiste nell'invio di un profilo di livello così costituito:

- partendo dal valore di centrobanda, effettuare una rampa da 50% a 70%
- mantenere il segnale di livello stazionario per circa 2-3 minuti
- effettuare un'interruzione del segnale di livello da parte di TERN
- ristabilire il segnale di livello inviato da TERN dopo 2-3 minuti.

7.4.5 Grandezze da registrare

Le grandezze da registrare durante le prove di abilitazione sono le seguenti:

- P – Potenza attiva trifase di unità istantanea generata (lorda)
- P_{cb} – Centro banda di potenza attiva (lordo, escluso il contributo della regolazione secondaria)
- Liv – Segnale di livello della regolazione secondaria ricevuto dall'UP
- Frequenza del nodo di rete
- Segnale di stato regolazione secondaria in servizio
- Valore dei servizi ausiliari assorbiti

7.4.6 Processamento dei dati registrati

Si riporta su un grafico con ascissa temporale il valore del segnale di livello e la potenza attiva misurata. Inoltre, si costruisce un grafico con la stessa ascissa temporale del precedente e in ordinata l'errore transitorio E_p definito come il valore percentuale riferito alla banda di regolazione secondaria del valore assoluto della differenza tra la potenza attiva misurata P decurtata del valore di centro banda P_{CB} e il valore in MW di potenza da erogare per effetto del valore del segnale di livello.

Nel caso di valutazione tramite misure registrate con campionamento minore di 1 secondo, tali misure devono essere processate con un filtro a media mobile a 5 s.

Con riferimento alle prove 7.4.2 e 7.4.3, nelle sessioni di test con regolazione primaria e eventuale correttore degli sbilanciamenti inseriti, tali contributi saranno decurtati dal computo degli errori transitori e di regime.

In aggiunta, su quest'ultimo grafico è riportata istante per istante la banda di tolleranza variabile in funzione del valore del segnale di livello:

- 10% durante tutte le variazioni del segnale di livello,
- 10% della semibanda per tutti i periodi compresi tra la fine di una variazione del segnale di livello e i successivi 20 s,
- il massimo tra il 2% della semibanda e 0.2 MW in tutti i restanti periodi.

Un esempio di grafico risultante da una prova di riferimento conclusa con esito positivo è riportato in Figura 13.

Per la prova di anomalia RTU, è sufficiente riportare il valore del segnale di livello e la potenza misurata su un grafico con ascissa temporale, indicando nel grafico stesso gli istanti di interruzione e ripristino del segnale di livello. Devono, inoltre, essere indicati:

- il tempo intercorso tra l'istante di interruzione ed il rientro completo della potenza a centro banda;
- il tempo intercorso tra l'istante di ripristino ed il rientro della potenza al valore richiesto dal segnale di livello.

7.4.7 Criteri di valutazione del risultato

L'esito delle prove 7.4.2 e 7.4.3 si considera positivo se per tutta la durata della prova E_p è inferiore o uguale al valore della banda di tolleranza. Se durante la prova l'errore transitorio E_p supera la banda di tolleranza l'esito della prova è negativo.

La prova di anomalia RTU (7.4.4) si considera superata se la risposta rilevata risponde ai requisiti indicati in 7.3.

