
Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TIDE

Accesso ed erogazione del servizio di dispacciamento,
organizzazione dei mercati

Revisione 1 — 1 gennaio 2025

Indice

Versione e organizzazione del TIDE		ix
Versione attuale		x
Aggiornamenti precedenti		x
Organizzazione del documento		x
I Oggetto e definizione di elementi funzionali alla disciplina		1
1 Finalità e oggetto		2
Art. 1.1 Finalità		2
Art. 1.2 Oggetto		2
2 Immissioni e prelievi nel sistema elettrico		4
Art. 2.1 Punti di connessione		4
Art. 2.2 Immissioni e prelievi nel sistema elettrico		5
Art. 2.3 Titolarità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		5
Art. 2.4 Mappatura delle Unità di Produzione (UP)		5
Art. 2.5 Mappatura delle Unità di Consumo (UC)		7
Art. 2.6 Mappatura delle Unità di Importazione (UI) e delle Unità di Esportazione (UE)		8
Art. 2.7 Costituzione delle Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati (UIE) e delle Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati (UEE)		8
Art. 2.8 Pubblicazione dei criteri di identificazione		8
Art. 2.9 Capacità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		9

3	Contratti	11
Art. 3.1	Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione	11
Art. 3.2	Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali	13
Art. 3.3	Contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica	14
Art. 3.4	Contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia	15
4	Regole del mercato	16
Art. 4.1	Regole per il dispacciamento	16
Art. 4.2	Disciplina del mercato dell'energia elettrica	16
Art. 4.3	Regolamento della Piattaforma per Conti Energia	16
Art. 4.4	Convenzione tra TERNA e Gestore dei Mercati Energetici (GME)	17
Art. 4.5	Convenzione tra TERNA e Gestore del SII	17
5	Modello zonale della rete rilevante	18
Art. 5.1	Finalità del modello zonale	18
Art. 5.2	Aggiornamento del modello zonale	18
Art. 5.3	Analisi preliminare	18
Art. 5.4	Revisione formale	19
Art. 5.5	Approvazione del modello zonale	19
II Servizi ancillari nazionali		21
6	Servizi ancillari nazionali globali	22
Art. 6.1	Classificazione dei Servizi ancillari nazionali globali	22
Art. 6.2	Servizi ancillari per il bilanciamento	22
Art. 6.3	Servizi ancillari non relativi alla frequenza	24
Art. 6.4	Servizio di modulazione straordinaria	24
Art. 6.5	Perimetri per i servizi ancillari nazionali globali	25
Art. 6.6	Modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	26
7	Servizi ancillari nazionali locali	27
III Aggregazioni rilevanti		29
8	Aggregazioni ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	30
Art. 8.1	Erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	30
Art. 8.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS)	31
Art. 8.3	Unità Virtuali Abilitate (UVA)	31

Art. 8.4	Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	32
Art. 8.5	Abilitazione per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento	32
Art. 8.6	Qualifica per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza e del servizio di modulazione straordinaria	33
Art. 8.7	Verifiche a cura dei gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator) (DSO)	34
Art. 8.8	Capacità delle unità ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	35
Art. 8.9	Responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e ai fini del ridispacciamento	35
9	Aggregazioni ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	36
Art. 9.1	Tipologia di aggregati	36
Art. 9.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS) ai fini del diritto a immettere e prelevare	37
Art. 9.3	Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)	37
Art. 9.4	Unità Virtuali non Abilitate (UVnA)	38
Art. 9.5	Individuazione dei responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party (BRP) responsabili delle UP, UC, UI, UE aggregate in una Unità Virtuale Abilitata (UVA)	40
Art. 9.6	Capacità delle unità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare	41
Art. 9.7	Responsabilità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	42
Art. 9.8	Diligenza, perizia, prudenza e previdenza	42
10	Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia	44
Art. 10.1	Portafogli zonalì	44
Art. 10.2	Portafogli zonalì fisici	44
Art. 10.3	Portafogli zonalì commerciali	46
Art. 10.4	Capacità dei portafogli zonalì	47
Art. 10.5	Portafogli zonalì e operatori di mercato	48
IV Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale		49
11	Organizzazione e finalità del mercato dell'energia elettrica a livello nazionale	50
Art. 11.1	Organizzazione del mercato dell'energia elettrica	50
Art. 11.2	Finalità del mercato dell'energia elettrica	50
Art. 11.3	Periodi rilevanti per le transazioni sul mercato dell'energia elettrica	51

12 Mercato Elettrico a Termine (MET)	52
Art. 12.1 Oggetto del MET	52
Art. 12.2 Piattaforma per Conti Energia (PCE)	52
Art. 12.3 Allocazione a termine della capacità di trasporto	56
13 Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	57
Art. 13.1 Oggetto del MPE	57
Art. 13.2 Ruolo del GME sul MPE	57
Art. 13.3 Mercato del Giorno Prima	58
Art. 13.4 Consegna fisica dell'energia scambiata su MET	61
Art. 13.5 Mercato Infragiornaliero	63
Art. 13.6 Posizione netta del BRP su Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	67
Art. 13.7 Procedure di <i>back-up</i>	68
14 Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	69
Art. 14.1 Oggetto del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	69
Art. 14.2 Ruolo di TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	70
Art. 14.3 Ruolo del GME sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	70
Art. 14.4 Offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	71
Art. 14.5 <i>Integrated Scheduling Process</i>	72
Art. 14.6 Piattaforme di bilanciamento	75
Art. 14.7 Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali	77
15 Procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali	79
Art. 15.1 Risorse approvvigionate con procedure specifiche	79
Art. 15.2 Approvvigionamento della riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR) e della riserva ultra-rapida di frequenza	79
Art. 15.3 Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria	82
Art. 15.4 Approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali	83
Art. 15.5 Corrispettivi forfettari per i servizi ancillari non relativi alla frequenza	84
16 Mercato per i servizi ancillari nazionali locali	85
V Programmazione delle unità e scambi di energia	
17 Registrazione delle nomine	88
Art. 17.1 Convenzioni di segno	88
Art. 17.2 Piattaforma di nomina	88
18 Programmi di immissione e prelievo	93

Art. 18.1 Tipologia dei programmi	93
Art. 18.2 Programmi base	93
Art. 18.3 Programmi di movimentazione	94
Art. 18.4 Programmi finali	94
19 Scambi e movimentazioni di energia	95
Art. 19.1 Energia immessa e prelevata ai fini del settlement	95
Art. 19.2 Modulazione ai fini del settlement	95
Art. 19.3 Movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamiento	96
VI Regolazione delle partite economiche	
	99
20 Partite economiche	100
Art. 20.1 Convenzioni di segno per le partite economiche	100
Art. 20.2 Partite economiche regolate con GME	100
Art. 20.3 Partite economiche regolate con TERNA	101
Art. 20.4 Partite economiche fra TERNA e GME	104
21 Corrispettivi di sbilanciamento	105
Art. 21.1 Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento	105
Art. 21.2 Determinazione del corrispettivo di sbilanciamento	105
Art. 21.3 Sbilanciamento delle unità, UCP e UCS	106
Art. 21.4 Macrozone di sbilanciamento	107
Art. 21.5 Prezzi di sbilanciamento	108
Art. 21.6 Pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento	110
22 Corrispettivi per le movimentazioni	112
Art. 22.1 Corrispettivo di mancata movimentazione	112
Art. 22.2 Corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento	112
Art. 22.3 Corrispettivi di compensazione	115
23 Corrispettivi di neutralità	118
Art. 23.1 Finalità generale dei corrispettivi di neutralità	118
Art. 23.2 Corrispettivi di sbilanciamento a programma	118
Art. 23.3 Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto	119
Art. 23.4 Corrispettivi di non arbitraggio	121
Art. 23.5 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale	123
24 Corrispettivo di dispacciamento	125
Art. 24.1 Finalità del corrispettivo di dispacciamento	125

Art. 24.2	Determinazione del corrispettivo di dispacciamento	125
Art. 24.3	Corrispettivo <i>uplift</i> a copertura dei costi per l’approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	126
Art. 24.4	Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema	129
Art. 24.5	Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA ai fini del dispacciamento	131
Art. 24.6	Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria	131
Art. 24.7	Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica . . .	133
Art. 24.8	Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento	134
25	Settlement in caso di inadeguatezza del sistema	137
Art. 25.1	Inadeguatezza del sistema	137
Art. 25.2	Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza	137
Art. 25.3	Movimentazioni in condizioni di inadeguatezza	137
Art. 25.4	Remunerazione dei margini a salire in condizioni di inadeguatezza . .	138
Art. 25.5	Determinazione dell’energia prelevata in condizioni di inadeguatezza	138
26	Inadempimenti e garanzie	141
Art. 26.1	Sistema di garanzie predisposto da GME	141
Art. 26.2	Sistema di garanzie predisposto da TERNA	141
VII Disposizioni transitorie e finali		143
27	Obblighi informativi	144
Art. 27.1	Obblighi informativi in capo a GME	144
Art. 27.2	Obblighi informativi in capo a TERNA	144
28	Disposizioni transitorie e finali	147
Art. 28.1	Raccordo con il Testo Integrato Monitoraggio Mercati (TIMM) . . .	147
Art. 28.2	Raccordo con la Deliberazione 111/06 [36]	147
Art. 28.3	Raccordo con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]	148
Art. 28.4	Approvvigionamento transitorio della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza	149
Art. 28.5	Punti di dispacciamento	151
Art. 28.6	Ordini di dispacciamento e <i>baseline</i> per le Unità Virtuale Nodale (UVN)	151
Art. 28.7	Condizioni di emergenza	151
Art. 28.8	Macrozone per i prezzi di sbilanciamento	152

Art. 28.9 Sviluppo del modello e dell'algoritmo di ottimizzazione per l'Integrated Scheduling Process	152
Art. 28.10 Fase transitoria per la programmazione	153
Art. 28.11 Entrata in vigore del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) e processo di implementazione	155

VIII Glossario, acronimi e variabili	159
---	------------

Glossario	160
Acronimi	178
Elenco delle variabili	183

IX Riferimenti normativi	195
---------------------------------	------------

Atti e Decisioni Europee	196
Leggi e Decreti dello Stato Italiano	198
Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri	200
Atti dell'Autorità	202

Versioni e organizzazione del TIDE

Versione attuale

Il presente documento contiene il **TIDE** nella Versione 1 efficace dal 1 gennaio 2025.

Aggiornamenti precedenti

Il testo è stato inizialmente approvato con deliberazione **Autorità** 345/2023/R/eel

La tabella seguente riporta l'elenco delle Versioni e le relative date di validità.

<i>Versione</i>	<i>Data efficacia</i>	<i>Delibera</i>
1	1 gennaio 2025	345/2023/R/eel

Organizzazione del documento

Il documento è organizzato secondo le seguenti convenzioni:

Suddivisione in Parti e Sezioni Il documento è numerato con tre livelli di profondità:

1. Sezione
- 1.1 Articolo
- 1.1.1 Comma

Le Sezioni sono raggruppate per macro-temi (le *Parti*), ma il numero di ciascuna *Sezione* è univoco indipendentemente dalla *Parte* che lo contiene.

I riferimenti incrociati utilizzano la dicitura convenzionale “di cui alla Sezione xxx” indipendentemente dal fatto che il riferimento sia ad una Sezione, ad un Articolo o ad un comma. Ad esempio:

- la dicitura “*come definito nella Sezione 2*” fa riferimento all’intera Sezione 2
- la dicitura “*come definito nella Sezione 2.1*” fa riferimento all’intero Articolo 2.1
- la dicitura “*come definito nella Sezione 2.1.3*” fa riferimento al Comma 2.1.3

Revisione del documento e numerazione delle Sezioni Il documento è suscettibile di aggiornamenti ed evoluzioni nel tempo che potrebbero modificare la numerazione di articoli e commi. Pertanto eventuali citazioni del [Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico \(TIDE\)](#) nei documenti esterni (altre norme, contratti ecc...), per essere univoche, devono riportare anche il numero di revisione del documento. Al fine di facilitare tale operazione, il numero di revisione del documento, riportato in copertina e nelle intestazioni di pagina, è anteposto anche a ogni numero di Sezione (ad esempio: *Sezione 2-4.3.1* significa: Sezione 4.3.1 della revisione 2).

Riferimenti normativi I riferimenti normativi sono indicati con un titolo breve seguito da un numero identificativo univoco tra parentesi quadre (ad esempio: Deliberazione 111/06 [36]): tale numero è un link attivo che rimanda ai riferimenti completi, riportati nella Parte IX “[Riferimenti normativi](#)” a pagina 197 e seguenti.

Link ipertestuali e Glossario I *link* ipertestuali di colore **blu scuro** puntano alla definizione del termine evidenziato. La definizione può essere:

- “esterna” al TIDE, in tal caso il *link* fa riferimento al glossario (come ad esempio [utente](#)). Se il termine evidenziato è nella forma plurale, la definizione nel Glossario è riportata nella forma singolare (ad es. la definizione di [utenti del sistema](#) deve essere ricercata nel Glossario come [utente del sistema](#)). Nel Glossario, la nota a margine indica se la definizione è formulata dall’**Autorità** (in questo sarà indicata con “ARERA”) oppure se è tratta da altre fonti della normativa primaria. Talvolta la definizione tratta da altre fonti della normativa primaria viene lievemente modificata, in questi casi nella nota a margine si indicherà “mod. ARERA”.
- “interna” al TIDE, ossia definita all’interno dell’articolato. In tal caso il termine non è contenuto nel glossario e il *link* punta alla Sezione che definisce il termine.

Acronimi Gli acronimi utilizzati sono riportati nella forma estesa al primo utilizzo e, per comodità di lettura, sono elencati nella Parte VIII “[Glossario, acronimi e variabili](#)” a pagina 182. Il significato dell’acronimo può essere un termine esplicitato nel Glossario alla pagina 177 e seguenti, oppure può essere un termine definito all’interno del TIDE. In tal caso il *link* punta alla Sezione del TIDE che definisce tale termine.

Convenzione nella rappresentazione dei numeri I numeri sono rappresentati utilizzando come separatore dei decimali il punto (ad es. 15.5) e come separatore delle migliaia l’apice (ad es. 12’000).

Convenzione nell'uso di congiunzioni logiche Le congiunzioni *e* e *o* vanno intese come *AND* logico e *OR* logico. In particolare *o* non va inteso nel senso logico di *XOR*. Ad esempio all'inizio della Sezione 8.3.2, la locuzione "L'Unità Virtuale Abilitata Zonale è costituita da più UP o UC" significa che l'UVAZ potrebbe essere costituita da sole UP, da sole UC oppure sia da UP che da UC.

Convenzione nella rappresentazione delle variabili e delle formule Le variabili matematiche e le formule sono rappresentate in "*corsivo matematico*" (ad es: $V = V_a - V_b$). La nomenclatura delle variabili è descritta all'interno del testo, alla prima ricorrenza. L'elenco completo delle variabili utilizzate nel testo è anche riportato per maggiore comodità di consultazione, nella Parte VIII a pagina 194 e seguenti. La nomenclatura delle variabili segue le seguenti convenzioni di massima:

- la variabile è indicata con una lettera maiuscola. I nomi più utilizzati sono indicati nella tabella sottostante
- l'apice contiene una specifica della variabile
- il pedice rappresenta un indice corrente.

Ad esempio P_z^{MGP} indica il prezzo unitario formatosi sul Mercato del Giorno Prima (MGP) relativo alla zona di offerta z .

Q	una Quantità generica
A, V	una quantità offerta in Acquisto o in Vendita sui mercati
\bar{A}, \bar{V}	una quantità Acquistata o Venduta sui mercati (offerta accettata)
K	una capacità (energia massima in un periodo di tempo)
E	un'Energia misurata
$M\uparrow, M\downarrow$	un Margine (capacità residua a salire o a scendere)
Prg	un Programma
S	uno Sbilanciamento o un Saldo (in volume)
P	un Prezzo unitario o un corrispettivo unitario
C	un Corrispettivo (ossia un prezzo per una quantità)
T	un Saldo (in denaro)

Operatori logici Nel TIDE sono utilizzati i seguenti *operatori logici*:

	dove
\forall	per ogni
/	diverso da
\emptyset	insieme vuoto

Convenzione nella rappresentazione degli orari Gli orari, quando non diversamente specificato, sono riferiti al fuso orario italiano.

Convenzione nella rappresentazione degli importi monetari Segue le regole del paragrafo 7.3.3 del “Manuale interistituzionale di convenzioni redazionali”, pubblicato dall’*Ufficio delle pubblicazioni dell’Unione europea* e qui brevemente richiamate.

Quando la menzione di una moneta non è accompagnata da una cifra, è riportata in lettere (ad es.: un importo in euro).

Quando gli importi monetari sono accompagnati da una cifra, questa è rappresentata con numeri seguiti dal codice ISO (ad es. 20’000 EUR).

Nelle unità di misura è riportato il simbolo della moneta (ad es. €/MWh).

Parte I

Oggetto e definizione di elementi funzionali alla disciplina

SEZIONE 1–1

Finalità e oggetto

ARTICOLO 1–1.1

Finalità

Il TIDE:

1. promuove un efficiente e sostenibile utilizzo delle risorse disponibili nel sistema elettrico (**Unità di Produzione (UP)**, **Unità di Consumo (UC)** e reti di trasmissione e distribuzione) in coerenza con gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione previsti dall'ordinamento europeo
2. promuove lo sviluppo di **mercati dell'energia elettrica** liquidi e concorrenziali
3. assicura l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza nei confronti di tutti gli **utenti del sistema**.

ARTICOLO 1–1.2

Oggetto

Per conseguire le finalità di cui alla Sezione precedente, il TIDE regola l'accesso e le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento che consiste:

1. nell'attribuzione agli **utenti del sistema** del diritto di immettere o prelevare energia al fine di alimentare i **clienti finali** nel rispetto dei vincoli di utilizzo della rete
2. nell'organizzazione del **mercato dell'energia elettrica**, finalizzato alla individuazione delle risorse che soddisfano la domanda, minimizzando i costi a carico dei **clienti finali**
3. nell'attribuzione a **TERNA**, in qualità di concessionario per il servizio di dispacciamento ai sensi del Decreto Legislativo 79/99 [15] degli strumenti tecnici necessari ad assicurare l'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza, attraverso l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** da effettuarsi, laddove possibile, con criteri di merito economico

4. nell'attribuzione ai **DSO** degli strumenti tecnici necessari ad assicurare l'esercizio delle reti di distribuzione in condizioni di sicurezza, attraverso l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali locali** da effettuarsi, laddove possibile, con criteri di merito economico
5. nella regolazione delle partite economiche tra gli **utenti del sistema** e le loro controparti contrattuali (**TERNA, GME e DSO**) nell'ambito del dispacciamento.

SEZIONE 1–2

Immissioni e prelievi nel sistema elettrico

ARTICOLO 1–2.1

Punti di connessione

1–2.1.1 Punti di connessione sul territorio nazionale

I punti di connessione sul territorio nazionale, come identificati dal corrispondente codice attribuito ai sensi dell'Articolo 14 del [Testo Integrato del Settlement \(TIS\)](#), possono essere alternativamente:

- punti esclusivamente di immissione a cui sono connesse esclusivamente **UP**
- punti esclusivamente di prelievo a cui sono connesse esclusivamente **UC**
- punti contestualmente di immissione e di prelievo a cui sono connesse sia **UP** sia **UC**.

1–2.1.2 Punti di interconnessione con l'estero

I **punti di interconnessione** per gli scambi di energia con l'estero possono essere alternativamente:

- **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**
- **punti di importazione** non associati al controllo degli **scambi programmati** a cui sono connesse esclusivamente **UI**
- **punti di esportazione** non associati al controllo degli **scambi programmati** a cui sono connesse esclusivamente **UE**
- **punti di interconnessione** non associati al controllo degli **scambi programmati** contestualmente di importazione e di esportazione a cui sono connesse sia **UI** sia **UE**.

ARTICOLO 1–2.2

Immissioni e prelievi nel sistema elettrico

Tutte le immissioni e i prelievi nel sistema elettrico devono essere riferiti:

- a **UP** o **UC** connesse attraverso i **punti di connessione** sul territorio nazionale
- a **UI** o **UE** connesse attraverso i **punti di interconnessione** non associati al controllo degli **scambi programmati**
- a **UIE** o **UEE** relative ai **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**
- a scambi nell'ambito del *coupling* del **mercato dell'energia elettrica** attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**

ARTICOLO 1–2.3

Titolarietà delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento

I titolari delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento sono:

- il **gestore della UP**, per le **UP** localizzate sul territorio nazionale
- il **cliente finale**, per le **UC** localizzate sul territorio nazionale
- i gestori dell'infrastruttura, per le **UI** e le **UE**
- il **BRP** assegnatario della capacità di trasporto allocata in modo esplicito per le **UIE** e le **UEE**
- **TERNA** per gli scambi relativi al *coupling* del **mercato dell'energia elettrica** attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**.

ARTICOLO 1–2.4

Mappatura delle UP*1–2.4.1 Identificazione delle UP*

Sulla base di una analisi adeguatamente motivata, **TERNA** definisce i criteri con cui sono identificate le **UP** nel rispetto dei seguenti principi:

- come regola generale ogni UP può coincidere con una singola sezione di impianto di produzione oppure con un insieme di sezioni dello stesso impianto di produzione oppure con l'impianto di produzione stesso
- in deroga alla regola generale, è possibile aggregare più impianti di produzione nella medesima UP qualora detti impianti di produzione siano fra loro funzionalmente dipendenti, ossia la produzione di un impianto di produzione dipenda dalla produzione degli altri impianti di produzione, e siano alimentati dalla stessa fonte
- ciascuna risorsa di stoccaggio 210/2021 costituisce una UP dedicata
- i prelievi dei sistemi di accumulo destinati alla reimmissione in rete sono sempre inclusi nella UP a cui sono riferite le immissioni del sistema di accumulo in coerenza con la Deliberazione 109/2021/R/eel [37]
- i prelievi relativi all'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione di ciascun impianto di produzione o sezione di impianto di produzione sono inclusi in una UC dedicata o in una UP dedicata distinta dalla UP cui appartiene l'impianto di produzione secondo le modalità previste dalla Deliberazione 109/2021/R/eel [37]
- in deroga ai punti precedenti TERNA, secondo le modalità previste dalla Deliberazione 109/2021/R/eel [37], può consentire che i prelievi per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione dei sistemi di accumulo siano contabilizzati all'interno della UP cui sono riferite le immissioni del sistema di accumulo.