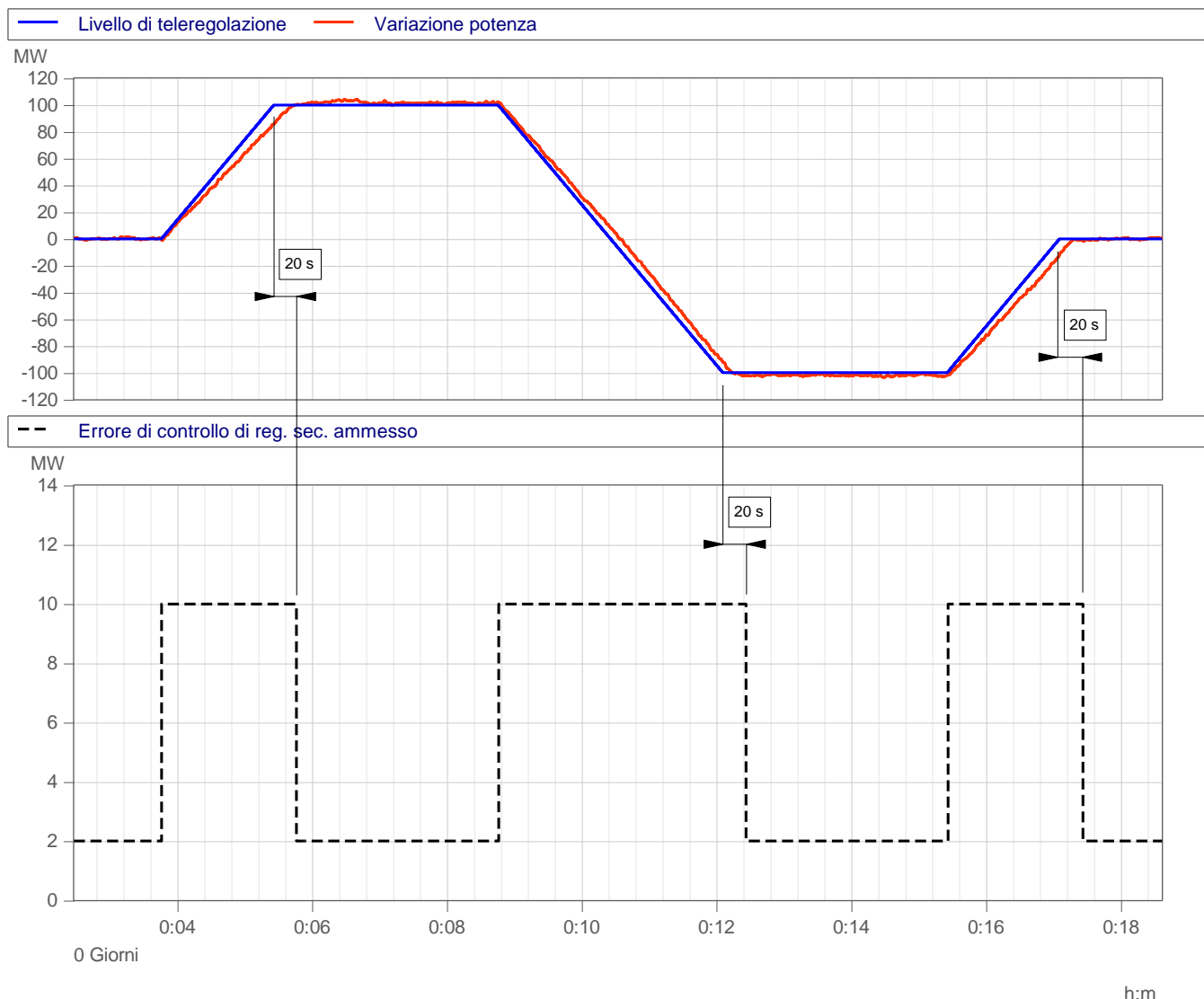


Figura 13 – Esempio illustrativo di grafici di analisi di una prova con SB = 100 MW

8 REGOLAZIONE INTEGRALE LOCALE DI FREQUENZA (ILF)

Il sistema di controllo di una UP deve essere dotato di una funzione ILF (Integrale Locale di Frequenza) che concorre al ripristino della frequenza a valori prossimi alla nominale, adeguando la potenza prodotta dall'UP fino, se necessario, al valore di Potenza massima o Minimo tecnico. L'intervento del ILF svolge una funzione equivalente a quella della regolazione secondaria centralizzata, che deve pertanto essere automaticamente inibita durante la sua attivazione.

8.1 Obblighi di implementazione e abilitazione della funzionalità

La funzione ILF deve essere implementata su:

- le UP termoelettriche e idroelettriche derivate da Gruppi di generazione classificati come esistenti ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete [1]. Salvo diverse indicazioni da parte di Terna, le UP con Potenza efficiente inferiore a 10 MW e le UP idroelettriche con impianti sincroni non classificati

come impianti di prima riaccensione, o costituite da impianti esistenti privi delle capacità tecnologiche per l'implementazione della funzione, sono esentate dalla predisposizione della funzione ILF;

- tutte le UP derivate da Gruppi di generazione sincroni classificati come nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete;
- tutte le UP derivate da impianti a fonte rinnovabile di tipo eolico o fotovoltaico classificati come nuovi ai sensi del Capitolo 1C del Codice di Rete, secondo quanto previsto dal regolamento di esercizio;
- tutte le UP con sistemi di accumulo elettrochimico soggetti all'Allegato A.79 [11].

La funzione ILF, qualora implementata, deve essere abilitata su richiesta di Terna ed inoltre di default su:

- le UP termoelettriche e idroelettriche con Potenza efficiente pari o superiore a 50 MW;
- le UP con sistemi di accumulo elettrochimico con Potenza efficiente pari o superiore a 20 MW;
- le UP facenti parte del Piano di rialimentazione e riaccensione.

In Tabella 12 si riportano infine le informazioni che, secondo quanto riportato nel precedente paragrafo 2, devono essere scambiate tramite RTU ai fini del telecontrollo in tempo reale della funzionalità ILF.

Descrizione	Tipologia	Provenienza	Trasferimento	STATO ON	STATO OFF
Abilitazione ILF	TC	Terna	Su variazione	Abilita	Disabilita
Ripristina programma (reset ILF)	TC	Terna	Su variazione	Ripristina	-
Disattiva ILF	TC	Terna	Su variazione	Disattiva	-
ILF abilitato	TS	Fornitore	Su variazione	Abilitato	Disabilitato
Attivazione ILF	TS	Fornitore	Su variazione	Attivo	Disattivo
ILF resettato	TS	Fornitore	Su variazione	ON	OFF

Tabella 12 – Informazioni per il telecontrollo in tempo reale della funzionalità ILF

Per una maggiore comprensione sul significato delle grandezze si rimanda all'Appendice A al presente documento, il quale fornisce ulteriori dettagli sui diversi stati di funzionamento associati ad ILF.

8.2 Modalità di erogazione per UP da Gruppi di generazione sincroni

La funzione ILF è realizzata mediante un opportuno sistema di regolazione automatico che agisce sul riferimento di potenza dell'Unità di Generazione o del complesso delle Unità di Generazione coordinate da uno stesso controllore, implementando una regolazione integrale dell'errore di frequenza, in accordo al seguente schema di funzionamento, sulla base della misura locale della frequenza di rete:

- attivazione per un errore di frequenza maggiore di una soglia tarabile, di default pari a $\pm 0,3$ Hz;
- inibizione per un errore di frequenza minore di una soglia tarabile, di default pari a $\pm 0,1$ Hz, con successiva riattivazione laddove l'errore di frequenza oltrepassi nuovamente il limite di inibizione;
- disattivazione con modalità manuale e/o automatica, secondo quanto precisato nel seguito.

La funzione ILF deve essere installata in tutti i regolatori di carico o velocità dei gruppi termoelettrici e idroelettrici, tranne che nelle eccezioni di cui prima. La funzione ILF deve essere implementata nel sistema di controllo dell'UP (DCS) se non è realizzabile nel regolatore di velocità.

L'attivazione della funzione ILF deve eseguire un by-pass dell'eventuale regolazione secondaria di frequenza-potenza rendendo, di fatto, la potenza generata dall'impianto dipendente esclusivamente dalla regolazione primaria di frequenza (e.g. funzionalità FSM e LFSM), dall'azione ILF e dell'eventuale tele-

stimolazione o tele-riduzione comandate tramite apparato UPDM, i cui contributi si sommano algebricamente al riferimento di carico.