1-2.4.2 Informazioni rilevanti per le UP

Ciascuna UP è caratterizzata almeno dalle seguenti informazioni:

- il titolare ai sensi della Sezione 2.3
- la tipologia ai sensi della Sezione 2.4.3
- la capacità di immissione e di prelievo ai sensi della Sezione 2.9.2,
- gli eventuali ulteriori vincoli tecnici
- l'indicazione del BRP responsabile ai sensi della Sezione 3.1.2
- l'indicazione del prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider (BSP) responsabile ai sensi della Sezione 3.2.2, qualora l'UP risulta abilitata come UAS o inserita in una UVA.

Le informazioni sulle UP sono integrate nel sistema Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione (GAUDÌ) gestito da TERNA.

1-2.4.3 Tipologie delle UP

Ai fini del dispacciamento, TERNA classifica ciascuna UP in una delle seguenti tipologie:

- a. UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili
- b. UP alimentate da fonti rinnovabili programmabili
- c. UP di cogenerazione ad alto rendimento alimentate da fonti non rinnovabili
- d. UP costituita da una risorsa di stoccaggio 210/2021
- e. UP costituite da soli sistemi di accumulo diverse da quelle di cui alla lettera d.
- f. UP per i servizi ausiliari
- g. UP diverse da quelle di cui ai punti precedenti.

Ai fini di quanto sopra, TERNA rispetta i seguenti criteri:

- il produttore responsabile per ciascuna UP appartenente ad una centrale ibrida di cui all'Articolo 2, lettera d), del Decreto Legislativo 387/03 [16] può richiedere a TERNA la classificazione in una delle tipologie alimentate da fonti rinnovabili qualora la producibilità imputabile alle fonti rinnovabili calcolata sulla base di stime a partire dai dati progettuali risulta pari almeno al 50% della producibilità complessiva; in assenza di tale richiesta o in caso in cui la richiesta abbia esito negativo, l'UP è considerata alimentata da fonti non rinnovabili
- ciascun sistema di accumulo che costituisce una UP indipendente è considerato una UP di stoccaggio e classificato in una delle tipologie relative a seconda che sia o meno costituito da una risorsa di stoccaggio 210/2021
- ciascuna UP che contiene un sistema di accumulo unitamente ad altre sezioni di impianto di produzione è classificata in funzione dei parametri tecnici del sistema di accumulo rispetto ai parametri tecnici delle altre sezioni dell'impianto di produzione.

ARTICOLO 1-2.5

Mappatura delle UC

Ai fini del dispacciamento, si utilizzano tutte le UC identificate ai sensi del Testo Integrato Connessione (TIC) e registrate sul Sistema Informativo Integrato (SII).

ARTICOLO 1-2.6

Mappatura delle UI e delle UE*1-2.6.1 Identificazione delle UI e delle UE*

Sulla base di una analisi adeguatamente motivata, **TERNA** definisce i criteri con cui le risorse connesse ai **punti di interconnessione** non associati agli **scambi programmati** sono aggregate nelle **UI** e nelle **UE**.

1-2.6.2 Informazioni rilevanti per le UI e delle UE

Ciascuna **UI** e ciascuna **UE** è caratterizzata almeno dalle seguenti informazioni:

- il titolare ai sensi della Sezione 2.3
- la capacità di immissione e di prelievo ai sensi delle Sezione 2.9.5
- gli eventuali ulteriori vincoli tecnici
- l'indicazione del **BRP** responsabile ai sensi della Sezione 3.1.2
- l'indicazione del **BSP** responsabile ai sensi della Sezione 3.2.2, qualora l'**UI** o l'**UE** risulta inserita in una **UVA**.

Le informazioni sulle **UI** e sulle **UE** sono integrate nel sistema **GAUDÌ** gestito da **TERNA**.

ARTICOLO 1-2.7

Costituzione delle UIE e delle UEE

Per ciascuna frontiera con l'estero sulla quale è attuato il controllo degli **scambi programmati TERNA** costituisce:

- una **UIE** per ciascun orizzonte temporale di allocazione della capacità e per ciascun **BRP** assegnatario, direttamente o per il tramite di un **operatore di mercato**, di una **capacità di trasporto** di importazione allocata in modo esplicito
- una **UEE** per ciascun orizzonte temporale di allocazione della capacità e per ciascun **BRP** assegnatario, direttamente o per il tramite di un **operatore di mercato**, di una **capacità di trasporto** di esportazione allocata in modo esplicito.

ARTICOLO 1-2.8

Pubblicazione dei criteri di identificazione

I criteri utilizzati per l'identificazione delle **UP**, delle **UI** e delle **UE** sono riportati nel **Codice di Rete** unitamente all'analisi con cui sono stati definiti.

ARTICOLO 1–2.9

Capacità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento
1–2.9.1 Criteri generali per la determinazione della capacità delle risorse

Le capacità in immissione e in prelievo ai fini del dispacciamento di ciascuna UP, di ciascuna UC, di ciascuna UI e di ciascuna UE sono pari all'energia massima rispettivamente in immissione e in prelievo che l'unità può scambiare con il sistema per un periodo temporale coincidente con l'*Imbalance Settlement Period (ISP)* di cui alla Sezione 11.3.2.

1–2.9.2 Capacità delle UP

TERNA nel *Codice di Rete* definisce le modalità con cui è determinata la capacità in immissione K_{up}^{Imax} di ciascuna UP up ai fini del dispacciamento nel rispetto delle seguenti condizioni:

- fatte salve le comunicazioni di cui ai punti successivi, K_{up}^{Imax} è funzione della potenza attiva massima definita ai sensi del *Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)* e contenuta su GAUDÌ
- il BRP responsabile di ciascuna UP è tenuto ad aggiornare lo stato di disponibilità della UP stessa fornendo il nuovo valore di K_{up}^{Imax} qualora inferiore rispetto al valore funzione della potenza registrata su GAUDÌ per effetto di avarie o anomalie agli impianti
- nel caso di UP alimentate da fonte solare e prive di sistema di accumulo, K_{up}^{Imax} applicando alla potenza massima definita ai sensi del TICA e contenuta su GAUDÌ la curva di modulazione convenzionale di cui alla Sezione 2.9.3
- la capacità di immissione delle UP dedicate ai prelievi per l'alimentazione dei *servizi ausiliari di generazione* è pari a zero.

La capacità in prelievo K_{up}^{Wmax} di ciascuna UP up ai fini del dispacciamento è funzione della potenza attiva destinata all'alimentazione dei *servizi ausiliari di generazione* o al *sistema di accumulo* per la successiva reimmissione in rete come dichiarata dal *gestore della UP* ai sensi della Deliberazione 109/2021/R/eel [37]. Tale capacità di prelievo di fatto rappresenta una immissione negativa.

1–2.9.3 Curva di modulazione convenzionale per fonte solare

Sulla base di una analisi adeguatamente motivata, TERNA nel *Codice di Rete* definisce una curva di modulazione convenzionale per la fonte solare riportante, per ogni ora dell'anno, un coefficiente variabile fra zero e uno relativo alla disponibilità attesa della fonte solare su base statistica rispetto alla piena capacità delle UP.

La curva di modulazione:

- è differenziata su base geografica
- è unica per tutte le **UP** a fonte solare prive di sistema di accumulo localizzate nella medesima area geografica
- deve essere tale da non impedire alle **UP** a fonte solare prive di sistemi di accumulo maggiormente efficienti di poter offrire sui mercati la propria produzione massima

1-2.9.4 Capacità delle **UC**

La capacità in prelievo K_{uc}^{Wmax} di ciascuna **UC** uc ai fini del dispacciamento è funzione della potenza disponibile caricata sul **SII** ai sensi dell'Allegato A alla Deliberazione 628/2015/R/eel [38]. Le **UC** non hanno capacità in immissione.

1-2.9.5 Capacità delle **UI** e delle **UE**

La capacità in immissione K_{ui}^{Imax} di ciascuna **UI** ui ai fini del dispacciamento è funzione della potenza massima in importazione ammessa per la **UI** ui come comunicata dal relativo **BRP** a **TERNA** ai sensi del **Codice di Rete**. Le **UI** non hanno capacità in prelievo.

La capacità in prelievo K_{ue}^{Wmax} di ciascuna **UE** ue ai fini del dispacciamento è funzione della potenza massima in esportazione ammessa per la **UE** ue come comunicata dal relativo **BRP** a **TERNA** ai sensi del **Codice di Rete**. Le **UE** non hanno capacità in immissione.

1-2.9.6 Capacità delle **UIE** e delle **UEE**

La capacità in immissione K_{uie}^{Imax} di ciascuna **UIE** uie ai fini del dispacciamento è funzione della **capacità di trasporto** in importazione di cui il **BRP** titolare dell'**UIE** uie risulta assegnatario in modo esplicito (direttamente o per il tramite di altro **operatore di mercato**) sulla frontiera cui l'unità si riferisce. Le **UIE** non hanno capacità in prelievo.

La capacità in prelievo K_{uee}^{Wmax} di ciascuna **UEE** uee ai fini del dispacciamento è funzione della **capacità di trasporto** in esportazione di cui il **BRP** titolare dell'**UIE** uie risulta assegnatario in modo esplicito (direttamente o per il tramite di altro **operatore di mercato**) sulla frontiera cui l'unità si riferisce. Le **UEE** non hanno capacità in immissione.

SEZIONE 1–3

Contratti

ARTICOLO 1–3.1

Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione

1–3.1.1 Stipula dei contratti

Ai fini dell’assegnazione del diritto a immettere e prelevare di cui al punto 1 di cui alla Sezione 1.2, i **titolari delle risorse connesse al sistema elettrico**, con l’eccezione di **TERNA**, sono tenuti a concludere con **TERNA** rispettivamente un contratto di dispacciamento di immissione e un contratto di dispacciamento di prelievo.

Contestualmente alla stipula dei contratti di dispacciamento, il titolare di ciascuna **UC** e di ciascuna **UE** stipula il **contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica** con il **DSO** competente.

1–3.1.2 Balance Responsible Party (BRP)

Il soggetto che stipula il contratto di dispacciamento:

- assume la qualifica di **BRP**
- risponde delle obbligazioni nei confronti di **TERNA** che derivano dal contratto, come disciplinate nel **Codice di Rete**.

I **BRP**, qualora contestualmente firmatari del **contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica**, rispondono altresì delle obbligazioni nei confronti dei **DSO** nel cui ambito di competenza hanno luogo le immissioni e i prelievi di cui sono titolari, come disciplinate nel **Codice di Rete della Distribuzione**.

Ciascun **BRP** stipula:

- un unico contratto di dispacciamento di immissione per tutte le **UP**, **UI**, **UE**, **UIE** e **UEE** e **UCS** di cui è responsabile ivi incluse quelle per cui ha ricevuto mandato ai sensi della Sezione 3.1.3
- un unico contratto di dispacciamento in prelievo per tutte le **UC** e le **UCP** di cui è responsabile ivi inclusi quelli per cui ha ricevuto mandato ai sensi della Sezione 3.1.3

- un unico contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica per ciascun DSO nel cui ambito di competenza hanno luogo le immissioni e i prelievi di cui è responsabile, ivi inclusi quelli per cui ha ricevuto mandato ai sensi della Sezione 3.1.3.

1-3.1.3 Interposizione di terzi

Il contratto di dispacciamento può essere concluso direttamente dal titolare delle risorse connesse al sistema elettrico, o per l'interposizione di un terzo nella forma di un mandato senza rappresentanza.

Fatto salvo quanto riportato nella Sezione 3.1.4, in caso di interposizione di terzi, il soggetto che stipula il contratto di dispacciamento deve altresì stipulare il contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, qualora previsto.

Nel caso di interposizione di terzi la qualifica di BRP è attribuita direttamente al soggetto terzo che ha concluso il contratto di dispacciamento.

1-3.1.4 Obblighi di interposizione di terzi

I clienti finali riforniti nell'ambito dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza di cui al Testo Integrato Vendita (TIV) delegano la firma del contratto di dispacciamento e la firma del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica al relativo esercente del servizio.

I clienti finali ricompresi nel servizio di maggior tutela:

- delegano la firma del contratto di dispacciamento all'Acquirente Unico (AU)
- delegano la firma del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica all'esercente la maggior tutela.

Per le unità di produzione in ritiro dedicato, le UP in scambio sul posto e le UP con tariffa fissa onnicomprensiva, i relativi produttori delegano la firma del contratto di dispacciamento al Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

1-3.1.5 Mancata stipula dei contratti di dispacciamento e di trasporto

La conclusione del contratto di dispacciamento costituisce condizione necessaria per l'attivazione della connessione delle UP e delle UI.

La conclusione del contratto di dispacciamento e del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica costituisce condizione necessaria per l'attivazione della connessione delle UC e delle UE e il conseguente accesso al servizio di trasmissione e al servizio di distribuzione di cui all'Articolo 2 del Testo Integrato Trasporto (TIT).

ARTICOLO 1-3.2

Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali*1-3.2.1 Stipula del contratto*

Sono tenuti a stipulare con **TERNA** il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali:

- i titolari delle risorse connesse al sistema elettrico che erogano i servizi ancillari per il bilanciamento o sono abilitate al ridispacciamento
- i titolari delle risorse connesse al sistema elettrico qualificate per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza che intendono partecipare alle procedure di approvvigionamento a termine di cui alla Sezione 15.4
- i titolari delle risorse connesse al sistema elettrico qualificate per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza qualora dette risorse abbiano diritto ai corrispettivi forfettari di cui alla Sezione 15.5
- i titolari delle risorse connesse al sistema elettrico qualificate per il servizio di modulazione straordinaria laddove previsto da **TERNA** nel Codice di Rete.

1-3.2.2 Balancing Service Provider (BSP)

Il soggetto che stipula il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali:

- assume la qualifica di **BSP**
- risponde delle obbligazioni nei confronti di **TERNA** che derivano dal contratto, come disciplinate nel Codice di Rete.

Il **BSP** può coincidere con il **BRP** o essere un soggetto distinto. La coincidenza fra **BSP** e **BRP** è obbligatoria per le risorse di stoccaggio 210/2021.

1-3.2.3 Interposizione di terzi

Il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali può essere concluso direttamente dal titolare delle risorse connesse al sistema elettrico o per l'interposizione di un terzo nella forma di un mandato senza rappresentanza. Nel caso di interposizione di terzi la qualifica di **BSP** è attribuita direttamente al soggetto terzo che ha concluso il contratto.

ARTICOLO 1-3.3

Contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica*1-3.3.1 Stipula del contratto*

Sono tenuti a concludere con **GME** il contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica:

- i **BRP** che intendono partecipare alle piattaforme del mercato dell'energia elettrica organizzate da **GME** per la compravendita di energia elettrica ai fini di acquisire il diritto a immettere e a prelevare di cui al punto 1 della Sezione 1.2
- i **BSP** che intendono erogare i servizi ancillari per il bilanciamento e operare sul ridispacciamento nell'ambito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento di cui alla Sezione 14
- tutti gli altri soggetti che intendono partecipare alle piattaforme del mercato dell'energia elettrica organizzate da **GME** per la compravendita di energia elettrica.

L'**AU** e il **GSE** sono ammessi di diritto al mercato dell'energia elettrica in quanto **BRP** rispettivamente per le **UC** appartenenti al servizio di maggior tutela e per le unità di produzione in ritiro dedicato, per le **UP** in scambio sul posto e le **UP** con tariffa fissa onnicomprensiva.

1-3.3.2 Operatore di mercato

Il soggetto che stipula il contratto per la partecipazione al mercato dell'energia elettrica:

- assume la qualifica di operatore di mercato
- risponde delle obbligazioni nei confronti del **GME** che derivano dal contratto, come disciplinate dal **Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME)**.

Il **GME** assume la qualifica di operatore di mercato qualificato.

1-3.3.3 Delega a terzi

I **BRP** e i **BSP** possono concludere il contratto per la partecipazione al mercato dell'energia elettrica direttamente oppure possono delegare un soggetto terzo ad operare sui propri portafogli zonali. Nel caso di delega a un terzo la qualifica di operatore di mercato è attribuita direttamente al soggetto terzo firmatario del contratto.

I **BRP** e i **BSP** possono delegare la firma del contratto anche solamente per una parte delle immissioni e dei prelievi di cui sono responsabili.

Tutti gli altri soggetti stipulano il contratto per la partecipazione al mercato dell'energia elettrica direttamente con il **GME**.

ARTICOLO 1-3.4

Contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia*1-3.4.1 Stipula del contratto*

Sono tenuti a concludere con il **GME** il contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 12.2:

- i **BRP** per la registrazione delle transazioni a termine e l’allocazione della capacità di trasporto ai fini dell’acquisizione del diritto a immettere e a prelevare di cui al punto 1 della Sezione 1.2
- gli **operatori di mercato** che intendono richiedere un Conto Energia in bianco ai sensi della Sezione 12.2.2 o che risultano assegnatari di **portafogli zonali** di stoccaggio ai sensi della Sezione 10.1.

L’**AU** e il **GSE** sono ammessi di diritto alla Piattaforma Conti Energia in quanto **BRP** rispettivamente per le **UC** appartenenti al **servizio di maggior tutela** e per le **unità di produzione in ritiro dedicato**, per le **UP in scambio sul posto** e le **UP con tariffa fissa onnicomprensiva**.

1-3.4.2 Operatore PCE

Il soggetto che stipula il contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia:

- acquisisce la qualifica di operatore della PCE
- risponde delle obbligazioni nei confronti del **GME** che derivano dal contratto, come disciplinate dal Regolamento per la Piattaforma Conti Energia di cui alla Sezione 4.3.

1-3.4.3 Delega a terzi

I **BRP** e gli **operatori di mercato** possono concludere il contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia direttamente oppure delegare un **operatore di mercato** terzo ad operare sui propri **Conti Energia**. Nel caso di delega a un **operatore di mercato** terzo la qualifica di Operatore PCE è attribuita direttamente al soggetto terzo firmatario del contratto.

SEZIONE 1–4

Regole del mercato

ARTICOLO 1–4.1

Regole per il dispacciamento

1–4.1.1 Regole di dispacciamento e Codice di Rete

TERNA inserisce le regole per il dispacciamento di cui all'Articolo 3.6 del Decreto Legislativo 79/99 [15] nel **Codice di Rete**, in coerenza con quanto previsto al riguardo dall'Articolo 1, comma 4, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [26].

Le regole di dispacciamento sono aggiornate da **TERNA** direttamente o su proposta degli **utenti del sistema** o del Comitato di Consultazione istituito ai sensi dell'Articolo 1, comma 4, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [26] e sono sottoposte all'approvazione dell'**Autorità** e del **Ministero**, ognuno per le parti di propria competenza, secondo la procedura di cui all'Articolo 63 della Deliberazione 250/04 [39], come declinata nel **Codice di Rete**.

Fatte salve disposizioni specifiche adottate dall'**Autorità** o dal **Ministero** in sede di approvazione della proposta di aggiornamento e revisione delle regole di dispacciamento, la nuova versione delle regole stesse entra in vigore con decorrenza dalla pubblicazione sul sito internet di **TERNA**.

ARTICOLO 1–4.2

Disciplina del **mercato dell'energia elettrica**

Ai sensi dell'Articolo 5.1 del Decreto Legislativo 79/99 [15], il **GME** predispone il **TIDME** in cui sono riportate le regole di accesso e di funzionamento del **mercato dell'energia elettrica**. Ai sensi del medesimo Articolo, il **TIDME** è approvato dal **Ministero**, sentita l'**Autorità**.

ARTICOLO 1–4.3

Regolamento della Piattaforma per Conti Energia

Il **GME** predispone il Regolamento per la Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 12.2.

Il Regolamento della Piattaforma per Conti Energia è approvato dall'**Autorità** che si esprime con le medesime modalità previste per l'approvazione del **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1-4.4

Convenzione tra TERNA e GME

1-4.4.1 Contenuto della convenzione

TERNA e GME attraverso una o più convenzioni disciplinano:

1. l'affidamento a GME dell'attività di raccolta delle offerte relative al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**
2. le modalità per lo scambio tra TERNA e GME delle informazioni rilevanti ai fini del **mercato dell'energia elettrica**
3. la regolazione delle partite economiche tra TERNA e GME emergenti dal **mercato dell'energia elettrica**

1-4.4.2 Approvazione della convenzione

Prima della sottoscrizione, lo schema della convenzione ed i relativi aggiornamenti devono essere inviati all'**Autorità** che ne verifica la conformità con le medesime modalità previste per l'approvazione del **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1-4.5

Convenzione tra TERNA e Gestore del SII

1-4.5.1 Contenuto della convenzione

TERNA e il Gestore del SII attraverso una o più convenzioni disciplinano:

1. lo scambio delle informazioni sui BRP e i BSP che hanno sottoscritto il **contratto di dispacciamento e il Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali per conto di ciascuna UC**
2. la messa a disposizione da parte del SII dei dati di misura delle UC qualificate come UAS o incluse nelle UVA
3. la messa a disposizione da parte del SII dei dati relativi alla potenza disponibile.

1-4.5.2 Approvazione della convenzione

Prima della sottoscrizione, lo schema della convenzione ed i relativi aggiornamenti devono essere inviati all'**Autorità** che ne verifica la conformità con le medesime modalità previste per l'approvazione del **Codice di Rete**.

SEZIONE 1–5

Modello zonale della *rete rilevante*

ARTICOLO 1–5.1

Finalità del modello zonale

TERNA suddivide la *rete rilevante* in un numero limitato di *zone di offerta* al fine di rappresentare in modo semplificato i vincoli di trasporto sul sistema elettrico. Le *zone di offerta* sono definite sulla base dei criteri di cui all’Articolo 33 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1], dando maggiore peso ai criteri di natura tecnica legati alla gestione in sicurezza del sistema elettrico.

ARTICOLO 1–5.2

Aggiornamento del modello zonale

L’aggiornamento del modello zonale prevede le seguenti attività:

- una analisi preliminare di cui alla Sezione 5.3
- la revisione formale di cui alla Sezione 5.4.

ARTICOLO 1–5.3

Analisi preliminare

L’analisi preliminare è finalizzata a:

- identificare una o più configurazioni zonali alternative tramite le seguenti metodologie:
 1. *expert-based*: configurazioni zonali derivanti da modifiche alla configurazione zonale in vigore apportate sulla base dell’esperienza e delle evidenze del monitoraggio
 2. *model-based*: configurazioni zonali come aggregati di nodi identificati sulla base di logiche di simulazione o *clustering* che valutano l’omogeneità all’interno della medesima zona di grandezze quali, ad esempio, i prezzi nodali dell’energia elettrica o la matrice dei *Power Transfer Distribution Factors*

- fornire una prima valutazione delle configurazioni zonali alternative rispetto ai criteri di cui all'Articolo 33 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

L'analisi preliminare è svolta da **TERNA**:

- su propria iniziativa sulla base delle evidenze del rapporto di cui alla Sezione 27.2.3 oppure
- su specifica richiesta da parte dell'**Autorità**.

Gli esiti dell'analisi preliminare sono inviati da **TERNA** all'**Autorità**

- contestualmente al rapporto di cui alla Sezione 27.2.3 in caso di analisi preliminare svolta da **TERNA** di propria iniziativa
- secondo tempistiche definite dall'**Autorità** in caso di analisi preliminare svolta su richiesta dell'**Autorità**.

ARTICOLO 1–5.4

Revisione formale

La revisione formale:

- è avviata dall'**Autorità** coerentemente con le disposizioni dell'Articolo 32(1)(d) del Regolamento (UE) 2015/1222 [1] entro sei mesi dal ricevimento degli esiti dell'analisi preliminare di cui alla Sezione 5.3
- è svolta secondo le fasi e le tempistiche previste dall'Articolo 14 del Regolamento (UE) 2019/943 [2] e dall'Articolo 32 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

ARTICOLO 1–5.5

Approvazione del modello zonale

L'**Autorità** approva la proposta di revisione del modello zonale secondo i termini di cui all'Articolo 32 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1] e all'Articolo 14 del Regolamento (UE) 2019/943 [2], fissandone i termini per l'entrata in vigore.

Parte II

Servizi ancillari nazionali

SEZIONE 1–6

Servizi ancillari nazionali globali

ARTICOLO 1–6.1

Classificazione dei Servizi ancillari nazionali globali

I servizi ancillari nazionali globali rilevanti ai fini del TIDE includono:

1. servizi ancillari per il bilanciamento:
 - (a) riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR)
 - (b) riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve) (FRR)
 - (c) riserva di sostituzione (Replacement Reserve) (RR)
 - (d) riserva ultrarapida di frequenza
2. servizi ancillari non relativi alla frequenza
3. servizio di modulazione straordinaria.

ARTICOLO 1–6.2

Servizi ancillari per il bilanciamento

1–6.2.1 Riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR)

La fornitura di FCR consiste nel rendere disponibile a TERNA una banda di potenza attiva asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza rilevata a livello locale.

I requisiti per la fornitura del servizio e le caratteristiche del dispositivo automatico di regolazione sono definiti da TERNA nel Codice di Rete in accordo con le disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [3].

1-6.2.2 *Riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve) (FRR)*

La fornitura di riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve) (FRR) consiste nel rendere disponibile a TERNA la modulazione della potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, in risposta a segnali o ordini provenienti da TERNA. Il servizio si suddivide in:

- FRR automatica (aFRR) nell'ambito della quale è messa a disposizione di TERNA una banda di potenza attiva con attivazione asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in risposta ad un segnale di livello elaborato ed inviato da TERNA nell'ambito del processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process) (FRP)
- FRR manuale (mFRR), nell'ambito della quale la modulazione avviene in risposta ad un ordine di dispacciamento inviato manualmente da TERNA nell'ambito del processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process) (FRP).

I requisiti per la fornitura del servizio e le caratteristiche del dispositivo automatico di regolazione sono definiti da TERNA nel Codice di Rete in accordo con le disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [3] e al Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

1-6.2.3 *Riserva di sostituzione (Replacement Reserve) (RR)*

La fornitura di riserva di sostituzione (Replacement Reserve) (RR) consiste nel rendere disponibile a TERNA la modulazione della potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, in risposta a ordini di dispacciamento inviati manualmente da TERNA con finalità di bilanciamento al di fuori dall'ambito del processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process) (FRP).

I requisiti per la fornitura del servizio sono definiti da TERNA nel Codice di Rete in accordo con le disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [3].

1-6.2.4 *Riserva ultrarapida di frequenza*

La fornitura di riserva ultrarapida di frequenza consiste nel rendere disponibile a TERNA una banda di potenza attiva asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza attiva scambiata con la rete, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza rilevata a livello locale.

I requisiti per la fornitura del servizio e le caratteristiche del dispositivo automatico di regolazione sono definiti da TERNA nel Codice di Rete e prevedono tempi di risposta più rapidi rispetto alla FCR.

ARTICOLO 1–6.3

Servizi ancillari non relativi alla frequenza

La fornitura dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** consiste nel rendere disponibili a **TERNA** risorse per:

1. il controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**
2. la messa a disposizione di una determinata potenza di corto circuito
3. l'adozione di specifiche misure per assicurare l'inerzia per la stabilità della rete locale
4. il servizio di rifiuto di carico
5. l'adozione di specifiche misure per mitigare le eventuali oscillazioni dinamiche
6. la riaccensione del sistema elettrico attraverso avvio in black start o funzionamento in isola

I requisiti tecnici per la fornitura dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** sono definiti da **TERNA** nel **Codice di Rete** in accordo, laddove applicabili, con le disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [3] e al Regolamento (UE) 2017/2196 [5].

ARTICOLO 1–6.4

Servizio di modulazione straordinaria

La fornitura del servizio di modulazione straordinaria consiste nel rendere disponibile a **TERNA** la modulazione, istantanea o con preavviso, della potenza attiva scambiata con la rete sia in incremento che in decremento, da utilizzare come ultima istanza in assenza di ulteriori risorse.

I requisiti tecnici per la fornitura del servizio e le caratteristiche degli eventuali dispositivi automatici di modulazione sono definiti da **TERNA** nel **Codice di Rete**, separatamente per:

- modulazione straordinaria istantanea a salire
- modulazione straordinaria istantanea a scendere
- modulazione straordinaria lenta senza preavviso a salire
- modulazione straordinaria lenta senza preavviso a scendere

- modulazione straordinaria con preavviso a salire
- modulazione straordinaria con preavviso a scendere.

Tali requisiti possono prevedere, qualora necessario,

- l'inclusione dei dispositivi automatici di modulazione nei sistemi previsti dal piano di difesa del sistema elettrico predisposto ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2196 [5]
- l'installazione di dispositivi di telescatto per asservire la modulazione a scendere all'eventuale scatto di una infrastruttura di rete.

ARTICOLO 1-6.5

Perimetri per i servizi ancillari nazionali globali

Per ciascun **servizio ancillare nazionale globale**, il perimetro di erogazione rappresenta il perimetro all'interno del quale il servizio può essere erogato indifferentemente da qualsiasi risorsa ivi localizzata senza compromettere la sicurezza del sistema elettrico.

Il perimetro di erogazione può essere alternativamente:

1. nodale, coincidente con un nodo n della **rete rilevante** o con un insieme di nodi limitrofi
2. zonale, coincidente con una **zona di offerta** z
3. multizonale, coincidente con un insieme di **zone di offerta**.

TERNA identifica nel **Codice di Rete** il perimetro di erogazione per ciascun **servizio ancillare nazionale globale** nel rispetto dei seguenti criteri:

- il perimetro di erogazione è definito in modo tale da massimizzare la concorrenza delle risorse che possono fornire il servizio senza creare ulteriori oneri per il sistema
- per ciascun perimetro di erogazione nodale costituito da un insieme di nodi limitrofi della **rete rilevante**, TERNA definisce il nodo della **rete rilevante** a cui riferire il perimetro
- per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** il perimetro di erogazione può essere esclusivamente zonale o multizonale.

ARTICOLO 1–6.6

Modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali

TERNA:

- attiva le risorse per FRR e RR offerte dai BSP sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento di cui alla Sezione 14, assicurandosi gli opportuni margini nell'ambito del ridispacciamento sul medesimo mercato oppure tramite l'approvvigionamento a termine di cui alla Sezione 15.4
- si approvvigiona delle bande per la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza offerte dai BSP tramite le procedure dedicate di cui alla Sezione 15.2
- prevede l'erogazione obbligatoria dei servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3 da parte di tutte le UP, UC, UI e UE qualificate per detti servizi ai sensi della Sezione 8.6, assicurandone la presenza in servizio nell'ambito del ridispacciamento sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento di cui alla Sezione 14 oppure tramite l'approvvigionamento a termine dai BSP di cui alla Sezione 15.4
- prevede l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 4, 5 e 6 della Sezione 6.3 da parte di tutte le UP e UC qualificate per detti servizi ai sensi della Sezione 8.6 in coerenza con i principi di cui al Regolamento (UE) 2017/2196 [5]
- si approvvigiona dai BSP o dai titolare delle risorse connesse al sistema elettrico del servizio di modulazione straordinaria tramite le procedure dedicate di cui alla Sezione 15.3.

SEZIONE 1-7

Servizi ancillari nazionali locali

Questa Sezione comprenderà le disposizioni che saranno introdotte dall'*Autorità* per la definizione del quadro regolatorio di regime dei **servizi ancillari nazionali locali** in esito alla sperimentazione avviata con la Deliberazione 352/2021/R/eel [40] e in esito all'evoluzione del quadro regolatorio atteso a livello europeo in tema di prodotti di flessibilità.

Per il momento i **servizi ancillari nazionali locali** sono gestiti nell'ambito dei relativi progetti pilota.

Parte III

Aggregazioni rilevanti

SEZIONE 1–8

Aggregazioni ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

ARTICOLO 1–8.1

Erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

I servizi ancillari per il bilanciamento e il ridispacciamento possono essere erogati dalle UP, UC, UI e UE:

- in autonomia, in qualità di Unità Abilitate Singolarmente (UAS) di cui alla Sezione 8.2
- in forma aggregata, tramite le Unità Virtuali Abilitate (UVA) distinte in:
 - Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN) di cui alla Sezione 8.3.1 relativamente all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali aventi perimetri di erogazione nodali
 - Unità Virtuali Abilitate Zonali (UVAZ) di cui alla Sezione 8.3.2 relativamente all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali aventi perimetri di erogazione zonali o multizonali.

I servizi ancillari non relativi alla frequenza e il servizio di modulazione straordinaria

- sono erogati esclusivamente dalle UP o UC o UI o UE o risorse di emergenza appositamente qualificate per tale servizio
- non possono essere erogati dalle UIE e UEE.

Le UP, le UC e le risorse di emergenza qualificate per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e il servizio di modulazione straordinaria non devono essere necessariamente abilitate o qualificate all'erogazione di altri servizi ancillari nazionali globali o al ridispacciamento.

ARTICOLO 1–8.2

Unità Abilitata Singolarmente (UAS)

L'Unità Abilitata Singolarmente è costituita da una singola UP o da una singola UC connessa o riconducibile ad un nodo n della rete rilevante che è in grado di essere movimentata nell'ambito del ridispacciamento.

L'UAS può essere abilitata all'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento.

ARTICOLO 1–8.3

Unità Virtuali Abilitate (UVA)*1–8.3.1 Unità Virtuale Abilitata Nodale (UVAN)*

L'Unità Virtuale Abilitata Nodale è costituita da più UP diverse dalla tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 o UC oppure alternativamente da più UI o UE oppure alternativamente da più UP della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3.

- connesse o riconducibili allo stesso nodo n della rete rilevante o connesse o riconducibili a più nodi limitrofi raggruppabili da un punto di vista della rete rilevante in un unico nodo n
- che non costituiscono singolarmente una UAS
- diverse dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema
- che, considerate in modo aggregato, sono in grado di essere movimentate nell'ambito del ridispacciamento
- gestite da un unico BSP.

Le UVAN possono essere abilitate all'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento.

1–8.3.2 Unità Virtuale Abilitata Zonale (UVAZ)

L'Unità Virtuale Abilitata Zonale è costituita da una o più UP dalla tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 o UC oppure alternativamente da una o più UI o UE:

- localizzate in una zona di offerta z
- che non costituiscono singolarmente una UAS o che non sono incluse in una Unità Virtuale Abilitata Nodale (UVAN) o che non costituiscono singolarmente una Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)
- diverse dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema

- che, considerate in modo aggregato, sono in grado di erogare almeno uno dei **servizi ancillari** per il **bilanciamento** aventi **perimetro di erogazione zonale** coincidente con la **zona di offerta z** o aventi **perimetro di erogazione multizonale** ricomprendente la **zona di offerta z**
- gestite da un unico **BSP**.

Le UVAZ non possono essere movimentate nell'ambito del **ridispacciamento**.

ARTICOLO 1–8.4

Criteria generali per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

Nel definire i requisiti per l'abilitazione e la qualifica ai fini dell'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** e del **ridispacciamento TERNA**:

- persegue la massimizzazione delle risorse che possono erogare ciascun **servizio ancillare nazionale globale** o essere movimentate ai fini del **ridispacciamento**
- non discrimina le risorse in base alla tecnologia (principio di neutralità tecnologica)
- prevede la possibilità di qualifica asimmetrica solamente per **servizi ancillari nazionali globali** o **ridispacciamento** a salire o per **servizi ancillari nazionali globali** o **ridispacciamento** a scendere
- ai fini della fornitura dei **prodotti standard di bilanciamento**, assicura la coerenza con i criteri di abilitazione definiti a livello europeo ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

ARTICOLO 1–8.5

Abilitazione per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento

1–8.5.1 Requisiti per l'abilitazione

Per i **servizi ancillari per il bilanciamento** e per il **ridispacciamento TERNA** definisce nel **Codice di Rete**

- i requisiti che ciascuna **UAS** e **UVA** devono rispettare per l'abilitazione per la fornitura di ciascun **servizio ancillare** o per essere movimentati ai fini del **ridispacciamento**
- le modalità con cui è identificata la capacità a salire e a scendere di ciascuna **UAS** e **UVA** ai fini del **bilanciamento** e del **ridispacciamento**

- le modalità con cui le **UAS** e le **UVA** abilitate devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione nei sistemi di controllo di **TERNA**
- le eventuali condizioni in base alle quali una **UP** o **UC** debba necessariamente presentare richiesta di abilitazione come **UAS**
- le modalità con cui **TERNA** interagisce con i **DSO** per le verifiche di cui alla Sezione 8.7.

TERNA, anche successivamente all'abilitazione, può effettuare verifiche a campione della rispondenza delle **UAS** e delle **UVA** ai criteri sopra riportati, definendo nel **Codice di Rete** le procedure da adottare nel caso le verifiche diano esito negativo.

1-8.5.2 Procedura per l'abilitazione

Per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e per il **ridispacciamento**, ciascun **BSP**, secondo le modalità definite da **TERNA** nel **Codice di Rete**:

- richiede a **TERNA** l'abilitazione delle **UAS**, **UVAN** e **Unità Virtuale Abilitata Zonale (UVAZ)** di cui è responsabile, fornendone la composizione in termini di **UP**, **UC**, **UI** e **UE**
- indica a **TERNA** i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** e per il **ridispacciamento** a salire o a scendere per cui ciascuna **UAS**, **UVAN** e **UVAZ** deve essere abilitata
- comunica e aggiorna a **TERNA** l'insieme delle **UP**, delle **UC**, delle **UI** e delle **UE** incluse nelle **UVAN** e nelle **UVAZ** di cui è responsabile già abilitate.

In esito alla richiesta di abilitazione **TERNA** avvia l'interazione con i **DSO** ai sensi della Sezione 8.7.

TERNA può prevedere l'obbligatorietà della abilitazione come **UAS** per le **UP** e le **UC** che soddisfano le condizioni riportate nel **Codice di Rete** ai sensi della Sezione 8.5.1.

L'abilitazione come **UAS** o in aggregato come **UVAN** è obbligatoria per le **UP** della tipologia d. della Sezione 2.4.3.

ARTICOLO 1-8.6

Qualifica per l'erogazione dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza e del **servizio di modulazione straordinaria****

1-8.6.1 Requisiti per la qualifica

Per ciascuno dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e per il **servizio di modulazione straordinaria** **TERNA** definisce nel **Codice di Rete**:

- i requisiti che ciascuna **UP**, ciascuna **UC**, ciascuna **UI** e ciascuna **UE** devono rispettare per la qualifica per la fornitura del servizio,
- le situazioni e le modalità con cui le **UP**, **UC**, **UI** e **UE** qualificate devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione nei sistemi di controllo di **TERNA** o a ricevere comandi inviati da **TERNA** direttamente o per il tramite del **DSO**
- le eventuali condizioni in base alle quali una **UP** o **UC** debba necessariamente fornire il servizio.

1-8.6.2 Procedura per la qualifica

Per ciascun servizi ancillari non relativi alla frequenza e per il servizio di modulazione straordinaria, **TERNA** indica nel Codice di Rete:

- i soggetti (titolari, come identificati nella Sezione 2.3, o **BSP**) autorizzati a presentare la richiesta di qualifica per le **UP**, **UC**, **UI** e **UE**
- le modalità con cui deve essere presentata la richiesta di qualifica.

TERNA può prevedere l'obbligatorietà della qualifica per le **UP** e le **UC** che soddisfano le condizioni riportate nel Codice di Rete ai sensi della Sezione 8.6.1. Per la verifica delle suddette condizioni **TERNA** si avvale della collaborazione dei **DSO** alla cui rete le **UP** e le **UC** sono connesse, secondo le modalità riportate nel Codice di Rete.

ARTICOLO 1-8.7

Verifiche a cura dei **DSO**

Qualora l'abilitazione o la qualifica per i servizi ancillari nazionali globali e per il ridispacciamento coinvolga **UP**, **UC**, **UI** e **UE** connesse alle reti di distribuzione **TERNA** informa il relativo **DSO**.

Il **DSO**:

1. verifica a priori che l'abilitazione o la qualifica delle **UP**, **UC**, **UI** e **UE** connesse alla propria rete sia compatibile con l'esercizio in sicurezza della rete stessa; in caso negativo, definisce e comunica a **TERNA** eventuali limitazioni alle movimentazioni delle suddette **UP** e **UC**; le limitazioni possono anche prevedere l'impossibilità di abilitare o qualificare le **UP** e le **UC** (c.d. *traffic light statico*)
2. con riferimento alle varie sessioni del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento informa **TERNA** sulle aree di criticità sulla propria rete e su eventuali limitazioni alle movimentazioni per le **UP**, **UC**, **UI** e **UE** ivi connesse (c.d. *traffic light dinamico*)

TERNA informa il soggetto che ha presentato la domanda di abilitazione o qualifica delle eventuali limitazioni alle movimentazioni identificate dal DSO e tiene conto di tali limitazioni in sede di attivazione dei servizi ancillari nazionali globali e ai fini del ridispacciamento.

TERNA nel Codice di Rete definisce i dettagli e le tempistiche con cui il DSO definisce e comunica le limitazioni di cui ai punti 1 e 2.

ARTICOLO 1-8.8

Capacità delle unità ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-8.8.1 Capacità delle UAS

Per le UAS la capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W rilevanti ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento sono definite come indicato nella Sezione 9.6.1.

1-8.8.2 Capacità delle UVAN e delle UVAZ

La capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna UVAN e di ciascuna UVAZ u ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento sono rispettivamente pari alla capacità modulante a salire e alla capacità modulante a scendere per le quali l'unità è stata abilitata ai sensi della Sezione 8.5.1, al netto dell'eventuale capacità asservita ai servizi FCR e riserva ultra-rapida di frequenza ai sensi della Sezione 15.2.

ARTICOLO 1-8.9

Responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e ai fini del ridispacciamento

Il BSP assume l'impegno di eseguire le movimentazioni disposte da TERNA per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento.

Nel caso in cui un BSP non rispetti gli impegni di cui sopra:

- l'energia non movimentata a salire è considerata ceduta dal BSP a TERNA nell'ambito del dispacciamento ai sensi della Sezione 22
- l'energia non movimentata a scendere è considerata ceduta da TERNA al BSP nell'ambito del dispacciamento ai sensi della Sezione 22.

SEZIONE 1–9

Aggregazioni ai fini del diritto e dell’impegno a immettere e prelevare

ARTICOLO 1–9.1

Tipologia di aggregati

Il diritto e l’impegno a immettere e prelevare energia di cui al punto 1 della Sezione 1.2 è attribuito al BRP in relazione alle UP, UC, UI, UE, UIE e UEE considerate:

- in modo autonomo qualora siano:
 - Unità Abilitate Singolarmente (UAS) di cui alla Sezione 8.2 distinte in:
 - * UAS di immissione
 - * UAS di prelievo
 - Unità non abilitate da programmare (UnAP) di cui alla Sezione 9.3 distinte in:
 - * UnAP di immissione
 - * UnAP di prelievo
- in modo aggregato, attraverso Unità Virtuali non Abilitate (UVnA) distinte in:
 - Unità Virtuali Nodali (UVN) di cui alla Sezione 9.4.1 come sottoinsiemi di una UVAN, distinte in:
 - * UVN di immissione
 - * UVN di prelievo
 - Unità Virtuali Zonali (UVZ) di cui alla Sezione 9.4.2 distinte in:
 - * UVZ di immissione
 - * UVZ di prelievo
 - Unità Virtuali di Importazione (UVI) di cui alla Sezione 9.4.3
 - Unità Virtuali di Esportazione (UVE) di cui alla Sezione 9.4.4.

Le unità sopra elencate possono essere riclassificate come:

- unità di immissione ossia:
 - UAS di immissione

- UnAP di immissione
- UVN di immissione
- UVZ di immissione
- **unità** di prelievo ossia:
 - UAS di prelievo
 - UNaP di prelievo
 - UVN di prelievo
 - UVZ di prelievo
- **unità** di scambio con l'estero ossia:
 - UVI
 - UVE

ARTICOLO 1–9.2

UAS ai fini del diritto a immettere e prelevare

A fini dell'attribuzione del diritto a immettere e prelevare le **UAS** di cui alla Sezione 8.2 sono distinte in:

- le UAS di immissione, composte da una sola **UP**
- le UAS di prelievo, composte da una sola **UC**.

A ciascuna UAS di immissione è attribuita la tipologia di cui alla Sezione 2.4.3 relativa alla **UP** che la costituisce.

ARTICOLO 1–9.3

Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)

L'Unità Non Abilitata da programmare è costituita da una sola **UP** diversa dalla tipologia di cui alla lettera **d.** della Sezione 2.4.3 o da una sola **UC**

- connessa o riconducibile ad un nodo n della **rete rilevante**
- che non costituisce singolarmente una **UAS** o che non è inclusa in una **UVAN**

- che soddisfa i criteri di significatività per la programmazione riportati da **TERNA** nel **Codice di Rete**; detti criteri possono prevedere valutazioni puntuali sui singoli nodi della **rete rilevante**, possono prevedere la significatività solo al verificarsi di certe condizioni, possono essere aggiornati nel tempo e devono assicurare la classificazione come **UnAP** per tutti gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema che non costituiscono singolarmente una **UAS**.