A valle dell'attivazione, la funzione ILF può utilizzare anche il margine minimo di potenza per regolazione primaria di cui al par. 6.3.

A valle della prima attivazione, se l'errore di frequenza è inferiore o uguale alla soglia di inibizione negativa (default pari a -0,1 Hz), l'ILF deve agire sul riferimento di potenza dell'impianto incrementandone il valore con legge integrale o a rampa fissa fino al raggiungimento, se necessario, del riferimento di potenza massimo²¹; viceversa, se l'errore di frequenza è superiore o uguale alla soglia di inibizione positiva (default pari a 0,1 Hz), l'ILF dovrà diminuire il riferimento di potenza dell'impianto fino al raggiungimento, se necessario, del riferimento di potenza minimo²². Con errore di frequenza inferiore alla soglia di inibizione (default +/-0,1 Hz) si richiede che il riferimento di potenza dall'impianto rimanga invariato, facendo in modo di non annullare il contributo integrale associato ad ILF. In aggiunta si precisa che la funzionalità deve essere dotata di opportuno schema anti wind-up e deve rimanere attiva fino al verificarsi della condizione di disattivazione, indipendentemente dal valore assunto della frequenza di rete.

La disattivazione della funzione ILF²³ deve avvenire secondo una o entrambe le seguenti modalità:

- tramite azione manuale da parte dell'operatore dall'impianto, su indicazione del Centro di Controllo del Gestore;
- tramite logica automatica, dopo 5 minuti continuativi in cui l'errore di frequenza è rimasto in valore assoluto inferiore o uguale a 30 mHz.

A valle della disattivazione di ILF, il riferimento di potenza ottenuto a seguito dell'azione ILF deve rimanere invariato, fino a successiva indicazione da parte del Centro di Controllo del Gestore: il reset del contributo integrale associato ad ILF può avvenire a valle della richiesta, da parte del Gestore, di variazione o ripristino della potenza di programma²⁴. Il rilascio del contributo ILF deve avvenire in modo bumpless²⁵, al fine di garantire una disinserzione senza transitori di potenza indesiderati.

La variazione del riferimento di potenza causata dall'azione della funzione ILF può essere a rampa costante o variabile, rispettivamente indipendente o dipendente dal valore dell'errore di frequenza²⁶. Il gradiente che l'azione ILF induce sulla potenza generata dall'impianto deve essere tarabile e compatibile con le caratteristiche meccaniche/idrauliche per gli impianti idroelettrici e quelle meccaniche/termodinamiche per gli impianti termoelettrici. I valori del gradiente dell'azione ILF sulla potenza generata dall'impianto, indipendentemente dall'implementazione a rampa costante o variabile, saranno compresi a titolo indicativo:

- per le UP di tipo termoelettrico tradizionale, tra 1%/min e 3%/min della Potenza efficiente di UP, con un errore di frequenza di riferimento pari a 0,15 Hz, e valore di default pari a 2%/min;
- per le UP termoelettriche con turbina a gas e per i moduli a ciclo combinato, tra 3%/min e 6%/min della Potenza efficiente di UP, con un errore di frequenza di riferimento pari a 0,15 Hz, e valore di default pari a 5%/min;
- per le UP idroelettriche e tutte le unità con Gruppi di generazione sincroni non incluse nei due punti precedenti, tra 3%/min e 6%/min della Potenza efficiente di UP, con un errore di frequenza di riferimento pari a 0,15 Hz, e valore di default pari a 5%/min.

I gradienti della funzione ILF sono tarati per garantire stabilità a livello di sistema elettrico, motivo per cui non corrispondono alle massime prestazioni degli impianti, in termini di velocità di variazione, ma a valori

²¹ Anche a scapito dell'eventuale contributo di regolazione primaria

²² Come nota 23

²³ Dopo la disattivazione della funzione ILF tornerà ad attivarsi al superamento della soglia di attivazione, cioè di default per un errore di frequenza di +/-0,3 Hz

²⁴ Tali indicazioni possono pervenire per il tramite dei canali con cui vengono trasmessi i comandi e/o opportuni telesegnali.