Le UnAP si distinguono in:

- UnAP di immissione, composte da una sola **UP**,
- UnAP di prelievo, composte da una sola **UC**.

A ciascuna UnAP di immissione è attribuita la tipologia di cui alla Sezione 2.4.3 relativa alla **UP** che la costituisce.

ARTICOLO 1-9.4

Unità Virtuali non Abilitate (UVnA)

1-9.4.1 Unità Virtuali Nodali (UVN)

Le Unità Virtuali Nodali sono i sottoinsiemi in cui sono ripartite le **UVAN** in funzione dei **BRP** responsabili per ciascuna **UP** e **UC** e della tipologia di ciascuna **UP**.

Le UVN si distinguono in

- UVN di immissione, costituite esclusivamente da **UP**:
 - incluse nella medesima **UVAN**
 - gestite da un unico **BRP**
 - appartenenti alla medesima tipologia di cui alla Sezione 2.4.3
- UVN di prelievo, costituite esclusivamente da **UC**:
 - incluse nella medesima **UVAN**
 - gestite da un unico **BRP**.

A ciascuna UVN di immissione è attribuita la tipologia di cui alla Sezione 2.4.3 relative alle **UP** che la costituiscono.

1-9.4.2 Unità Virtuali Zonali (UVZ)

Le Unità Virtuali Zonali sono gli aggregati in cui confluiscono tutte le UP e le UC gestite dal medesimo BRP non incluse nelle UAS, UnAP e UVN, indipendentemente dall'abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali con perimetro di erogazione zonale.

Le UVZ si distinguono in:

- UVZ di immissione, costituite esclusivamente da UP:
 - localizzate in una zona di offerta z
 - che non costituiscono singolarmente una UAS o che non sono incluse in una UVAN o che non costituiscono singolarmente una UnAP
 - gestite da un unico BRP
 - appartenenti alla medesima tipologia di cui alla Sezione 2.4.3
- UVZ di prelievo, costituite esclusivamente da UC:
 - localizzate in una zona di offerta z
 - che non costituiscono singolarmente una UAS o che non sono incluse in una UVAN o che non costituiscono singolarmente una UnAP
 - gestite da un unico BRP.

A ciascuna UVZ di immissione è attribuita la tipologia di cui alla Sezione 2.4.3 relativa alle UP che la costituiscono.

L'Unità Virtuale Zonale di immissione è unica per ciascuna tipologia, per ciascun BRP e per ciascuna zona di offerta. Qualora tutte le UP nella responsabilità di un BRP in una zona di offerta z costituiscano singolarmente delle UAS o siano incluse in una UVAN o costituiscano singolarmente una UnAP, al BRP è comunque attribuita nella zona di offerta z una UVZ di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 senza alcuna UP sottesa.

L'Unità Virtuale Zonale di prelievo è unica per ciascun BRP e per ciascuna zona di offerta. Qualora tutte le UC nella responsabilità di un BRP in una zona di offerta z costituiscano singolarmente delle UAS o siano incluse in una UVAN o costituiscano singolarmente una UnAP, al BRP è comunque attribuita nella zona di offerta z una Unità Virtuale Zonale (UVZ) di prelievo senza alcuna UC sottesa.

1-9.4.3 Unità Virtuale di Importazione (UVI)

L'Unità Virtuale di Importazione è costituita dall'insieme delle UI e delle UIE

- localizzate in una zona di offerta z
- gestite da un unico BRP.

1-9.4.4 Unità Virtuale di Esportazione (UVE)

L'Unità Virtuale di Esportazione è costituita dall'insieme delle UE e delle UEE

- localizzate in una zona di offerta z
- gestite da un unico BRP.

ARTICOLO 1-9.5

Individuazione dei BRP responsabili delle UP, UC, UI, UE aggregate in una UVA

A seguito della abilitazione di ciascuna UAS, UVAN e UVAZ o della comunicazione in merito alle UP, UC, UI e UE incluse in ciascuna unità già abilitata, TERNA identifica i BRP coinvolti in ciascuna unità, avvalendosi delle seguenti informazioni:

- BRP competente per ciascuna UP come risultante da GAUDÌ
- BRP competente per ciascuna UC come risultante dal SII
- BRP competente per ciascuna UI e ciascuna UE come risultante da GAUDÌ.

Ai fini dell'applicazione delle previsioni di cui sopra TERNA coopera con il Gestore del SII secondo le modalità previste dalla convenzione di cui alla Sezione 4.5

TERNA comunica ai BRP, mantenendo l'anonimato relativamente ai BSP:

- la composizione delle UVN di cui sono responsabili e la relativa tipologia
- l'elenco delle UP e UC presenti all'interno delle UVZ di cui sono responsabili incluse in ciascuna UVAZ
- l'elenco delle UI e UE presenti all'interno delle Unità Virtuale di Importazione (UVI) e delle Unità Virtuale di Esportazione (UVE) di cui sono responsabili incluse in ciascuna UVAZ.

TERNA comunica ai BSP, mantenendo l'anonimato relativamente ai BRP:

- la composizione delle UVN in cui è suddivisa ciascuna UVAN di cui sono responsabili con la relativa tipologia
- le UP e le UC che sono gestite dal medesimo BRP incluse nelle UVAZ di cui sono responsabili
- le UI e le UE che sono gestite dal medesimo BRP incluse nelle UVAZ di cui sono responsabili.

TERNA aggiorna, secondo le modalità operative contenute nel Codice di Rete, la composizione delle UVN, delle UVZ, delle UVI e delle UVE per tenere conto dello *switching*:

- delle UC ai sensi della Deliberazione 487/2015/R/eel [41]
- delle UP ai sensi del Codice di Rete
- delle UI e delle UE ai sensi del Codice di Rete
- dell'attribuzione a ciascun BRP delle UIE e delle UEE in funzione della capacità di trasporto allocata in modo esplicito di cui ciascun BRP risulta assegnatario in modo esplicito (direttamente o per il tramite di altro operatore di mercato).

ARTICOLO 1-9.6

Capacità delle unità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare

1-9.6.1 Capacità delle unità di immissione e delle unità di prelievo

La capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna unità di immissione u e di ciascuna unità di prelievo u sono definite come segue:

$$K_u^I = \max \theta, \sum_{up \in u} K_{up}^{Imax} - K_u^{FCR\uparrow}$$

$$K_u^W = \max \theta, \sum_{up \in u} K_{up}^{Wmax} + \sum_{uc \in u} K_{uc}^{Wmax} - K_u^{FCR\downarrow}$$

dove:

$K_u^{FCR\uparrow}$ è la banda in MW complessivamente asservita ai servizi FCR e riserva ultra-rapida di frequenza a salire ai sensi della Sezione 15.2

$K_u^{FCR\downarrow}$ è la banda in MW complessivamente asservita ai servizi FCR e riserva ultra-rapida di frequenza a scendere ai sensi della Sezione 15.2

$up \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le UP up incluse nell'unità u

$uc \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le UP uc incluse nell'unità u

1-9.6.2 Capacità delle unità di scambio con l'estero

La capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna UVI e UVE u è definita come segue:

$$K_u^I = \sum_{ui \in u} K_{ui}^{Imax} + \sum_{uie \in u} K_{uie}^{Imax}$$

$$K_u^W = \sum_{ue \in u} K_{ue}^{Wmax} + \sum_{uee \in u} K_{uee}^{Wmax}$$

dove:

- $ui \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le **UI** ui incluse nell'unità u
- $ue \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le **UIE** uei incluse nell'unità u
- $ue \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le **UE** ue incluse nell'unità u
- $uee \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le **UEE** uee incluse nell'unità u

ARTICOLO 1–9.7

Responsabilità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare

Il **BRP** ha il diritto ed assume l'impegno di immettere in rete o prelevare dalla rete in ciascuna **unità di immissione** e **unità di prelievo** di sua competenza la quantità di energia elettrica corrispondente al programma base di cui è responsabile ai sensi della Sezione 18.

Nel caso in cui un **BRP** non rispetti gli impegni di cui sopra:

- l'energia immessa in eccesso o prelevata in difetto è considerata ceduta dal **BRP** a **TERNA** nell'ambito del dispacciamento ai sensi della Sezione 21
- l'energia immessa in difetto o prelevata in eccesso è considerata ceduta da **TERNA** al **BRP** nell'ambito del dispacciamento ai sensi della Sezione 21.

ARTICOLO 1–9.8

Diligenza, perizia, prudenza e previdenza

1–9.8.1 *Comportamento del BRP*

In conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, ciascun **BRP** è tenuto a:

- assumere in esito a **MPE** in ciascuna **zona di offerta** una posizione netta ai sensi della Sezione 13.6 coerente con le migliori stime sulle immissioni e i prelievi delle **unità** di cui è responsabile
- definire le nomine sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 per ciascuna **UnAP**, ciascuna **UVZ** diversa dalle **UVZ** di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, ciascuna **UVI** e ciascuna **UVE** di cui è responsabile coerentemente con le migliori stime sulle immissioni e i prelievi di tali **unità**.

Per le **UnAP** della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, le disposizioni di cui sopra valgono solamente qualora **TERNA** abbia richiesto esplicitamente il programma per tali **unità** ai sensi della Sezione 17.2.3.

1-9.8.2 Comportamento del BSP

In conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, ciascun **BSP** è tenuto a definire le nomine sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 per ciascuna **UAS** e per ciascuna **UVN** *u* di cui è responsabile coerentemente con le migliori stime sulle immissioni e i prelievi di tali **unità**.

1-9.8.3 Mancato rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza

TERNA segnala all'**Autorità**, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza, significativi e reiterati scostamenti dall'applicazione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza da parte dei **BRP** e dei **BSP**.

SEZIONE 1–10

Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell’energia

ARTICOLO 1–10.1

Portafogli zonal

Le UP, UC, UI, UE, UIE e UEE partecipano a Mercato Elettrico a Termine (MET) e a MPE per il tramite dei portafogli zonal

Ai fini di MET e MPE, sono costituiti altresì i portafogli zonal

I portafogli zonal

Ciascun portafoglio zonale è abbinato a un BRP e ad una zona di offerta.

ARTICOLO 1–10.2

Portafogli zonal

1–10.2.1 Classificazione dei portafogli zonal

I portafogli zonal

- portafogli zonal
- portafogli zonal

1–10.2.2 Creazione dei portafogli zonal

Con riferimento alle UAS di immissione diverse da quella della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3, GME attribuisce a ciascun BRP un portafoglio zonale fisico di immissione per ciascuna UAS di cui il BRP è responsabile.

Con riferimento alle UAS di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3, GME attribuisce un portafoglio zonale fisico di immissione limitatamente alla capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42], in

quanto per la parte rimanente della capacità dette **UAS** partecipano a **MET** e a **MPE** per il tramite dei contratti standard di *time shifting* di cui alle **UCS**.

Con riferimento alle **UnAP** di immissione, alle **UVN** di immissione, alle **UVZ** di immissione e alle **unità di scambio con l'estero**, i **BRP** (direttamente o per il tramite degli **operatori di mercato** da essi delegati ai sensi della Sezione 3.3.3) richiedono a **GME** la costituzione di uno o più portafogli zionali fisici di immissione nel rispetto dei seguenti criteri:

- un portafoglio zonale fisico di immissione può contenere alternativamente:
 - una o più **UnAP** di immissione diverse dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, una o più **UVN** di immissione o una o più **UVZ** di immissione appartenenti alla medesima tipologia di cui alla Sezione 2.4.3 localizzate nella medesima **zona di offerta**
 - una **UnAP** coincidente con un impianto essenziale per la sicurezza del sistema
 - una o più **unità di scambio con l'estero** localizzate nella medesima **zona di offerta**
- per le **UVN** di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3, il portafoglio zonale fisico di immissione è relativo alla quota di capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42].

GME disciplina nel **TIDME** le modalità e le tempistiche con cui sono attuate le disposizioni della presente Sezione.

1-10.2.3 Creazione dei portafogli zionali fisici di prelievo

Con riferimento alle **UAS** di prelievo, **GME** attribuisce a ciascun **BRP** un portafoglio zonale fisico di prelievo per ciascuna **UAS** di cui il **BRP** è responsabile.

Con riferimento alle **UnAP** di prelievo, alle **UVN** di prelievo e alle **UVZ** di prelievo, i **BRP** (direttamente o per il tramite degli **operatori di mercato** da essi delegati ai sensi della Sezione 3.3.3) richiedono a **GME** la costituzione di uno o più portafogli zionali fisici di prelievo, ognuno composto da una o più **unità di prelievo** localizzate nella medesima **zona di offerta**.

GME disciplina nel **TIDME** le modalità e le tempistiche con cui sono attuate le disposizioni della presente Sezione.

1-10.2.4 Portafogli zionali fisici di default

In assenza di comunicazione da parte del **BRP**, il **GME** costituisce un portafoglio zonale fisico per ciascuna **unità** di competenza del **BRP**.

ARTICOLO 1–10.3

Portafogli zonalı commerciali
1–10.3.1 Classificazione dei portafogli zonalı commerciali

I portafogli zonalı commerciali possono essere:

- portafogli zonalı commerciali di prelievo relativi alle unità commerciali di prelievo (UCP) di cui alla Sezione 10.3.2
- portafogli zonalı commerciali di stoccaggio relativi alle unità commerciali di stoccaggio (UCS) alla Sezione 10.3.3.

1–10.3.2 Unità Commerciali di Prelievo (UCP)

Ciascun operatore di mercato può richiedere a TERNA e a GME secondo le modalità riportate nel Codice di Rete e nel TIDME l'attribuzione in ciascuna zona di offerta di un'Unità Commerciale di Prelievo non legata ad alcuna UP, UC, UI, UE, UIE o UEE.

Secondo le modalità riportate nel TIDME e nel Codice di Rete, ai fini della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui alla Sezione 21, l'operatore di mercato che presenta la richiesta può alternativamente:

- assumere il ruolo di BRP per l'UCP qualora abbia già la qualifica di BRP
- stipulare con TERNA il contratto di dispacciamento in prelievo di cui alla Sezione 3.1 al fine di acquisire la qualifica di BRP e diventare responsabile dell'UCP
- indicare un BRP terzo che assume la responsabilità dell'UCP

Ciascuna UCP costituisce un portafoglio zonale commerciale di prelievo a sè stante.

La capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna UCP u sono definite come segue:

$$\begin{aligned} K_u^I &= 0 \\ K_u^W &= \infty \end{aligned}$$

1–10.3.3 Unità Commerciali di Stoccaggio (UCS)

TERNA costituisce le Unità Commerciali di Stoccaggio per la gestione dei contratti standard di *time shifting* di cui all'Articolo 11 della Deliberazione 247/2023/R/eel [42].

Ciascuna UCS è associata ai contratti standard di *time shifting* assegnati ad un operatore di mercato in una data zona di offerta.

Secondo le modalità riportate nel TIDME e nel Codice di Rete, ai fini della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui alla Sezione 21, l'operatore di mercato assegnatario dei contratti standard di *time shifting* può alternativamente:

- assumere il ruolo di **BRP** per l'UCS qualora abbia già la qualifica di **BRP**
- stipulare con **TERNA** il contratto di dispacciamento in immissione di cui alla Sezione 3.1 al fine di acquisire la qualifica di **BRP** e diventare responsabile dell'UCS
- indicare un **BRP** terzo che assume la responsabilità dell'UCS

La capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna UCS u sono definite in funzione dei vincoli all'esercizio dei contratti standard di *time shifting* ad essa associati, come specificati ai sensi dell'Articolo 11 della Deliberazione 247/2023/R/eel [42]

TERNA aggiorna, secondo le modalità operative contenute nel **Codice di Rete**, la capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W di ciascuna UCS u per tenere conto delle cessioni dei contratti standard di *time shifting* sul mercato secondario gestito da **GME**.

ARTICOLO 1-10.4

Capacità dei portafogli zonali

1-10.4.1 Capacità dei portafogli zonali fisici

La capacità di immissione K_{pf}^I e la capacità di prelievo K_{pf}^W di ciascun portafoglio zonale fisico pf è pari a:

$$K_{pf}^I = \sum_{u \in pf} K_u^I$$

$$K_{pf}^W = \sum_{u \in pf} K_u^W$$

dove:

$u \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le unità u incluse nel portafoglio zonale pf

Per i portafogli zonali fisici relativi alle **UAS** e alle **UVN** della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 le capacità di immissione K_{pf}^I e di prelievo K_{pf}^W sono limitate alla sola capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42].

GME aggiorna la capacità di immissione K_{pf}^I e la capacità di prelievo K_{pf}^W di ciascun portafoglio zonale pf ogni qualvolta sono aggiornate la capacità di immissione K_u^I e la capacità di prelievo K_u^W delle unità u incluse nello stesso.

1-10.4.2 Capacità dei portafoglio zonale commerciale

La capacità di immissione K_{pf}^I e la capacità di prelievo K_{pf}^W di ciascun portafoglio zonale commerciale pf sono rispettivamente pari:

- per i **portafoglio zonale commerciale** di prelievo alla capacità in immissione K_u^I e alla capacità di prelievo K_u^W della UCP u inclusa nel **portafoglio zonale commerciale** pf
- per i **portafoglio zonale commerciale** di prelievo alla capacità in immissione K_u^I e alla capacità di prelievo K_u^W della UCS u inclusa nel **portafoglio zonale commerciale** pf .

ARTICOLO 1–10.5

Portafogli zionali e operatori di mercato

Per ciascun **portafoglio zonale** il BRP può presentare offerte direttamente qualora abbia la qualifica di **operatore di mercato** o delegare un **operatore di mercato** alla presentazione delle offerte, indicando per ciascuno di essi la frazione della capacità del portafoglio oggetto della delega. La somma delle frazioni oggetto di delega non può eccedere la capacità del portafoglio. Qualora ritenuto opportuno per esigenze gestionali, GME nel TIDME valuta l'opportunità di limitare la delega ad un solo **operatore di mercato**.

Le offerte relative ai **portafogli zionali commerciali** composti dalle UCS possono essere presentate esclusivamente dall'**operatore di mercato** assegnatario dei contratti standard di *time shifting* associati all'UCS stessa.

GME e TERNA, ognuno per quanto di competenza, definiscono rispettivamente nel TIDME e nel **Codice di Rete** le modalità con cui ciascun BRP comunica e revoca le deleghe agli **operatori di mercato** per presentare offerte riferite ai propri portafogli.

Parte IV

Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale

SEZIONE 1–11

Organizzazione e finalità del mercato dell'energia elettrica a livello nazionale

ARTICOLO 1–11.1

Organizzazione del mercato dell'energia elettrica

A livello nazionale il mercato dell'energia elettrica si articola in:

- Mercato Elettrico a Termine (MET)
- Mercato Elettrico a Pronti (MPE) organizzato in coerenza con le disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [1] e suddiviso in:
 - Mercato del Giorno Prima (MGP)
 - Mercato Infragiornaliero (MI)
- Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento organizzato in coerenza con le disposizioni in materia di modello *central dispatch* di cui al Regolamento (UE) 2017/2195 [4] e suddiviso in:
 - *Integrated Scheduling Process*
 - Piattaforme di bilanciamento
- Ulteriori procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali
- Mercato per i servizi ancillari nazionali locali

ARTICOLO 1–11.2

Finalità del mercato dell'energia elettrica

Il mercato dell'energia elettrica a livello nazionale attua il dispacciamento di merito economico introdotto dal Decreto Legislativo 79/99 [15]:

1. consentendo agli operatori di mercato la compravendita di energia elettrica nel rispetto di una rappresentazione semplificata dei vincoli tecnici di produzione e trasporto dell'energia elettrica

- consentendo a **TERNA** l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** nel rispetto di una rappresentazione di dettaglio dei vincoli tecnici di produzione e trasporto dell'energia elettrica.

L'attività di cui al punto 1 è attuata con considerazione dei soli vincoli tecnici relativi alla capacità massima delle **UP** e delle **UC**:

- nel **MET** senza alcuna rappresentazione della rete elettrica
- nel **MPE** con rappresentazione della rete elettrica per il tramite del modello zonale di cui alla Sezione 5.1.

L'attività di cui al punto 2 è attuata nel mercato per i **servizi ancillari nazionali globali** con considerazione dei vincoli tecnici puntuali su ciascuna risorsa ad esso abilitata e con rappresentazione della rete elettrica per il tramite di un modello nodale dettagliato.

ARTICOLO 1-11.3

Periodi rilevanti per le transazioni sul mercato dell'energia elettrica

1-11.3.1 Market Time Unit

Le offerte presentate su **MGP** e **MI** si riferiscono alla *Market Time Unit*, come individuata nell'ambito del **coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling) (SDAC)** e del **Single Intraday Coupling (SIDC)** di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [1]. La *Market Time Unit* rileva anche per le transazioni su **MET** nonchè può rilevare per le transazioni relative alle **piattaforme di bilanciamento**, laddove previsto nel *implementation framework* della piattaforma stessa.

1-11.3.2 Imbalance Settlement Period (ISP)

Le offerte presentate sul *Integrated Scheduling Process* si riferiscono all'**ISP**.

Per tutte le **unità** l'**ISP** è pari al quarto d'ora.

L'**ISP** rileva anche ai fini della programmazione delle immissioni e dei prelievi ai sensi delle Sezioni 17 e 18, nonchè può rilevare per le transazioni relative alle **piattaforme di bilanciamento**, laddove previsto nel *implementation framework* della piattaforma stessa.

SEZIONE 1-12

Mercato Elettrico a Termine (MET)

ARTICOLO 1-12.1

Oggetto del MET

Sul MET avviene la compravendita di energia elettrica con consegna fisica a partire dal secondo giorno di calendario successivo a quello di negoziazione attraverso i seguenti canali:

1. bilateralmente tra operatori di mercato
2. sulle piattaforme Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG) gestite dal GME
3. su piattaforme gestite da terzi.

Le compravendite di cui ai punti 1 e 3 non sono soggette a regolamentazione da parte dell'Autorità e avvengono nel rispetto degli accordi stipulati direttamente fra gli operatori di mercato o per il tramite dei gestori delle piattaforme.

Le compravendite di cui al punto 2 sono soggette alle disposizioni del TIDME.

ARTICOLO 1-12.2

Piattaforma per Conti Energia (PCE)

1-12.2.1 Finalità della PCE

Al fine di eseguire in termini fisici le transazioni su MET, il GME organizza la Piattaforma per Conti Energia (PCE) sulla quale gli operatori della PCE registrano le transazioni eseguite su MET su specifici conti energia come definiti nella Sezione 12.2.2.

1-12.2.2 Conto Energia

A ciascun BRP che ha stipulato, direttamente o per il tramite di un operatore della PCE terzo, il contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 3.4 il GME intesta

- un Conto Energia in vendita legato ai **portafogli zonali fisici** di immissione
- un Conto Energia in acquisto legato ai **portafogli zonali fisici** di prelievo e ai **portafogli zonali commerciali** di prelievo nella responsabilità del BRP
- un Conto Energia in stoccaggio legato ai **portafogli zonali commerciali** di stoccaggio nella responsabilità del BRP.

Ai fini di favorire la liquidità dei mercati a termine, ciascun **operatore di mercato** che ha stipulato, direttamente o per il tramite di un **operatore della PCE** terzo, il contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 3.4 può richiedere a GME l'intestazione di un Conto Energia in bianco non legato ad alcun **portafoglio zonale**.

1-12.2.3 Conti Energia e operatori della PCE

Sono autorizzati ad operare su ciascun Conto Energia in vendita e su ciascun Conto Energia in acquisto *c*:

- il BRP responsabile del Conto Energia *c*, qualora abbia la qualifica di **operatore della PCE**
- **operatori della PCE** terzi qualora delegati dal BRP responsabile del Conto Energia *c*.

Per ciascun Conto Energia in vendita e per ciascun Conto Energia in acquisto il BRP può delegare uno o più **operatori della PCE** ad operare, indicando per ciascuno di essi la frazione della capacità del conto della delega. La somma delle frazioni oggetto di delega non può eccedere la capacità del conto.

Sono autorizzati ad operare su ciascun Conto Energia in stoccaggio *c*

- l'**operatore di mercato** assegnatario dei contratti standard di *time shifting* associati alle UCS incluse nei **portafogli zonali commerciali** inclusi nel Conto Energia *c*, qualora abbia la qualifica di **operatore della PCE**
- **operatori della PCE** terzi qualora delegati dall'**operatore di mercato** assegnatario dei contratti standard di *time shifting* associati alle UCS incluse nei **portafogli zonali commerciali** inclusi nel Conto Energia *c*.

Sono autorizzati ad operare su ciascun Conto Energia in bianco *c*:

- l'**operatore di mercato** responsabile del Conto Energia *c*, qualora abbia la qualifica di **operatore della PCE**
- **operatori della PCE** terzi qualora delegati dall'**operatore di mercato** responsabile del Conto Energia *c*.

Per ciascun Conto Energia di stoccaggio e per ciascun Conto Energia in bianco l'**operatore di mercato** può delegare uno o più **operatori della PCE** ad operare, indicando per ciascuno di essi la frazione della capacità del conto della delega. La somma delle frazioni oggetto di delega non può eccedere la capacità del conto. Qualora ritenuto opportuno per esigenze gestionali, **GME** nel Regolamento per la Piattaforma Conti Energia di cui alla Sezione 4.3 valuta l'opportunità di limitare la delega ad un solo **operatore della PCE**.

1-12.2.4 Capacità dei Conti Energia

Per ciascun Conto Energia in acquisto o in vendita o di stoccaggio c , il **GME** definisce la capacità in prelievo K_c^W e la capacità in immissione K_c^I :

$$K_c^W = \sum_{pf \in c} K_{pf}^W$$

$$K_c^I = \sum_{pf \in c} K_{pf}^I$$

dove:

$pf \in c$ la sommatoria è estesa a tutti i **portafogli zonali** pf inclusi nel Conto Energia c

Per ciascun Conto Energia in bianco la capacità in prelievo K_c^W e la capacità in immissione K_c^I sono convenzionalmente definite come:

$$K_c^I = 0$$

$$K_c^W = \infty$$

1-12.2.5 Assegnazione del diritto a immettere e prelevare

Ai fini dell'assegnazione del diritto di immettere e prelevare energia, ciascun **operatore della PCE** è tenuto a:

- registrare sui Conti Energia di cui è intestatario le transazioni a termine avvenute su **MET** come previsto alla Sezione 12.2.6
- convertire la posizione commerciale dei Conti Energia in offerte su **MGP** come previsto alla Sezione 13.4.1.

1-12.2.6 Registrazione degli acquisti e delle vendite a termine

Per ciascuna transazione *tra* avvenuta su MET ciascun operatore della PCE è tenuto a registrare sui Conti Energia di cui è intestatario le corrispondenti quantità di vendita V_{tra}^{met} e di acquisto A_{tra}^{met} secondo le modalità definite dal GME nel Regolamento per la Piattaforma Conti Energia di cui alla Sezione 4.3.

In fase di registrazione l'operatore della PCE deve indicare almeno le seguenti informazioni:

1. la tipologia della transazione (acquisto o vendita)
2. la quantità di energia V_{tra}^{met} (per le vendite) o A_{tra}^{met} (per gli acquisti)
3. la Market Time Unit (MTU) h
4. il Conto Energia c sul quale intende registrare la transazione
5. il soggetto controparte della transazione.

1-12.2.7 Posizione netta di un Conto Energia

Per ciascuna MTU h , la posizione netta S_c^{MET} di un Conto Energia c è pari a:

$$S_c^{MET} = \sum_{tra \in c} V_{tra}^{met} - \sum_{tra \in c} A_{tra}^{met}$$

dove

$tra \in c$ la sommatoria è estesa a tutte le transazioni *tra* su MET registrate nel Conto Energia c

1-12.2.8 Verifiche di congruità sulla PCE

A seguito della registrazione di cui alla Sezione 12.2.6, il GME effettua le seguenti verifiche:

$$\left\{ \begin{array}{l} -K_c^W \leq S_c^{MET} \leq K_c^I \\ \text{capienza rispetto alle garanzie prestate ai sensi delle Sezioni 26.1 e 26.2} \\ \text{consenso alla registrazione da parte del soggetto controparte} \end{array} \right.$$

Se le verifiche danno esito negativo la registrazione è rifiutata. I dettagli delle verifiche e le azioni conseguenti all'eventuale rifiuto della registrazione sono definite dal GME nel Regolamento della Piattaforma Conti Energia di cui alla Sezione 4.3.

ARTICOLO 1-12.3

Allocazione a termine della capacità di trasporto

La capacità di trasporto necessaria per l'esecuzione delle transazioni su **MET** è allocata su **MGP** secondo le modalità riportate nella Sezione 13.4.

Gli operatori di mercato possono coprirsi rispetto al valore della capacità di trasporto tramite l'acquisto di prodotti a termine offerti dai **gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator) (TSO)** nel rispetto delle disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2016/1719 [6] nella forma di:

- *Long Term Transmission Rights* a carattere fisico o finanziario
- prodotti specifici di copertura qualora ritenuti più idonei alle esigenze di copertura rispetto ai *Long Term Transmission Rights*.

SEZIONE 1–13

Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

ARTICOLO 1–13.1

Oggetto del MPE

Su **MPE** avviene la compravendita di energia elettrica con consegna fisica nel giorno di calendario successivo o nel medesimo giorno di calendario in cui avviene la negoziazione. Il **MPE** è organizzato da **GME**, che opera in qualità di **Nominated Electricity Market Operator (NEMO)** designato per l'Italia ai sensi della Lettera di designazione **NEMO** [7], nel rispetto delle disposizioni del Regolamento (UE) 2015/1222 [1] e si svolge in *coupling* con gli analoghi mercati a livello europeo. Esso si articola in:

- **MGP** che si svolge in un'unica **asta implicita** a livello europeo (**SDAC**) eseguita il giorno di calendario antecedente al giorno di consegna
- **MI**, basato su contrattazione continua su piattaforma unica a livello europeo (**Cross Border Intraday (XBID)**) alternata da una o più **aste implicite** coordinate a livello europeo (**asta infragiornaliera (Intraday Auction) (IDA)**) svolte nel giorno di calendario antecedente al giorno di consegna o nel giorno di calendario di consegna fino ad un'ora prima della consegna.

Nelle more dell'implementazione delle **IDA** a livello europeo **GME** organizza una o più **aste implicite** coordinate a livello regionale (Italia e paesi confinanti) denominate **asta infragiornaliera regionale (Cross-border Regional Intra Day Auction) (CRIDA)**.

ARTICOLO 1–13.2

Ruolo del **GME** sul **MPE**

Il **GME** in quanto **NEMO** per l'Italia:

- raccoglie le offerte presentate dagli **operatori di mercato** presentate sul **MPE**
- condivide, in forma anonima, le offerte ai fini della risoluzione dello **SDAC** e del **SIDC**
- riceve gli esiti da parte dello **SDAC** e da parte del **SIDC** e ne verifica la coerenza

- rende noti gli esiti agli **operatori di mercato** e a **TERNA**
- pubblica gli esiti in forma aggregata
- pubblica il dettaglio delle offerte secondo quanto previsto dall'Articolo 4 del Decreto Ministeriale 29 aprile 2009 [27]
- è controparte centrale degli **operatori di mercato** e, come tale, si occupa della liquidazione delle partite economiche
- come proprietario di *Euphemia*, esegue a rotazione l'algoritmo *Euphemia* per la risoluzione dello **SDAC** e delle aste implicite di cui al **SIDC** ricevendo in forma anonima le offerte da parte degli altri **NEMO**.

ARTICOLO 1-13.3

Mercato del Giorno Prima*1-13.3.1 Tempistiche di funzionamento*

Le tempistiche di funzionamento di **MGP** sono definite dal **GME** nel **TIDME**, conformemente al Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

1-13.3.2 Informazioni al mercato

Il **GME** pubblica:

- entro le tempistiche previste dall'Articolo 46(1) del Regolamento (UE) 2015/1222 [1], i limiti di transito fra le **zone di offerta** o i parametri *flow based* rilevanti per ciascuna **MTU h** ricevuti dal competente **centro di coordinamento regionale (RCC)**
- almeno 30 minuti prima del termine di presentazione delle offerte in **MGP** la stima della domanda oraria di energia elettrica per ciascuna **zona di offerta**, ricevuta da **TERNA**.

1-13.3.3 Tipologie di offerta

La tipologia delle offerte (orari, a blocchi, con condizioni e vincoli specifici) è definita dal **GME** nel **TIDME** come sottoinsieme dei prodotti previsti per lo **SDAC** di cui all'Articolo 9(6)(h) del Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

1-13.3.4 Contenuto delle offerte

Per ciascuna offerta *o* relativa a **MGP**, gli **operatori di mercato** devono indicare almeno:

- la **MTU h** cui è riferita l'offerta

- la tipologia di offerta di cui alla Sezione 13.3.3
- il **portafoglio zonale** pf cui è riferita l'offerta
- le quantità in vendita V_o^{MGP} o le quantità in acquisto A_o^{MGP}
- il prezzo unitario P_o^{MGP} o altre condizioni di prezzo legate alla tipologia di offerta.

1-13.3.5 *Prezzi minimi e massimi*

I prezzi unitari P_o^{MGP} indicati nelle offerte di acquisto e vendita o devono essere compresi fra il **prezzo massimo MGP** P_{max}^{MGP} e il **prezzo minimo MGP** P_{min}^{MGP} .

1-13.3.6 *Verifiche di congruità delle offerte*

Al termine di presentazione delle offerte, per ciascuna **MTU** h il **GME** procede alla verifica della congruità tecnica delle offerte in base ai seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{MGP} \leq K_{pf}^I \\ \sum_{o \in pf} A_o^{MGP} \leq K_{pf}^W \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R./eel [42]} \end{array} \right.$$

dove:

$o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o riferite al **portafoglio zonale** pf

Se le verifiche danno esito negativo l'offerta è rifiutata. I dettagli delle verifiche e le azioni conseguenti all'eventuale rifiuto dell'offerta sono definite dal **GME** nel **TIDME**.

1-13.3.7 *Offerte virtuali*

TERNA, per ciascuna **MTU** h per ciascuna **zona di offerta** z , presenta un'offerta virtuale in vendita ov secondo i seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ov,z}^{MGP} = \sum_{o \in AsP} A_o^{MGP} - \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in z}} V_o^{MGP} \\ P_{ov,z}^{MGP} = P_{max}^{MGP} \end{array} \right.$$

dove:

- $o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o relative al **portafoglio zonale**
 pf
- $pf \in z$ la sommatoria è estesa a tutti i **portafogli zonali** pf relativi alla **zona di offerta** z
- $o \in AsP$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o rientranti nell'insieme AsP caratterizzato da $P_o = P_{max}^{MGP}$

1-13.3.8 *Trattamento delle offerte di pari prezzo*

Ai fini della risoluzione dello **SDAC**, in presenza di più offerte in vendita caratterizzate da uno stesso prezzo si applica il seguente ordine di priorità:

1. le offerte in vendita relative ai **portafogli zonali** contenenti gli impianti essenziali ai fini della sicurezza di cui alla Sezione **28.2.3** in regime ordinario e in regime di reintegrazione dei costi ai sensi degli Articoli 64 e 65 della Deliberazione 111/06 [36] limitatamente alle **MTU** in cui sono dichiarati indispensabili per la sicurezza del sistema ai sensi dei medesimi Articoli
2. le offerte in vendita relative ai **portafogli zonali** contenenti **unità** delle tipologie di cui ai punti **a.**, **b.** e **c.** della Sezione **2.4.3**
3. le altre offerte in vendita.

Il **GME** nel **TIDME** definisce i criteri per la gestione delle situazioni di pari priorità.

1-13.3.9 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

Il **GME** valorizza ciascuna offerta relativa ai **portafogli zonali** di immissione e ai **portafogli zonali commerciali** di stoccaggio al prezzo zonale P_z^{MGP} , coincidente con il prezzo marginale calcolato dall'algoritmo dello **SDAC** relativo alla **zona di offerta** z cui appartiene il **portafoglio zonale** pf cui è riferita l'offerta stessa.

Il **GME** valorizza ciascuna offerta relativa ai **portafogli zonali** di prelievo e ai **portafogli zonali commerciali** di prelievo al Prezzo Unico Nazionale PUN di cui alla Sezione **13.3.10**. Fanno eccezione le offerte **CET** di cui alla Sezione **13.4.1**, la cui accettazione non dà luogo ad alcuna partita economica su **MGP**.

1-13.3.10 *Prezzo Unico Nazionale (PUN)*

Per ciascuna **MTU** h , il Prezzo Unico Nazionale calcolato PUN è calcolato come:

$$PUN = \frac{\sum_z \left(\overline{A_z^{MGP}} \times P_z^{MGP} \right)}{\sum_z A_z^{MGP}}$$

con

$$\overline{A_z^{MGP}} = \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in APP_z}} \overline{A_o^{MGP}}$$

dove:

- $\overline{A_o^{MGP}}$ la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito a MGP
- $\overline{A_z^{MGP}}$ è la quantità complessivamente acquistata su MGP nella zona di offerta z riferite ai portafogli zonali di prelievo
- $o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o presentate su MGP relativamente al portafoglio zonale pf
- $pf \in APP_z$ la sommatoria è estesa a tutti i portafogli zonali pf rientranti nell'insieme APP_z comprendente i portafogli zonali di prelievo localizzati nella zona di offerta z

ARTICOLO 1-13.4

Consegna fisica dell'energia scambiata su MET

1-13.4.1 Finalità e offerte CET

Ai fini di poter consegnare fisicamente l'energia scambiata su MET e acquisire il diritto a immettere e prelevare, ciascun operatore della PCE può richiedere la conversione della posizione commerciale PN_c del Conti Energia di cui è intestatario in offerte equivalenti da inviare a MGP. Dette offerte sono denominate offerte CET.

1-13.4.2 Registrazione delle offerte CET

Gli operatori della PCE presentano le offerte CET sulla PCE secondo le tempistiche definite dal GME e comunque non oltre il termine di presentazione delle offerte su MGP. Il GME provvede all'inserimento di tali offerte su MGP.

1-13.4.3 Contenuto delle offerte CET

Le offerte CET sono della tipologia *hourly products* come definita dall'Articolo 4(1)(a) della Decision ACER 37/2020 [8]. Per ciascuna offerta CET o l'operatore della PCE deve indicare almeno:

- la MTU h cui è riferita l'offerta
- il Conto Energia c cui l'offerta CET è collegata
- il portafoglio zonale pf cui è riferita l'offerta

- la quantità in vendita V_o^{CET} e la quantità in acquisto A_o^{CET} .

Nel caso di offerte CET presentate da operatori della PCE aventi la qualifica di **operatore di mercato**, l'operatore della PCE deve altresì indicare il relativo prezzo unitario P_o^{CET} .

Nel caso di offerte CET presentate da operatori della PCE non aventi la qualifica di **operatore di mercato**

$$P_o^{CET} = \begin{cases} P_{min}^{MGP} & \forall o \text{ in vendita} \\ P_{max}^{MGP} & \forall o \text{ in acquisto} \end{cases}$$

1-13.4.4 Verifiche di congruità delle offerte CET

Per ciascuna offerta CET o e per ciascuna MTU h , il GME procede alla verifica della congruità in base ai seguenti criteri:

$$\begin{cases} \sum_{o \in pf} V_o^{CET} \leq K_{pf}^I \\ \sum_{o \in pf} A_o^{CET} \leq K_{pf}^W \\ \min(0, S_c^{MET}) \leq \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in c}} V_o^{CET} - \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in c}} A_o^{CET} \leq \max(0, S_c^{MET}) \end{cases}$$

dove:

- $o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte CET o riferite al **portafoglio zonale** pf
- $pf \in c$ la sommatoria è estesa a tutti i **portafogli zonali** pf inclusi nel **Conto Energia** c

GME nel TIDME può prevedere, laddove ritenuto opportuno, verifiche sulla congruità delle garanzie rilasciate ai sensi della Sezione 26.1.

Se le verifiche danno esito positivo l'offerta è accettata, in caso contrario l'offerta è rifiutata. I dettagli delle verifiche e le azioni conseguenti all'eventuale rifiuto dell'offerta sono definite dal GME nel Regolamento per la Piattaforma Conti Energia di cui alla Sezione 4.3.

1-13.4.5 Saldo del Conto Energia

Per ciascuna MTU h , il saldo S_c di ciascun Conto Energia c è pari a:

$$S_c = \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in c}} \overline{V_o^{CET}} - \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in c}} \overline{A_o^{CET}} - S_c^{MET}$$

dove:

\overline{A}_o^{CET}	è la quantità dell'offerta CET in acquisto o accettata in esito a MGP
\overline{V}_o^{CET}	è la quantità dell'offerta CET in vendita o accettata in esito a MGP
$o \in pf$	la sommatoria è estesa a tutte le offerte CET o riferite al portafoglio zonale pf
$pf \in c$	la sommatoria è estesa a tutti i portafogli zionali pf inclusi nel Conto Energia c

Nel caso in cui il saldo sia positivo, la quantità $S_c > 0$ è considerata ceduta dall'operatore della PCE responsabile per il Conto Energia c alternativamente:

- a GME nell'ambito di MGP qualora l'operatore della PCE sia anche operatore di mercato
- a TERNA nell'ambito del dispacciamento in caso contrario.

Nel caso in cui il saldo sia negativo, la quantità $S_c < 0$ è considerata acquistata dall'operatore della PCE responsabile per il Conto Energia c alternativamente:

- da GME nell'ambito di MGP qualora l'operatore della PCE sia anche operatore di mercato e vi sia capienza con le garanzie di cui alla Sezione 26.1
- da TERNA nell'ambito del dispacciamento in caso contrario.

ARTICOLO 1-13.5

Mercato Infragiornaliero

1-13.5.1 *Tempistiche di funzionamento*

Le tempistiche di funzionamento di MI sono definite dal GME nel TIDME conformemente al Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

La negoziazione continua su XBID avviene in diverse sessioni, ognuna delle quali compresa fra due aste implicite.

1-13.5.2 *Aggiornamento della capacità in immissione e prelievo ai fini del MI*

Entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna CRIDA, prima dell'inizio di ciascuna sessione di XBID e on esito a ciascun abbinamento di offerte in negoziazione continua su XBID il GME aggiorna il margine a salire $M_{\uparrow pf}$ e il margine a scendere $M_{\downarrow pf}$

relativi a ciascun portafoglio zonale pf e a ciascuna MTU h oggetto della CRIDA o della sessione su XBID come segue:

$$M\uparrow_{pf} = K_{pf}^I - \overline{V_{pf}^{MPE}} + \overline{A_{pf}^{MPE}}$$

$$M\downarrow_{pf} = K_{pf}^W - \overline{A_{pf}^{MPE}} + \overline{V_{pf}^{MPE}}$$

dove:

$\overline{V_{pf}^{MPE}}$ la quantità in vendita complessivamente accettata in esito a MPE fino a quel momento relativamente al portafoglio zonale pf

$\overline{A_{pf}^{MPE}}$ la quantità in acquisto complessivamente accettata in esito a MPE fino a quel momento relativamente al portafoglio zonale pf

1-13.5.3 Aggiornamento dei margini di transito ai fini di MI

Prima di ciascuna asta CRIDA e prima dell'inizio di ciascuna sessione di negoziazione continua su XBID, TERNA, sulla base dei limiti di transito fra le zone di offerta messi a disposizione dal RCC ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [1], calcola i margini di transito ai fini di MI rilevanti per ciascuna MTU h .

Il margine di transito ai fini di MI $Mz_{i,j}$ per il confine fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j è pari per ciascuna MTU h a:

$$Mz_{i,j} = NTCz_{i,j}^{MI} - \overline{NTCz_{i,j}^{MI}}$$

dove:

$NTCz_{i,j}^{MI}$ è la capacità di trasporto fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j , come determinata e aggiornata dal RCC ai fini di MI per la MTU h

$\overline{NTCz_{i,j}^{MI}}$ è la capacità di trasporto fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j già allocata per la MTU h in esito a MGP e alle aste CRIDA e alle sessioni di negoziazione continua su XBID precedenti.

1-13.5.4 Informazioni al mercato

Il GME:

- entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna CRIDA pubblica i margini di transito $Mz_{i,j}$ per ciascun confine fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j relativi a ciascuna MTU h come ricevuti da TERNA in coerenza con le tempistiche di cui all'Articolo 58(1) del Regolamento (UE) 2015/1222 [1]

- entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna **CRIDA** e prima dell'inizio di ciascuna sessione di **XBID**, rende disponibili a ciascun **operatore di mercato** i valori del margine a salire $M\uparrow_{pf}$ e del margine a scendere $M\downarrow_{pf}$ relativi a ciascun **portafoglio zonale** pf e a ciascuna **MTU** h oggetto della **CRIDA** o della sessione su **XBID**, come determinati in funzione delle transazioni svolte su **MPE** fino a quel momento.