²⁵ In ogni caso tale rilascio deve avvenire con una variazione del riferimento di potenza avente gradiente non superiore al gradiente di normale esercizio dichiarato su GAUDI.

²⁶ In tal caso con gradiente maggiore in caso di errore di frequenza più elevato.

che garantiscano il disaccoppiamento dinamico tra regolazione primaria e ILF. Il Gestore si riserva la facoltà di concordare con il Produttore valori diversi di gradiente ILF, eventualmente anche al di fuori dei range sopraindicati, in funzione delle prestazioni dell'impianto.

Le UP idroelettriche esistenti possono continuare ad utilizzare le funzioni AURET e ORR, qualora ne siano dotate, in sostituzione della funzione ILF. In tal caso, è accettata come soglia di attivazione il valore di 0,5 Hz e come soglia di inibizione il valore di 0,075 Hz.

9 REGOLAZIONE TERZIARIA

Il servizio di regolazione terziaria viene attivato su richiesta di TERNÀ, che impartisce disposizioni di esercizio come l'entrata in servizio di UP di riserva o la variazione della potenza prodotta da UP già in servizio. Per le caratteristiche delle risorse di regolazione terziaria si rimanda al Capitolo 4 paragrafi 4.4.4 e 4.4.5 del Codice di Rete [1].

Per le UAS costituite da UP in grado di operare a potenza attiva nulla, al fine di garantire la regolazione senza soluzione di continuità e al contempo assicurare una modellizzazione dell'unità coerente con le proprie caratteristiche tecniche, è richiesta la dichiarazione di un unico assetto di funzionamento comprensivo dello zero.

APPENDICE A - GLOSSARIO ED ESEMPIO FUNZIONALITÀ ILF

Scopo del presente paragrafo è definire univocamente la denominazione degli stati di funzionamento associati ad ILF. Per semplicità di trattazione i valori delle soglie funzionali alla logica ILF sono riportati in esplicito, fermo restando il requisito che tali soglie sono da intendersi parametrizzabili in linea con il par. 8. A tal fine si utilizzano le seguenti definizioni:

- **Evento di Attivazione:** istante in cui:
 - a partire da una situazione di normale funzionamento del SEN, lo scarto della frequenza di rete oltrepassa la soglia di ± 300 mHz; oppure
 - a partire da una condizione di ILF inibito, lo scarto della frequenza esce al di fuori del range ± 100 mHz.
- **Evento di Inibizione:** istante in cui, a partire da una condizione di ILF in stato “Attivo”, lo scarto della frequenza di rete rientra nel range ± 100 mHz.
- **Evento di Disattivazione:** istante in cui avviene l’inizializzazione della soglia di attivazione, tale per cui ILF tornerà ad attivarsi al superamento della soglia di default pari a ± 300 mHz.
- **Evento di Reset:** istante in cui, a partire da una condizione di ILF in stato “Disattivo”, il Gestore richiede una variazione del riferimento di potenza di impianto o il suo ripristino al valore di programma.

Si sottolinea come i profili esemplificativi e a titolo non esaustivo riportati in Figura 14 non considerano la regolazione primaria di frequenza, il cui contributo è da intendersi in somma ai suddetti profili.