1-13.5.5 *Tipologie di offerta*

La tipologia delle offerte (orari, a blocchi, con condizioni e vincoli specifici) è definita dal **GME** nel **TIDME** come sottoinsieme dei prodotti previsti per il **SIDC** di cui all'Articolo 9(6)(h) del Regolamento (UE) 2015/1222 [1].

1-13.5.6 *Contenuto delle offerte*

Per ciascuna offerta o relativa alle **CRIDA**, gli **operatori di mercato** devono indicare almeno:

- la **MTU** h cui è riferita l'offerta
- la tipologia di offerta di cui alla Sezione 13.5.5
- il **portafoglio zonale** pf cui è riferita l'offerta
- la quantità in vendita V_o^{CR} o la quantità in acquisto A_o^{CR}
- il prezzo unitario P_o^{CR} o altre condizioni di prezzo legate alla tipologia di offerta.

Per ciascuna offerta relativa alla piattaforma **XBID**, gli **operatori di mercato** devono indicare almeno:

- la **MTU** h cui è riferita l'offerta
- la tipologia di offerta di cui alla Sezione 13.5.5
- il **portafoglio zonale** pf cui è riferita l'offerta
- la quantità in vendita V_o^{XB} o la quantità in acquisto A_o^{XB}
- il prezzo unitario P_o^{XB} o altre condizioni di prezzo legate alla tipologia di offerta.

1-13.5.7 *Prezzi minimi e massimi*

I prezzi unitari P_o^{CR} e P_o^{XB} indicati nelle offerte di acquisto e vendita o devono essere compresi fra il **prezzo massimo MI** P_{max}^{MI} e il **prezzo minimo MI** P_{min}^{MI} .

1-13.5.8 Verifiche di congruità delle offerte

Al termine di presentazione delle offerte per le **CRIDA**, per ciascuna **MTU** h il **GME** procede alla verifica della congruità tecnica delle offerte in base ai seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{CR} \leq M_{\uparrow pf} \quad \forall h \\ \sum_{o \in pf} A_o^{CR} \leq M_{\downarrow pf} \quad \forall h \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [42]} \end{array} \right.$$

dove:

$o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o riferite al **portafoglio zonale** pf presentate sulla **CRIDA**

Ogni qual volta sono inserite offerte su **XBID** per una data **MTU** h , il **GME** procede alla verifica della congruità tecnica delle offerte controllando i seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{o \in pf} V_o^{XB} \leq M_{\uparrow pf} \quad \forall h \\ \sum_{o \in pf} A_o^{XB} \leq M_{\downarrow pf} \quad \forall h \\ \text{capienza delle offerte rispetto alle garanzie prestate ai sensi della Sezione 26.1} \\ \text{vincoli di esercizio previsti per le UCS ai sensi della Deliberazione 247/2023/R/eel [42]} \end{array} \right.$$

dove:

$o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o riferite al **portafoglio zonale** pf non ancora abbinate

Ai fini delle verifiche di congruità i margini $M_{\uparrow pf}$, $M_{\downarrow pf}$ devono intendersi aggiornati ai sensi della Sezione 13.5.2.

Se le verifiche danno esito positivo l'offerta è accettata, in caso contrario l'offerta è rifiutata. I dettagli delle verifiche e le azioni conseguenti all'eventuale rifiuto dell'offerta sono definite dal **GME** nel **TIDME**.

1-13.5.9 *Trattamento delle offerte di pari prezzo*

Ai fini della risoluzione delle CRIDA, in presenza di più offerte di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo si segue l'ordine di priorità di cui alla Sezione 13.3.8.

Il GME definisce nel TIDME i criteri per la gestione delle situazioni di pari priorità.

Su XBID, in presenza di più offerte di acquisto o di vendita caratterizzate da uno stesso prezzo, l'abbinamento avviene con priorità di tempo.

1-13.5.10 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

Sulle CRIDA il GME valorizza ciascuna offerta al prezzo zonale P_z^{CR} , coincidente con il prezzo marginale calcolato dall'algoritmo delle aste del SIDC relativo alla zona di offerta z cui appartiene il portafoglio zonale pf cui è riferita l'offerta stessa.

Su XBID, il GME valorizza ciascuna offerta al prezzo di abbinamento individuato dalla piattaforma.

ARTICOLO 1-13.6

Posizione netta del BRP su MPE

Per ciascuna MTU h , la posizione netta in immissione $S_{brp,z}^{MPEimm}$ del BRP brp nella zona di offerta z su MPE è pari a:

$$S_{brp,z}^{MPEimm} = \sum_{pf \in A_{brp,z}^{imm}} S_{pf}$$

con

$$S_{pf} = \overline{V_{pf}^{MPE}} - \overline{A_{pf}^{MPE}}$$

dove:

S_{pf} è la posizione netta di un portafoglio zonale pf
 $A_{brp,z}^{imm}$ è l'insieme dei portafogli zionali fisici di immissione nella responsabilità del BRP brp localizzati nella zona di offerta z

Per ciascuna MTU h , la posizione netta in prelievo $S_{brp,z}^{MPEprel}$ del BRP brp nella zona di offerta z su MPE è pari a:

$$S_{brp,z}^{MPEprel} = \sum_{pf \in A_{brp,z}^{prel}} S_{pf}$$

dove:

$A_{brp,z}^{prel}$ è l'insieme dei portafogli zonali fisici di prelievo nella responsabilità del BRP brp localizzati nella zona di offerta z

Per ciascuna MTU h , la posizione netta $S_{brp,z}^{MPE}$ del BRP brp nella zona di offerta z su MPE è pari a:

$$S_{brp,z}^{MPE} = S_{brp,z}^{MPEimm} + S_{brp,z}^{MPEprel}$$

ARTICOLO 1-13.7

Procedure di *back-up*

TERNA e GME predispongono opportune azioni di mitigazione o di back-up da intraprendere nei casi in cui, lo scambio di informazioni fra TERNA e GME rilevante ai fini dell'esecuzione dei mercati non possa essere completato.

SEZIONE 1–14

Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

ARTICOLO 1–14.1

Oggetto del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

Sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, per gli ISP relativi al giorno di calendario successivo o al medesimo giorno di calendario in cui avviene la negoziazione, TERNA:

- al fine di assicurare l’attivazione delle risorse di FRR e RR necessarie al bilanciamento del sistema, seleziona le offerte presentate dai BSP:
 - prioritariamente per il tramite dei prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle piattaforme di bilanciamento
 - in via residuale per il tramite dei prodotti specifici di bilanciamento approvvigionati sull’*Integrated Scheduling Process*
- al fine di:
 - garantire la presenza in servizio delle risorse necessarie a coprire i fabbisogni di FRR e RR, al netto dei contributi delle UVAZ attesi sulle piattaforme di bilanciamento e di eventuali risorse approvvigionate tramite *sharing agreement* con TSO esteri, valutati su base statistica con, laddove ritenuto opportuno, approcci di tipo prudenziale
 - garantire la presenza in servizio delle risorse necessarie per l’erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3
 - risolvere le congestioni presenti sulla rete rilevante.

ridispaccia sul *Integrated Scheduling Process* le unità sulla base delle offerte presentate dai BSP.

Il mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento è organizzato da TERNA successivamente alla chiusura di MGP secondo un modello *central dispatch* nel rispetto delle disposizioni di cui al Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

Per FRR, RR e per i servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3, TERNA ha altresì la facoltà di concludere contratti di approvvigionamento a termine nel rispetto dei criteri di cui alla Sezione 15.4.

ARTICOLO 1–14.2

Ruolo di TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

TERNA, in quanto responsabile dell'organizzazione del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento:

- si avvale del GME per le attività di raccolta offerte dai BSP e comunicazione degli esiti come elencate alla Sezione 14.3
- partecipa alle piattaforme di bilanciamento in coerenza con gli Articoli 19, 20, 21 e 22 del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]
- riceve gli esiti delle piattaforme di bilanciamento
- determina gli esiti dell'*Integrated Scheduling Process* nel rispetto dei criteri di cui alle Sezioni 14.5.5 e 14.5.4
- è l'unica controparte dei BSP e, come tale, si occupa della liquidazione delle partite economiche, ivi incluse quelle derivanti dalle attivazioni disposte in esito alle piattaforme di bilanciamento.

ARTICOLO 1–14.3

Ruolo del GME sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

Il GME:

- raccoglie le offerte presentate dai BSP sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento
- comunica a TERNA le offerte di cui al punto precedente
- riceve gli esiti del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento da TERNA
- rende noti gli esiti ai BSP
- pubblica gli esiti in forma aggregata
- pubblica il dettaglio delle offerte secondo quanto previsto dall'Articolo 4 del Decreto Ministeriale 29 aprile 2009 [27].

ARTICOLO 1-14.4

Offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-14.4.1 Unità ammesse al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

I BSP possono presentare offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento riferite alle UAS e alle UVA abilitate per i servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento.

1-14.4.2 Tipologie di offerta

Le offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento rappresentano la disponibilità dei BSP a modificare le immissioni e i prelievi delle UAS e delle UVA di cui sono responsabili ai fini del soddisfacimento delle finalità di cui alla Sezione 14.1.

Per le UAS e le UVAN TERNA nel Codice di Rete definisce le tipologie di offerta nel rispetto dei seguenti criteri:

- massimizzare le risorse che sono rese disponibili da ciascuna unità
- consentire ai BSP di riflettere nelle offerte la struttura dei costi delle unità e gli eventuali vincoli tecnici come riportati su GAUDÌ

Per le UVAZ sono ammesse offerte solamente nella forma dei prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle piattaforme di bilanciamento.

1-14.4.3 Contenuto delle offerte

Per ciascuna offerta o sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento i BSP devono indicare almeno:

- l'ISP t o la MTU h cui è riferita l'offerta
- l'unità cui è riferita l'offerta
- la tipologia di offerta fra quelle previste nel Codice di Rete
- il prezzo unitario P_o^{MSD} o P_o^{MB} o altre condizioni di prezzo legate alla tipologia di offerta.

TERNA nel Codice di Rete definisce i criteri per le verifiche di congruità delle offerte.

1-14.4.4 Prezzi minimi e massimi

I prezzi unitari P_o^{MSD} e P_o^{MB} indicati nelle offerte o su mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento devono rispettare la condizione $P_o^{MSDMB} > 0$.

ARTICOLO 1-14.5

*Integrated Scheduling Process**1-14.5.1 Tempistiche di funzionamento dell'Integrated Scheduling Process*

L'*Integrated Scheduling Process* si articola nelle seguenti fasi:

- Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), suddiviso in più sottofasi eseguite in anticipo rispetto al periodo di consegna
- Mercato del Bilanciamento (MB) eseguito in prossimità del tempo reale.

Le tempistiche di funzionamento di MSD e MB sono definite da TERNA in coordinamento con GME:

- nel rispetto delle disposizioni del Regolamento (UE) 2017/2195 [4] in materia di *Integrated Scheduling Process*
- in modo da massimizzare le risorse disponibili per il sistema elettrico e di favorirne un utilizzo efficiente.

Le tempistiche sono pubblicate dal GME nel TIDME e da TERNA nel Codice di Rete.

1-14.5.2 Unità ammesse all'Integrated Scheduling Process

Sono ammesse a presentare offerte sull'*Integrated Scheduling Process* le UAS e le UVAN abilitate per il ridispacciamento.

I BSP responsabili per tali unità presentano offerte secondo le tipologie di cui alla Sezione 14.4.2.

Le UAS nel periodo di rientro in servizio sono interdette dal mercato.

1-14.5.3 Input all'Integrated Scheduling Process

Prima di ciascuna sottofase di MSD e prima dell'esecuzione di MB per un dato ISP TERNA:

- determina lo stato iniziale delle UAS e delle UnAP come somma algebrica fra la nomina più recente disponibile sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 e le eventuali movimentazioni disposte nelle fasi precedenti dell'*Integrated Scheduling Process*
- determina lo stato iniziale delle UVAN come somma algebrica fra le nomine più recenti disponibili sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 per le relative UVN e le eventuali movimentazioni disposte nelle fasi precedenti dell'*Integrated Scheduling Process*
- aggiorna la stima delle immissioni e dei prelievi presenti sui nodi del modello della rete rilevante sulla base dello stato iniziale di cui ai punti precedenti.

1-14.5.4 Modello e algoritmo di ottimizzazione per l'*Integrated Scheduling Process*

L'*Integrated Scheduling Process* è formulato come un modello matematico di ottimizzazione deterministico, ovvero un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, con una funzione obiettivo (FO) che minimizza il costo complessivo secondo un approccio *pay as bid* e con tutti i vincoli espressi come vincoli rigidi, fatte salve eccezioni debitamente giustificate in cui si utilizzano vincoli elastici.

Il modello matematico di ottimizzazione deterministico, o il modello matematico di ottimizzazione con dati incerti dell'*Integrated Scheduling Process* è risolto utilizzando un algoritmo di soluzione esatto. Non sono ammessi algoritmi di soluzione euristici.

TERNA riporta nel Codice di Rete

- la descrizione del modello adottato e le specifiche funzionali dell'algoritmo utilizzato per la sua risoluzione
- l'indicazione degli eventuali vincoli elastici introdotti nel modello e le relative giustificazioni

1-14.5.5 Modello della rete rilevante per l'*Integrated Scheduling Process*

Nei modello matematico di ottimizzazione deterministico e modello matematico di ottimizzazione con dati incerti di cui alla Sezione 14.5.4 si adotta idealmente una rappresentazione della rete rilevante per il tramite di un modello matematico di rete di trasmissione elettrica di tipo modello di rete in CA.

Nel modello reale di cui alla Sezione 14.5.4 TERNA adotta un modello matematico di rete di trasmissione elettrica semplificato nel rispetto dei seguenti criteri:

- su MSD è privilegiato, laddove possibile, un modello di rete in CA; in alternativa è ammesso l'utilizzo di un modello di rete di tipo CCA
- su MB sono ammessi modelli di rete in CA, modelli di rete di tipo CCA o modelli di rete in CC.

Il modello deve essere coerente con quanto pubblicato ai sensi della Sezione 27.2.2.

TERNA specifica nel Codice di Rete la tipologia di modello utilizzato su MSD e su MB e le ragioni alla base della scelta.

1-14.5.6 Informazioni al mercato

In ciascun mese, contestualmente al termine per la determinazione dell'energia immessa e prelevata ai sensi dell'Articolo 22, comma 1, del TIS, per ciascun ISP incluso nel mese TERNA pubblica con riferimento a MSD:

- l'elenco delle linee e dei trasformatori presenti nel modello della **rete rilevante** pubblicato ai sensi della Sezione 27.2.2 che sono fuori servizio
- la stima delle immissioni e dei prelievi di potenza attiva e reattiva in ciascun nodo del modello della **rete rilevante** pubblicato ai sensi della Sezione 27.2.2
- il fabbisogno in MW separatamente per aFRR, mFRR e RR come determinato in coerenza con le disposizioni del *LFC Block Agreement* relativo al **Load Frequency Control block (LFC block)** Italia
- vincoli relativi all'approvvigionamento dei servizi di cui al punto 14.1 della Sezione 14.1 rilevanti ai fini di MSD
- i parametri utilizzati per la formulazione di eventuali **vincoli elastici** rilevanti per la risoluzione di MSD.

In ciascun mese, contestualmente al termine per la determinazione dell'energia immessa e prelevata ai sensi dell'Articolo 22, comma 1, del TIS, per ciascun ISP incluso nel mese TERNA pubblica con riferimento a MB:

- l'elenco delle linee e dei trasformatori presenti nel modello della **rete rilevante** pubblicato ai sensi della Sezione 27.2.2 che sono fuori servizio, qualora aggiornato rispetto all'elenco pubblicato con riferimento a MSD
- la stima delle immissioni e dei prelievi di potenza attiva e reattiva in ciascun nodo del modello della **rete rilevante** pubblicato ai sensi della Sezione 27.2.2
- vincoli relativi all'approvvigionamento dei servizi di cui al punto 14.1 della Sezione 14.1 rilevanti ai fini di MB
- i parametri utilizzati per la formulazione di eventuali **vincoli elastici** rilevanti per la risoluzione di MB.

1-14.5.7 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

In ciascun ISP TERNA valorizza le offerte accettate sull'*Integrated Scheduling Process* al prezzo offerto P_o^{MSD} o P_o^{MB} da ciascun BSP (modello *pay as bid*).

1-14.5.8 *Output dell'Integrated Scheduling Process*

In esito a ciascuna sottofase di MSD per ciascun ISP oggetto della sottofase TERNA identifica almeno:

- le offerte accettate riferite a ciascuna UAS e a ciascuna UVAN
- la quantità $Q_z^{\uparrow MSD}$ complessivamente approvvigionata a salire su MSD in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_z^{\uparrow MSD}$

- la quantità $\overline{Q_{\downarrow z}^{MSD}}$ complessivamente approvvigionata a scendere su **MSD** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\downarrow z}^{MSD}$
- gli eventuali intervalli di fattibilità in cui dovrà ricadere lo stato iniziale per **MB** per ciascuna **UAS** e ciascuna **UVAN**.

In esito a **MB** per ciascun **ISP TERNA** identifica almeno:

- le offerte accettate riferite a ciascuna **UAS** e a ciascuna **UVAN**
- la quantità $\overline{Q_{\uparrow z}^{MB}}$ complessivamente approvvigionata a salire su **MB** ai fini del **bilanciamento** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\uparrow z}^{MB}$
- la quantità $\overline{Q_{\downarrow z}^{MB}}$ complessivamente approvvigionata a scendere su **MB** ai fini del **bilanciamento** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\downarrow z}^{MB}$
- la quantità $\overline{Q_{\uparrow z}^{MBoth}}$ complessivamente approvvigionata a salire su **MB** per finalità diverse dal **bilanciamento** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\uparrow z}^{MBoth}$
- la quantità $\overline{Q_{\downarrow z}^{MBoth}}$ complessivamente approvvigionata a scendere su **MB** per finalità diverse dal **bilanciamento** in ciascuna **zona di offerta** z e il relativo prezzo medio di attivazione $P_{\downarrow z}^{MBoth}$

Ulteriori dettagli in merito agli esiti dell'*Integrated Scheduling Process* sono definiti da **TERNA** nel **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1-14.6

Piattaforme di bilanciamento

1-14.6.1 Partecipazione di TERNA alle piattaforme di bilanciamento

TERNA partecipa alle **piattaforme di bilanciamento** nel rispetto delle regole specifiche previste per ciascuna di essa nel relativo *implementation framework* predisposto ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]. In particolare **TERNA**:

- formula la domanda per l'approvvigionamento delle risorse di **RR**, **mFRR** e **aFRR** per la copertura del proprio fabbisogno a salire e scendere in MWh
- condivide le offerte per l'erogazione di **RR**, **mFRR** e **aFRR**, previa conversione delle stesse, laddove necessaria, in **prodotti standard di bilanciamento**

- attiva le risorse di RR, mFRR e aFRR sulla base degli esiti ricevuti dalle **piattaforme di bilanciamento**
- rende disponibili alla **piattaforme di bilanciamento** le informazioni previste dai relativi *implementation framework*.

1-14.6.2 *Offerte rilevanti per le piattaforma di bilanciamento*

Ai fini della partecipazione alle **piattaforme di bilanciamento**, TERNA condivide le offerte relative alle UAS e alle UVA.

Per le UAS e le UVAN, TERNA converte le offerte presentate sul *Integrated Scheduling Process* in prodotti standard di bilanciamento ai sensi dell'Articolo 27 del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]. TERNA prevede nel Codice di Rete la facoltà per i BSP responsabili delle UAS e delle UVAN di indicare prezzi specifici per le offerte convertite e condivise sulle **piattaforme di bilanciamento**.

Per le UVAZ e TERNA utilizza le offerte direttamente presentate dai BSP nella forma di prodotto standard di bilanciamento.

1-14.6.3 *Informazioni al mercato*

Contestualmente alla presentazione delle offerte per la copertura del proprio fabbisogno in MWh di RR e mFRR sulle relative **piattaforme di bilanciamento**, TERNA pubblica per ciascun ISP il volume in MWh complessivamente richiesto per ciascun servizio in ciascuna **zona di offerta**, separatamente a salire e a scendere.

1-14.6.4 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

TERNA valorizza le offerte accettate in esito alle **piattaforme di bilanciamento**:

- al prezzo marginale P_z^{RR} relativo alla **zona di offerta** z per le risorse localizzate nella **zona di offerta** z attivate sulla **piattaforme di bilanciamento** per RR
- al prezzo marginale P_z^{mFRR} relativo alla **zona di offerta** z per le risorse localizzate nella **zona di offerta** z attivate sulla **piattaforme di bilanciamento** per mFRR
- al prezzo marginale P_a^{aFRR} relativo all'Load Frequency Control Area (LFC *area*) a per le risorse localizzate nell'LFC *area* a attivate sulla **piattaforme di bilanciamento** per aFRR.

I prezzi marginali di cui ai punti precedenti sono determinati in coerenza con le disposizioni di cui agli *implementation framework* relativi a ciascuna **piattaforma di bilanciamento** e con le disposizioni di cui alla metodologia di *pricing* dell'energia di **bilanciamento** di cui all'Articolo 30(1) del Regolamento (UE) 2017/2195 [4].

1-14.6.5 Output delle piattaforme di bilanciamento

In esito alla partecipazione alle **piattaforme di bilanciamento** per ciascun ISP TERNA determina almeno:

- la quantità $\overline{Q\uparrow_z^{RR}}$ complessivamente approvvigionata a salire e la quantità $\overline{Q\downarrow_z^{RR}}$ complessivamente approvvigionata a scendere sulla **piattaforma di bilanciamento per RR**
- la quantità $\overline{Q\uparrow_z^{mFRR}}$ complessivamente approvvigionata a salire e la quantità $\overline{Q\downarrow_z^{mFRR}}$ complessivamente approvvigionata a scendere sulla **piattaforma di bilanciamento per mFRR** in ciascuna **zona di offerta z**
- la quantità $\overline{Q\uparrow_z^{aFRR}}$ complessivamente approvvigionata a salire e la quantità $\overline{Q\downarrow_z^{aFRR}}$ complessivamente approvvigionata a scendere sulla **piattaforma di bilanciamento per aFRR** in ciascuna **zona di offerta z** .

Per le **piattaforme di bilanciamento per RR** e per **mFRR**, le quantità complessivamente approvvigionate a salire $\overline{Q\uparrow_z^{RR}}$ e $\overline{Q\uparrow_z^{mFRR}}$ e a scendere $\overline{Q\downarrow_z^{RR}}$ e $\overline{Q\downarrow_z^{mFRR}}$ coincidono con la parte del fabbisogno espresso da TERNA su ciascuna piattaforma in ciascuna **zona di offerta z** che è stato accettato sulla piattaforma stessa.