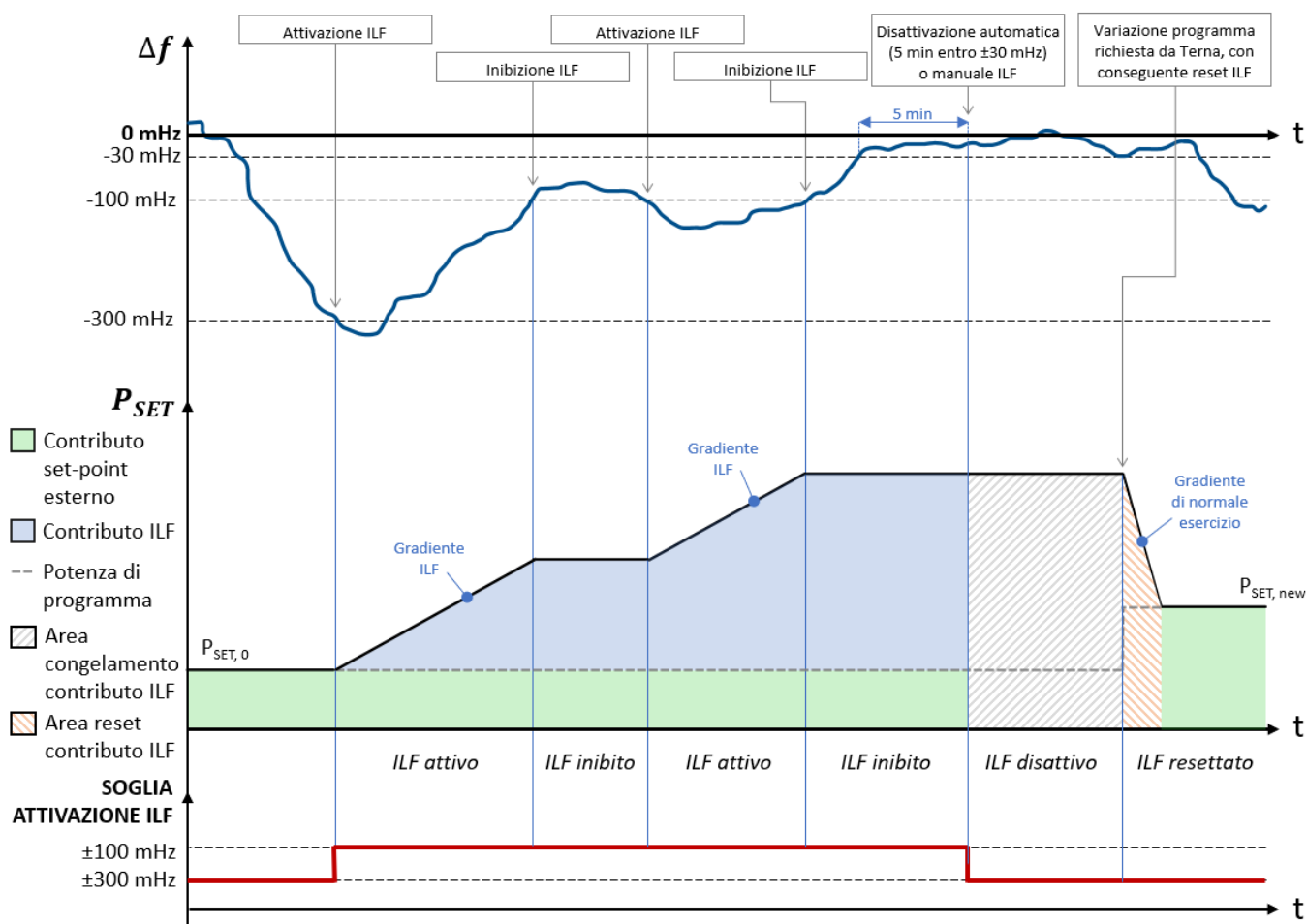


Figura 14 – Esempio di risposta ILF

Si riportano di seguito le denominazioni dei possibili stati di funzionamento della regolazione ILF:

- ILF in stato “**Attivo**”: intervallo che intercorre tra un *Evento di Attivazione* e un *Evento di Inibizione*.
- ILF in stato “**Inibito**”: intervallo che intercorre tra:
 - un *Evento di Inibizione* e l'istante in cui lo scarto della frequenza di rete oltrepassa la soglia di ± 100 mHz; oppure
 - un *Evento di Inibizione* e un *Evento di Disattivazione*.
- ILF in stato “**Disattivo**”: intervallo che intercorre tra un *Evento di Disattivazione* e un *Evento di Reset*.
- ILF in stato “**Resettato**”: intervallo temporale successivo ad un *Evento di Reset*.