Per la **piattaforma di bilanciamento per aFRR** le quantità complessivamente approvvigionate a salire $\overline{Q\uparrow_z^{aFRR}}$ e a scendere $\overline{Q\downarrow_z^{aFRR}}$ in ciascuna **zona di offerta z** sono determinate a partire dal valore dell'errore di controllo del ripristino della frequenza (FRCE) per l'LFC *area* che include la **zona di offerta z** secondo i criteri riportati nel **Codice di Rete**.

Qualora le offerte presentate sulle **piattaforme di bilanciamento** siano riferite ad una MTU, in caso di non coincidenza fra MTU e ISP, le quantità complessivamente approvvigionate a salire e a scendere in ciascun ISP sono determinate ripartendo le quantità complessivamente approvvigionate a salire e a scendere in ciascuna MTU fra tutti gli ISP inclusi nella MTU medesima secondo i criteri riportati nel **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1-14.7

Esito del mercato per i **servizi ancillari nazionali globali**

1-14.7.1 *Esiti puntuali per BSP*

Per ciascun ISP t , TERNA rende disponibili a ciascun BSP, eventualmente per il tramite di GME:

- al termine di ciascuna sottofase di MSD
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste a ciascuna **unità** nella sottofase considerata

- le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste a ciascuna **unità** in tutte le sottofasi svolte fino a quel momento
- gli eventuali intervalli di fattibilità relativi a ciascuna **unità** come identificati ai sensi della Sezione 14.5.8.
- a titolo provvisorio entro 30 minuti dal termine dell'ISP, a titolo consolidato entro il giorno successivo a quello di competenza e a titolo definitivo contestualmente alla determinazione dell'energia immessa e prelevata secondo le tempistiche di cui all'Articolo 22, comma 1, del TIS
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste a ciascuna **unità** su MB, separatamente per finalità di **bilanciamento** e per finalità diverse dal **bilanciamento**
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste a ciascuna **unità** su ciascuna **piattaforma di bilanciamento**
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste a ciascuna **unità** sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**
 - i relativi programmi di movimentazione di cui alla Sezione 18.3.

1-14.7.2 *Esiti aggregati*

Per ciascun ISP t , TERNA rende disponibili eventualmente per il tramite di GME:

- al termine di ciascuna sottofase di MSD
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste in ciascuna **zona di offerta** nella sottofase considerata e i relativi prezzi medi di attivazione
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste in ciascuna **zona di offerta** in tutte le sottofasi svolte fino a quel momento e i relativi prezzi medi di attivazione
- a titolo provvisorio entro 30 minuti dal termine dell'ISP, a titolo consolidato entro il giorno successivo a quello di competenza e a titolo definitivo contestualmente alla determinazione dell'energia immessa e prelevata secondo le tempistiche di cui all'Articolo 22, comma 1, del TIS
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste in ciascuna **zona di offerta** su MB separatamente per finalità di **bilanciamento** e per finalità diverse dal **bilanciamento** e i relativi prezzi medi di attivazione
 - le quantità a salire e a scendere complessivamente richieste in ciascuna **zona di offerta** su ciascuna **piattaforma di bilanciamento** e i relativi prezzi marginali di cui alla Sezione 14.6.4

SEZIONE 1–15

Procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali

ARTICOLO 1–15.1

Risorse approvvigionate con procedure specifiche

TERNA provvede ad approvvigionare con procedure specifiche distinte dal mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento i seguenti servizi ancillari nazionali globali:

- FCR e riserva ultra-rapida di frequenza secondo le modalità di cui alla Sezione 15.2
- il servizio di modulazione straordinaria secondo le modalità di cui alla Sezione 15.3.

TERNA può altresì approvvigionare a termine antecedentemente al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento la FRR, la RR e i servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3 nel rispetto dei criteri di cui alla Sezione 15.4.

A copertura delle perdite di energia attiva sostenute dalle UP, UC, UI e UE qualificate per i servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3, TERNA può prevedere altresì il versamento di corrispettivi forfettari nel rispetto dei criteri di cui alla Sezione 15.5.

ARTICOLO 1–15.2

Approvvigionamento della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza

1–15.2.1 Oggetto delle procedure di approvvigionamento

TERNA si approvvigiona dai BSP delle bande di potenza in MW per l'erogazione di FCR e di riserva ultra-rapida di frequenza esclusivamente tramite procedure di mercato basate su aste del tipo *system marginal price* sulle quali i BSP presentano offerte in €/MW.

Le bande in MW asservite a ciascuno dei servizi devono rimanere distinte.

1–15.2.2 Unità ammesse alle procedure di approvvigionamento

I BSP possono presentare offerte nell'ambito delle procedure di mercato per l'approvvigionamento di FCR e di riserva ultra-rapida di frequenza riferite alle UAS e alle UVA abilitate per detti servizi ai sensi della Sezione 8.5. Dette unità singolarmente o in aggregato sono identificate con l'acronimo UFCR.

1-15.2.3 *Tempistiche delle procedure di approvvigionamento*

TERNA si approvvigiona della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza nel rispetto dei seguenti criteri:

- esecuzione di procedure di approvvigionamento distinte per ciascun servizio
- per ciascun servizio obbligo di almeno una procedura di mercato a pronti su base giornaliera da eseguirsi prima del termine di presentazione delle offerte su MGP
- possibilità di esecuzione di procedure di mercato a termine su base settimanale, mensile o annuale
- possibilità di approvvigionamento contestuale dei servizi a salire e a scendere (bande simmetriche) o di approvvigionamento separato dei servizi a salire e a scendere (bande asimmetriche).

Le tempistiche di presentazione delle offerte e della pubblicazione degli esiti e le relative regole d'asta sono definite da TERNA nel Codice di Rete. A tale scopo TERNA assicura che i BSP ricevano gli esiti in tempo utile per la presentazione delle offerte su MPE e su mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

1-15.2.4 *Informazioni al mercato*

Entro 30 minuti prima del termine di presentazione delle offerte, TERNA pubblica:

- i perimetri di erogazione rilevanti per la FCR e per la riserva ultra-rapida di frequenza
- il fabbisogno in MW di FCR per ciascuno dei perimetri di cui al punto precedente e per ciascun ISP oggetto della procedura di approvvigionamento come determinato in coerenza con le disposizioni del Synchronous Area Framework Agreement (SAFA)
- il fabbisogno in MW di riserva ultra-rapida di frequenza per ciascuno dei perimetri di cui al punto precedente e per ciascun ISP oggetto della procedura di approvvigionamento come determinato in coerenza con le disposizioni contenute nel Codice di Rete.

1-15.2.5 *Contenuto delle offerte*

Per ciascuna offerta relativa all'approvvigionamento della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza i BSP devono indicare almeno:

- l'ISP t cui è riferita l'offerta
- la quantità in MW messa a disposizione di TERNA

- il prezzo unitario
- l'Unità ammessa alle procedure di mercato per la FCR (UFCR) cui è riferita l'offerta.

Ulteriori dettagli in merito al contenuto delle offerte e alle relative verifiche di congruità sono definiti da TERNA nel Codice di Rete.

1-15.2.6 Valorizzazione delle offerte accettate

TERNA valorizza le offerte accettate in esito alle procedure di approvvigionamento:

- al prezzo marginale P_e^{FCR} relativo al perimetro di erogazione e per le offerte per l'erogazione della FCR relative alle UFCR localizzate nel perimetro e
- al prezzo marginale $P_e^{fastFCR}$ relativo al perimetro di erogazione e per le offerte per l'erogazione della riserva ultra-rapida di frequenza relative alle UFCR localizzate nel perimetro e .

1-15.2.7 Misura dell'energia erogata

TERNA nel Codice di Rete definisce le specifiche dei dispositivi per la misura dell'energia E_u^{freq} erogata da ciascuna UAS e UVA a titolo di FCR e riserva ultra-rapida di frequenza. I BSP possono scegliere se installare questi dispositivi presso le UAS e le UVA abilitate per detti servizi ai sensi della Sezione 8.5.

1-15.2.8 Trattamento dell'energia erogata

Per le UAS e le UVA dotate dei dispositivi di misura dell'energia erogata di cui alla Sezione 15.2.7, l'energia E_u^{freq} :

- è determinata dai dispositivi stessi
- non dà luogo ad alcuna remunerazione dell'energia erogata in €/MWh
- contribuisce alla modulazione ai fini del *settlement* di cui alla Sezione 19.2.

Per le UAS e le UVA non dotate dei dispositivi di misura dell'energia erogata di cui alla Sezione 15.2.7, l'energia E_u^{freq} è nulla e conseguentemente:

- non dà luogo ad alcuna remunerazione dell'energia erogata in €/MWh
- non contribuisce alla modulazione ai fini del *settlement* di cui alla Sezione 19.2.

ARTICOLO 1-15.3

Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria*1-15.3.1 Oggetto delle procedure di approvvigionamento*

TERNA approvvigiona il servizio di modulazione straordinaria alternativamente tramite:

- selezione delle UP e delle UC con procedure di mercato con prodotti di durata non superiore all'anno basate su aste del tipo *system marginal price* con struttura di offerta e remunerazione appositamente definite
- asservimento obbligatorio ad un dispositivo automatico di modulazione per determinate UP e UC che rispettano i requisiti riportati nel Codice di Rete ai sensi della Sezione 8.6.1 con potenziale remunerazione per la disponibilità o l'attivazione

Le modalità di approvvigionamento possono essere distinte per:

- modulazione straordinaria istantanea a salire
- modulazione straordinaria istantanea a scendere
- modulazione straordinaria con preavviso a salire
- modulazione straordinaria con preavviso a scendere.

TERNA specifica nel Codice di Rete le modalità di approvvigionamento previste per ciascun servizio, motivando adeguatamente la propria scelta.

1-15.3.2 Unità ammesse alle procedure di approvvigionamento

In caso di selezione con procedure di mercato, le offerte devono essere riferite alle UP e le UC qualificate per per l'erogazione del servizio di modulazione straordinaria ai sensi della Sezione 8.6.

TERNA definisce nel Codice di Rete se le offerte debbano essere presentate direttamente dai titolari delle risorse connesse al sistema elettrico oppure per il tramite dei BSP.

1-15.3.3 Tempistiche delle procedure di approvvigionamento

In caso di selezione con procedure di mercato, TERNA approvvigiona il servizio di modulazione straordinaria con procedure a termine da svolgersi almeno 15 giorni solari di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna o con procedure a pronti.

Le tempistiche di presentazione delle offerte e della pubblicazione degli esiti, i dettagli sul contenuto delle offerte e le relative regole d'asta sono definite da TERNA nel Codice di Rete.

1-15.3.4 *Informazioni al mercato*

In caso di selezione con procedure di mercato, entro 10 giorni prima del termine di presentazione delle offerte, **TERNA** pubblica:

- i **perimetri di erogazione** rilevanti per l'approvvigionamento del **servizio di modulazione straordinaria**
- il fabbisogno in MW per il **servizio di modulazione straordinaria** per ciascuno dei perimetri di cui al punto precedente
- i criteri per la determinazione della remunerazione per ciascun evento di distacco, qualora prevista.

1-15.3.5 *Valorizzazione delle offerte accettate*

In caso di selezione con procedure di mercato, **TERNA** valorizza le offerte accettate secondo i criteri definiti nel bando delle procedure stesse.

Il distacco effettivo delle **UP** e delle **UC** selezionate per il **servizio di modulazione straordinaria**:

- può dare luogo ad una remunerazione per ciascun evento, qualora prevista da **TERNA**
- è contabilizzato nell'energia di modulazione a salire e a scendere ai sensi della Sezione 19.2.2, con attribuzione di una specifica compensazione per il **BRP** responsabile della **UP** e della **UC** stessa ai sensi della Sezione 22.3.3.

ARTICOLO 1-15.4

Approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali

1-15.4.1 *Contratti a termine*

In deroga all'approvvigionamento e al **ridispacciamento** di cui alla Sezione 14, **TERNA** può concludere con i **BSP** contratti di approvvigionamento a termine per **FRR**, per **RR** e per i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3.

L'approvvigionamento a termine di cui alla presente Sezione è consentito purché le relative procedure di stipula e le relative condizioni economiche:

- siano conformi agli obiettivi di cui alla Sezione 15.4.2
- siano approvati da parte dell'**Autorità** ai sensi della Sezione 15.4.3.

1-15.4.2 Obiettivi per i contratti a termine

Nel definire le procedure di stipula e le condizioni economiche per i contratti a termine per **FRR, RR** e i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3 TERNA deve:

- dimostrare, tramite una apposita analisi costi benefici, che l'approvvigionamento a termine risulti economicamente più conveniente rispetto all'approvvigionamento diretto o indiretto tramite il **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**; l'analisi deve tenere in considerazione l'eventuale assenza di capacità disponibile per i vari servizi
- offrire un segnale trasparente sul valore economico di ciascun **servizio ancillare nazionale globale**.

1-15.4.3 Proposta per i contratti a termine

Ogni qualvolta intenda avvalersi dell'approvvigionamento a termine di **FRR, RR** e dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3, TERNA trasmette all'**Autorità** per l'approvazione una proposta recante le procedure di stipula dei relativi contratti e le condizioni economiche che si intende applicare sia in termini di remunerazione della disponibilità a eseguire il servizio sia in termini di remunerazione dell'effettiva erogazione del servizio.

La proposta è accompagnata da una relazione tecnica che ne evidenzia la conformità con gli obiettivi di cui alla Sezione 15.4.2.

ARTICOLO 1-15.5

Corrispettivi forfettari per i servizi ancillari non relativi alla frequenza

A copertura delle perdite di energia attiva sostenute dalle **UP, UC, UI** e **UE** qualificate per i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3, TERNA nel **Codice di Rete** può prevedere un apposito corrispettivo forfettario da corrispondere al **BSP** responsabile di ciascuna risorsa.

SEZIONE 1-16

Mercato per i servizi ancillari nazionali locali

Questa Sezione ricomprenderà le disposizioni che saranno introdotte dall'[Autorità](#) per l'organizzazione del mercato per i [servizi ancillari nazionali locali](#) in esito alla sperimentazione avviata con la Deliberazione 352/2021/R/eel [40] e in esito all'evoluzione del quadro regolatorio atteso a livello europeo in tema di prodotti di flessibilità.

Parte V

Programmazione delle unità e scambi di energia

SEZIONE 1-17

Registrazione delle nomine

ARTICOLO 1-17.1

Convenzioni di segno

Ai fini della definizione dei programmi:

- i programmi e le nomine di immissione di immissione hanno segno positivo
- i programmi e le nomine di prelievo hanno segno negativo.

ARTICOLO 1-17.2

Piattaforma di nomina

1-17.2.1 Finalità della piattaforma di nomina

Ai fini della determinazione dei programmi è istituita la piattaforma di nomina sulla quale i BSP, i BRP, TERNA e GME, ognuno per quanto di competenza, registrano le nomine Nom_u relative a ciascuna unità u diversa dalle UCS in funzione delle migliori previsioni di immissione e prelievo e degli esiti di MPE.

1-17.2.2 Nomine dei BSP

Per ciascun ISP t , i BSP (direttamente se operatore di mercato oppure per il tramite di operatori di mercato terzi delegati ai sensi della Sezione 3.3.3) registrano sulla piattaforma di nomina le nomine Nom_u per ciascuna UAS e per ciascuna UVN u diverse da quelle relative alla tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 nel rispetto dei seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_u^W \leq Nom_u \leq K_u^I \\ \text{coerenza con eventuali vincoli tecnici presenti su GAUDÌ relativi alle UP appartenenti all'unità} \\ \text{coerenza con i relativi intervalli di fattibilità, dove definiti in esito a MSD, al netto del} \\ \text{contributo di eventuali movimentazioni disposte su MSD} \end{array} \right.$$

1-17.2.3 Nomine dei BRP

Per ciascun ISP t , i BRP (direttamente se operatore di mercato oppure per il tramite di operatori di mercato terzi delegati ai Sensi della Sezione 3.3.3) registrano sulla piattaforma di nomina le nomine Nom_u per ciascuna UnAP di immissione e ciascuna UVZ di immissione diverse da quella relativa alla tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, per ciascuna UnAP di prelievo e per ciascuna UVI e UVE u nel rispetto dei seguenti criteri:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_u^W \leq Nom_u \leq K_u^I \\ \text{coerenza con eventuali vincoli tecnici presenti su GAUDÌ relativi alle UP,} \\ \text{alle UI e alle UE appartenenti all'unità} \end{array} \right.$$

Secondo le tempistiche riportate nel TIDME e nel Codice di Rete e comunque non oltre 60 minuti prima del termine per la presentazione delle offerte sulla prima sottofase di MSD, TERNA può richiedere al BRP responsabile delle UnAP di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 di registrare una nomina sulla piattaforma di nomina.

1-17.2.4 Nomine per le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021

Per ciascun ISP t e per ciascuna UAS e UVN u della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3,

- relativamente alla quota di capacità asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42], TERNA registra sulla piattaforma di nomina la nomina Nom_u^{210} come determinata ripartendo fra le varie risorse di stoccaggio 210/2021 le posizioni commerciali dei portafogli zionali relativi alle UCS, al netto di eventuali quantitativi in violazione del vincolo di esercizio relativo al limite di energia cumulabile in immissione e/o prelievo previsti per i contratti di *time shifting* ai sensi dell'Articolo 11 della Deliberazione 247/2023/R/eel [42]
- relativamente alla quota di capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42], il BSP registra sulla piattaforma di nomina la nomina Nom_u^{free}
- la nomina Nom_u è determinata come: $Nom_u = Nom_u^{210} + Nom_u^{free}$

1-17.2.5 Nomina per le UVZ con finalità di saldo

Per ciascun ISP t , GME determina il saldo relativo alle UVZ $S_{brp,z}^{UVZ}$ di ciascun BRP brp in ciascuna zona di offerta z come:

$$S_{brp,z}^{UVZ} = S_{brp,z}^{MPE} - \sum_{u \in A_{brp,z}} Nom_u - \sum_{u \in A_{brp,210z}} Nom_u^{free}$$

dove:

- $S_{brp,z}^{MPE}$ è la posizione netta del BRP nella zona di offerta z
- $u \in A_{brpz}$ la sommatoria è estesa a tutte le unità rientranti nell'insieme A_{brpz} comprendente le unità di immissione diverse dalle UAS e dalle UVN di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 e diverse dalle UVZ di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, le unità di prelievo diverse dalle UVZ di prelievo e le unità di scambio con l'estero nella responsabilità del BRP brp localizzate nella zona di offerta z
- $u \in A_{brp210z}$ la sommatoria è estesa a tutte le unità rientranti nell'insieme $A_{brp210z}$ comprendente le UAS e le UVN di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 nella responsabilità del BRP brp localizzate nella zona di offerta z

Ai fini della determinazione del saldo $S_{brp,z}^{UVZ}$ le UnAP di immissione relative alla tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 rilevano solamente qualora TERNA abbia richiesto esplicitamente la presentazione della nomina ai sensi della Sezione 17.2.3.

In ciascun ISP t e per ciascun BRP brp :

- se $S_{brp,z}^{UVZ} > 0$, GME registra sulla piattaforma di nomina la nomina $Nom_u = S_{brp,z}^{UVZ}$ dell'UVZ di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 di cui il BRP brp è responsabile nella zona di offerta e pone a zero la nomina della UVZ in prelievo del medesimo BRP nella medesima zona di offerta
- se $S_{brp,z}^{UVZ} < 0$, GME registra sulla piattaforma di nomina la nomina $Nom_u = S_{brp,z}^{UVZ}$ dell'UVZ di prelievo di cui il BRP brp è responsabile nella zona di offerta e pone a zero la nomina della UVZ di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 del medesimo BRP nella medesima zona di offerta.

Ai fini della determinazione del saldo $S_{brp,z}^{UVZ}$, GME utilizza la posizione netta $S_{brp,z}^{MPE}$ riferita alla MTU h coincidente con l'ISP t . In caso di non coincidenza fra MTU e ISP, la posizione netta $S_{brp,z}^{MPE}$ relativa a ciascuna MTU h è ripartita uniformemente su tutti gli ISP t inclusi nella MTU medesima secondo le modalità condivise da TERNA e GME e riportate nel Codice di Rete e nel TIDME.

1-17.2.6 Verifica delle nomine

GME, per conto di TERNA, verifica il rispetto dei criteri di cui alle Sezioni 17.2.2 e 17.2.3. A tale scopo TERNA rende disponibili a GME le informazioni relative agli eventuali vincoli tecnici presenti su GAUDÌ e agli eventuali intervalli di fattibilità definiti in esito a MSD ai sensi della Sezione 14.5.8.

Nel caso in cui la verifica dia esito negativo, GME procede alla correzione delle nomine in coordinamento con TERNA secondo i criteri definiti nel TIDME e nel Codice di Rete.

1-17.2.7 *Tempistiche di registrazione delle nomine*

Per ciascun ISP t , i BSP e i BRP (o gli operatori di mercato da loro delegati ai sensi della Sezione 3.3.3) possono registrare le nomine per le unità di cui sono responsabili durante le sessioni di XBID e fino a tre minuti dopo il termine di presentazione delle offerte su XBID relativamente alla MTU h che include l'ISP t . I BRP possono registrare le nomine per le UnAP di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 solamente a valle della richiesta esplicita di TERNA ai sensi della Sezione 17.2.3.

TERNNA registra le nomine per le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021:

- a titolo provvisorio entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna sottofase di MSD
- a titolo definitivo entro 3 minuti dopo il termine di presentazione delle offerte su XBID relativamente alla MTU h che include l'ISP t .

GME registra le nomine relative a ciascuna UVZ di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 e UVZ di prelievo:

- a titolo provvisorio entro l'avvio della presentazione delle offerte per ciascuna sottofase di MSD
- a titolo definitivo entro 3 minuti dopo il termine di presentazione delle offerte su XBID relativamente alla MTU h che include l'ISP t .

1-17.2.8 *Messa a disposizione delle nomine per BRP e BSP*

GME rende disponibile a ciascun BRP brp e a ciascun BSP bsp la nomina Nom_u relativa a ciascuna unità nella loro responsabilità ogni qualvolta detta nomina è aggiornata sulla piattaforma di nomina.

1-17.2.9 *Messa a disposizione delle nomine per TERNA*

Al fine di determinare lo stato iniziale delle UAS, delle UnAP e delle UVAN ai sensi della Sezione 14.5.3, GME rende disponibili a TERNA le nomine Nom_u relative a ciascuna unità u e a ciascun ISP t :

- a titolo provvisorio prima di ciascuna sottofase di MSD per tutti gli ISP t cui la sottofase di MSD si riferisce
- a titolo definitivo per ciascun ISP t dopo 3 minuti dal termine di presentazione delle offerte su XBID per la MTU h che include l'ISP t .

I dettagli implementativi delle disposizioni della presente Sezione sono definiti da GME nel TIDME, in coordinamento con TERNA.

1-17.2.10 Corrispettivi per la piattaforma di nomina

Fra i corrispettivi per i servizi erogati di cui al **TIDME**, **GME** definisce i corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma di nomina nel rispetto dei seguenti criteri:

- i corrispettivi si applicano anche alle nomine relative alle **UVZ** con finalità di saldo di cui alle Sezioni **28.10.2** **28.10.3**
- il valore del corrispettivo deve essere tale da incentivare i **BRP** a presentare offerte su **MPE**.

SEZIONE 1-18

Programmi di immissione e prelievo

ARTICOLO 1-18.1

Tipologia dei programmi

Per ciascun ISP t TERNA definisce per ciascuna unità u i seguenti programmi di immissione e prelievo:

- il programma base di cui alla Sezione 18.2 come impegno a immettere o prelevare attribuito al relativo BRP ai sensi della Sezione 9.1
- il programma di movimentazione di cui alla Sezione 18.3 come impegno del relativo BSP a eseguire le movimentazioni disposte ai sensi della Sezione 14
- il programma finale di cui alla Sezione 18.4 come impegno complessivo di immissione o prelievo dell'unità, condiviso tra BRP e BSP.

ARTICOLO 1-18.2

Programmi base

Per ciascun ISP t , entro 3 minuti dal termine di presentazione delle offerte su XBID per la MTU h che include l'ISP t , TERNA determina il programma base Prg_u^{base} per ciascuna UAS, UnAP e Unità Virtuale non Abilitata (UVnA) u come:

$$Prg_u^{base} = Nom_u$$

dove:

Nom_u è l'ultima nomina disponibile sulla piattaforma di nomina per l'unità u

Il programma base per le UnAP di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 è determinato solamente se per tali UnAP la nomina è stata esplicitamente richiesta da TERNA ai sensi della Sezione 17.2.3.

Per le UVAN e le UVAZ

$$Prg_u^{base} = 0$$

ARTICOLO 1-18.3

Programmi di movimentazione

Per ciascun ISP t , contestualmente alla pubblicazione degli esiti di MB, TERNA determina e rende disponibile al relativo BSP il programma di movimentazione Prg_u^{mov} per ciascuna UAS e UVA u come:

$$Prg_u^{mov} = \overline{Q_{\uparrow u}^{MSD}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}} + \overline{Q_{\uparrow u}^{MB}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{MB}} + \overline{Q_{\uparrow u}^{Pbil}} - \overline{Q_{\downarrow u}^{Pbil}}$$

dove:

- $\overline{Q_{\uparrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire su MSD per l'unità u
- $\overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere su MSD per l'unità u
- $\overline{Q_{\uparrow u}^{MB}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire su MB per l'unità u
- $\overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere su MB per l'unità u
- $\overline{Q_{\uparrow u}^{Pbil}}$ è la quantità complessivamente accettata a salire sulle piattaforme di bilanciamento per l'unità u
- $\overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}}$ è la quantità complessivamente accettata a scendere sulle piattaforme di bilanciamento per l'unità u

Per le UnAP e le UVnA:

$$Prg_u^{mov} = 0$$

ARTICOLO 1-18.4

Programmi finali

Per ciascun ISP t , contestualmente alla pubblicazione degli esiti di MB, TERNA determina e rende disponibile ai relativi BRP e BSP il programma finale Prg_u^{fin} per ciascuna unità u come:

$$Prg_u^{fin} = Prg_u^{base} + Prg_u^{mov}$$

SEZIONE 1-19

Scambi e movimentazioni di energia

ARTICOLO 1-19.1

Energia immessa e prelevata ai fini del settlement

In ciascun ISP t , l'energia immessa E_u^I e prelevata E_u^W ai fini del *settlement* relativa a ciascuna unità u :

- per tutte le UAS, UnAP e UVnA u è determinata da TERNA secondo le disposizioni di cui all'Articolo 5 del TIS
- per tutte le UVA u è pari a zero.

ARTICOLO 1-19.2

Modulazione ai fini del settlement

1-19.2.1 Modulazione complessiva ai fini del settlement

In ciascun ISP t , l'energia di modulazione complessiva E_u^{mod} ai fini del *settlement* relativa a ciascuna unità u è pari a:

$$E_u^{mod} = \begin{cases} \sum_{uc \in u} E_{uc}^{\uparrow mod} + \sum_{up \in u} (E_{up}^{\uparrow mod} - E_{up}^{\downarrow mod}) + E_u^{freq} & \forall \text{ UAS, UnAP e UVnA} \\ 0 & \forall \text{ UVA, UVC, UCS} \end{cases}$$

dove:

- $E_{uc}^{\uparrow mod}$ è l'energia di modulazione a salire erogata dall'UC uc nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria di cui alla Sezione 19.2.2
- $E_{up}^{\downarrow mod}$ è l'energia di modulazione a scendere erogata dall'UP up nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria di cui alla Sezione 19.2.2
- $E_{up}^{\uparrow mod}$ è l'energia di modulazione a salire erogata dall'UP up nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria di cui alla Sezione 19.2.2

E_u^{freq} è l'energia erogata dall'unità u ai fini di FCR e di riserva ultra-rapida di frequenza di cui alla Sezione 15.2.7

1-19.2.2 Modulazione nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria

Per ciascuna ISP t , nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria TERNA determina:

- l'energia di modulazione a scendere E_{up}^{mod} fornita da ciascuna UP
- l'energia di modulazione a salire E_{up}^{mod} fornita da ciascuna UP
- l'energia di modulazione a salire E_{uc}^{mod} fornita da ciascuna UC.

Il calcolo è effettuato a partire dalle misure rilevate in tempo reale per ciascuna UP e ciascuna UC secondo le modalità riportate nel Codice di Rete.

ARTICOLO 1-19.3

Movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-19.3.1 Baseline di riferimento per le movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

Per ciascun ISP t , TERNA determina la *baseline* di riferimento per l'esecuzione delle movimentazioni disposte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento B_u relativa a ciascuna UAS e a ciascuna UVA u nel rispetto dei seguenti criteri. Per le UAS e le UVAN:

$$B_u = \begin{cases} Nom_{UAS} & \forall UAS \\ \sum_{\substack{UVN \in \\ UVAN}} Nom_{UVN} & \forall UVAN \end{cases}$$

Per le UVAZ la *baseline* B_u è determinata da TERNA a partire dalle misure rilevate in tempo reale per le UP, UC, UI e UE incluse nell'UVAZ stessa, secondo le modalità riportate nel Codice di Rete.

TERNA rende disponibile la *baseline* B_u per ciascuna UAS, UVAN e UVAZ u al relativo BSP contestualmente alla determinazione delle partite economiche di cui alla Sezione 20.3.

1-19.3.2 Energia scambiata con la rete

In ciascun ISP t , TERNA determina l'energia scambiata con la rete E_u^{exc} da parte di ciascuna UAS e di ciascuna UVA u ai sensi del TIS.

1-19.3.3 Movimentazione eseguita

In ciascun ISP t , TERNA determina la movimentazione per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali E_u^{mov} eseguita da ciascuna UAS e da ciascuna UVA u come:

$$E_u^{mov} = \begin{cases} \max [0, \min (Pr_g_u^{mov}, \Delta E_u)] & \forall t \mid Pr_g_u^{mov} > 0 \\ \min [0, \max (Pr_g_u^{mov}, \Delta E_u)] & \forall t \mid Pr_g_u^{mov} < 0 \end{cases}$$

con:

$$\Delta E_u = E_u^{exc} - B_u - E_u^{mod}$$

dove:

ΔE_u è la differenza tra l'energia scambiata dall'unità con la rete e la sua *Baseline*, eventualmente corretta per tenere conto delle eventuali movimentazioni per il servizio di modulazione straordinaria

1-19.3.4 Ripartizione delle movimentazioni

In ciascun ISP t , secondo le tempistiche e le modalità riportate da TERNA nel Codice di Rete, ciascun BSP ripartisce la movimentazione E_{UVA}^{mov} di ciascuna UVA UVA nelle quote di competenza $E_{UVnA, UVA}^{mov}$ delle relative UVnA $UVnA$.

In particolare

- per le UVAN la movimentazione è ripartita fra le UVN che la compongono
- per le UVAZ la movimentazione è ripartita fra le UVZ, le UVI e le UVE che hanno in comune almeno una UP, una UC, una UI o una UE con l'UVAZ.

La ripartizione avviene nel rispetto dei seguenti criteri:

- la quota di movimentazione $E_{UVnA, UVA}^{mov}$ attribuita a ciascuna UVnA è nulla qualora $E_{UVA}^{mov} = 0$
- la quota di movimentazione $E_{UVnA, UVA}^{mov}$ attribuita a ciascuna UVnA è positiva qualora $E_{UVA}^{mov} > 0$
- la quota di movimentazione $E_{UVnA, UVA}^{mov}$ attribuita a ciascuna UVnA è negativa qualora $E_{UVA}^{mov} < 0$
- la somma delle quote di movimentazione $E_{UVnA, UVA}^{mov}$ attribuite a ciascuna UVnA deve essere pari a E_{UVA}^{mov} .

1-19.3.5 Mancata movimentazione

In ciascun ISP t , la mancata movimentazione $Mmov_u$ di ciascuna UAS e di ciascuna UVA u è pari a:

$$Mmov_u = E_u^{mov} - Prg_u^{mov}$$

In ciascun ISP t , la mancata movimentazione $Mmov_u$ di ciascuna UVnA e di ciascuna UCP u è pari a:

$$Mmov_u = 0$$

Parte VI

Regolazione delle partite economiche

SEZIONE 1–20

Partite economiche

ARTICOLO 1–20.1

Convenzioni di segno per le partite economiche

Ove non diversamente specificato, un corrispettivo se negativo rappresenta un debito per la relativa partita economica, mentre un corrispettivo positivo rappresenta un credito.

ARTICOLO 1–20.2

Partite economiche regolate con GME

1–20.2.1 Partite economiche di competenza dell'operatore di mercato

Ciascun *operatore di mercato* paga a GME se negativi e riceve da GME se positivi:

1. il controvalore economico delle transazioni concluse sulle piattaforme MTE e MPEG determinato secondo le regole specifiche di tali piattaforme contenute nel TIDME
2. il controvalore economico delle transazioni concluse su MGP valorizzate ai sensi della Sezione 13.3.9
3. il controvalore economico delle transazioni concluse su MI valorizzate ai sensi della Sezione 13.5.10
4. per ciascun *portafoglio zonale* di prelievo di cui è responsabile, i corrispettivi di non arbitraggio relativi a MI di cui alla Sezione 23.4.3.

Ciascun *operatore di mercato* versa a GME:

5. i corrispettivi per i servizi erogati dal GME come determinati annualmente dal GME ai sensi del TIDME.

1-20.2.2 Partite economiche di competenza dell'operatore della PCE

Per ciascun **Conto Energia** su cui è autorizzato a operare, ciascun operatore della PCE paga a **GME** se negativi e riceve da **GME** se positivi:

6. i corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto di cui alla Sezione 23.3.2
7. i corrispettivi di sbilanciamento a programma di cui alla Sezione 23.2.2.

Ciascun operatori della PCE versa a **GME**:

8. i corrispettivi per i servizi erogati dal **GME** relativi alla PCE di cui al Regolamento della Piattaforma per Conti Energia.

1-20.2.3 Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche

La determinazione delle partite economiche e i relativi pagamenti dagli operatori di mercato e dagli operatori della PCE verso il **GME** e dal **GME** verso gli operatori di mercato e gli operatori della PCE avvengono secondo le tempistiche e le modalità riportate nel TIDME e nel Regolamento della Piattaforma per Conti Energia.

ARTICOLO 1-20.3

Partite economiche regolate con **TERN**

*1-20.3.1 Partite economiche di competenza del **BSP***

Per ciascuna unità di cui è responsabile, ciascun **BSP** paga a **TERN** se negativi e riceve da **TERN** se positivi:

9. le partite economiche relative alle movimentazioni disposte sull'*Integrated Scheduling Process* valorizzate ai sensi della Sezione 14.5.7
10. le partite economiche relative alle movimentazioni disposte sulle piattaforme di bilanciamento valorizzate ai sensi della Sezione 14.6.4
11. i corrispettivi di mancata movimentazione di cui alla Sezione 22.1.2
12. i corrispettivi addizionali per il mancato rispetto delle movimentazioni di cui alla Sezione 22.2.3
13. i corrispettivi di compensazione per i **BSP** di cui alla Sezione 22.3.4
14. i corrispettivi di non arbitraggio relativi al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento di cui alla Sezione 23.4.5

15. il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire in condizioni di inadeguatezza del sistema di cui alla Sezione 25.4

TERNA corrisponde al BSP:

16. i premi relativi alle procedure di approvvigionamento della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza di cui alla Sezione 15.2
17. i premi relativi alle procedure di approvvigionamento a termine di cui alla Sezione 15.4
18. la remunerazione per il servizio di modulazione straordinaria, laddove prevista nel relativo bando e laddove le relative offerte siano presentate dai BSP
19. i corrispettivi forfettari a copertura delle perdite di energia attiva per i servizi ancillari non relativi alla frequenza di cui ai punti 1, 2 e 3 della Sezione 6.3.

1-20.3.2 Partite economiche di competenza del BRP

Per ciascun unità di cui è responsabile, ciascun BRP paga a TERNA se negativi e riceve da TERNA se positivi:

20. i corrispettivi di sbilanciamento di cui alla Sezione 21.2
21. i corrispettivi addizionali per il mancato rispetto degli intervalli di fattibilità di cui alla Sezione 22.2.5
22. i corrispettivi di compensazione delle movimentazioni dei BRP di cui alla Sezione 22.3.3
23. i corrispettivi di compensazione delle modulazioni straordinarie di cui alla Sezione 22.3.5
24. i corrispettivi di non arbitraggio relativi agli sbilanciamenti di cui alla Sezione 23.4.6
25. i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale di cui alla Sezione 23.5.3

Per ciascun Conto Energia di cui è intestatario, ciascun BRP paga a TERNA se negativi e riceve da TERNA se positivi:

26. i corrispettivi di sbilanciamento a programma di cui alla Sezione 23.2.2

Per ciascuna unità di prelievo di cui è intestatario, ciascun BRP paga a TERNA:

27. il corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 24

28. il corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità determinato ai sensi dell'Articolo 14 della Deliberazione ARG/elt 98/11 [43] e dell'Articolo 6 della Deliberazione 566/2021/R/eel [44]
29. il corrispettivo per i punti di dispacciamento in bassa tensione di cui all'Articolo 25 del TIS
30. il corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia di cui all'Articolo 25bis del TIS
31. il corrispettivo di reintegrazione oneri tutele gradualità di cui all'Articolo 25ter del TIS

1-20.3.3 Partite economiche di competenza dei titolari delle UP e UC

TERNA corrisponde al titolare di ciascuna UP e UC:

32. la remunerazione per il servizio di modulazione straordinaria, laddove prevista nel relativo bando e laddove le relative offerte siano presentate dai titolare.

1-20.3.4 Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche

Per le partite economiche di competenza dei BSP diverse da quelle di cui ai punti 16 e 17 della Sezione 20.3.1 e per le partite economiche di competenza di cui alla Sezione 20.3.2

- TERNA determina i relativi controvalori economici con le medesime tempistiche relative alla determinazione dell'energia immessa e prelevata ai sensi dell'Articolo 22, comma 1, del TIS
- i pagamenti dai BSP e dai BRP verso TERNA e i pagamenti da TERNA verso i BSP e i BRP sono effettuati secondo le tempistiche riportate nell'Articolo 22, comma 3 del TIS .

Per le partite economiche di competenza dei BSP di cui al punto 16 della Sezione 20.3.1:

- TERNA determina i relativi controvalori economici secondo le tempistiche riportate nel Codice di Rete
- i pagamenti da TERNA verso i BSP sono effettuati secondo le tempistiche riportate nell'Articolo 22, comma 3 del TIS

Per le partite economiche di competenza dei BSP di cui al punto 17 della Sezione 20.3.1 e per le partite economiche di competenza dei titolari delle UP, UC, UI e UE di cui alla Sezione 20.3.3

- **TERNA** determina i relativi controvalori economici secondo le tempistiche riportate nel **Codice di Rete**
- i pagamenti da **TERNA** verso i **titolari** sono effettuati secondo le tempistiche riportate nel **Codice di Rete**

Per tutte le partite economiche le modalità di pagamento sono riportate da **TERNA** nel **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1-20.4

Partite economiche fra **TERNA e **GME****

*1-20.4.1 Partite economiche di competenza di **GME***

GME paga a **TERNA**:

33. i corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto su **MGP** e sulle **CRIDA** di cui alla Sezione **23.3.3**
34. il corrispettivo di non arbitraggio di cui alla Sezione **23.4.4**

*1-20.4.2 Partite economiche di competenza di **TERNA***

TERNA paga a **GME** se negativo e riceve da **GME** se positivo:

35. il corrispettivo di sbilanciamento a programma di cui alla Sezione **23.2.3**.

1-20.4.3 Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche

I pagamenti dal **GME** verso **TERNA** e da **TERNA** verso il **GME** avvengono secondo le tempistiche e le modalità riportate nella convenzione di cui alla Sezione **4.4**.

SEZIONE 1-21

Corrispettivi di sbilanciamento

ARTICOLO 1-21.1

Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento

I corrispettivi di sbilanciamento responsabilizzano il BRP rispetto al programma base delle unità di cui è responsabile.

ARTICOLO 1-21.2

Determinazione del corrispettivo di sbilanciamento

In ciascun ISP t , il corrispettivo di sbilanciamento C_u^{sb} di cui al punto 20 della Sezione 20 per ciascuna unità, UCP e UCS u è pari a:

$$C_u^{sb} = P_{mz}^{sb} \times S_u$$

dove:

S_u è lo sbilanciamento dell'unità, UCP o UCS u di cui alla Sezione 21.3
 P_{mz}^{sb} è il prezzo di sbilanciamento per la macrozona di sbilanciamento mz in cui è localizzata l'unità, UCP o UCS u di cui alla Sezione 21.5.

In deroga rispetto a quanto sopra riportato, durante il periodo di rientro in servizio, per ciascuna UAS e ciascuna UnAP u interessate dal rientro in servizio, il corrispettivo di sbilanciamento C_u^{sb} di cui al punto 20 della Sezione 20 è pari a:

$$C_u^{sb} = P_z^{MGP} \times S_u$$

dove:

P_z^{MGP} è il prezzo zonale di cui alla Sezione 13.3.9 nella zona di offerta z in cui è localizzata l'unità.

ARTICOLO 1-21.3

Sbilanciamento delle unità, UCP e UCS

1-21.3.1 Sbilanciamento delle unità

In ciascun ISP t , TERNA determina lo sbilanciamento S_u di ciascuna unità u come:

$$S_u = (E_u^I - E_u^W) - Prg_u^{base} - E_u^{adj} - E_u^{mod}$$

dove:

E_u^{adj} è l'aggiustamento dello sbilanciamento relativo all'unità u di cui alla Sezione 21.3.2

E_u^{mod} è l'energia di modulazione complessiva ai fini del *settlement* relativa all'unità u di cui alla Sezione 19.2

Nel caso in cui lo sbilanciamento sia positivo, la quantità $S_u > 0$ è considerata ceduta dal BRP responsabile l'unità u a TERNA nell'ambito del dispacciamento.

Nel caso in cui lo sbilanciamento sia negativo, la quantità $S_u < 0$ è considerata ceduta da TERNA al BRP responsabile per l'unità u nell'ambito del dispacciamento.

1-21.3.2 Aggiustamento dello sbilanciamento

In ciascun ISP t l'aggiustamento dello sbilanciamento E_u^{adj} relativo a ciascuna unità u è pari a:

$$E_u^{adj} = \begin{cases} E_u^{mov} & \forall \text{ UAS} \\ \sum_{\substack{UVA \cap \\ UVnA \neq \emptyset}} (E_{UVnA, UVA}^{mov}) & \forall \text{ UVnA} \\ 0 & \forall \text{ UVA, UVC} \end{cases}$$

dove:

$E_{UVnA, UVA}^{mov}$ è la quota della movimentazione eseguita dall'UVA UVA attribuita all'UVnA $UVnA$ ai sensi della Sezione 19.3.4

$UVA \cap UVnA \neq \emptyset$ la sommatoria è estesa a tutte le UVA UVA che hanno in comune almeno una UP, una UC, una UI o una UE con l'UVnA $UVnA$

1-21.3.3 Sbilanciamento delle UCP e UCS

In ciascun ISP t , TERNA determina lo sbilanciamento S_u di ciascuna UCP u come:

$$S_u = -S_{pf}$$

dove:

S_{pf} è la posizione netta del **portafoglio zonale commerciale** di prelievo pf relativo all'UCP u

In ciascun ISP t , TERNA assume lo sbilanciamento S_u di ciascuna UCS u pari all'energia negoziata su MPE in violazione dei vincoli di esercizio relativi al limite di energia cumulabile in immissione o in prelievo come identificata e comunicata da GME ai sensi dell'Articolo 12 della Deliberazione 247/2023/R/eel [42].

ARTICOLO 1-21.4

Macrozone di sbilanciamento

1-21.4.1 Definizione delle macrozone

Le aree di prezzo di sbilanciamento di cui al Regolamento (UE) 2019/943 [2] coincidono con le zone di offerta.

In ciascun ISP t , per la determinazione dei prezzi di sbilanciamento TERNA identifica le macrozone di sbilanciamento mz come gli aggregati delle aree di prezzo di sbilanciamento liberi da congestione ai fini del bilanciamento secondo la metodologia riportata nel Codice di Rete.

1-21.4.2 Sbilanciamento aggregato macrozonale

In ciascun ISP t , lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} per ciascuna macrozona di sbilanciamento mz è pari a:

$$S_{mz} = \sum_{u \in mz} Prg_u^{fin} - \sum_{u \in mz} E_u^{mod} - \sum_{j \neq mz} F_{mz,j}^{exc} + \sum_{UCS, UCP \in mz} S_u$$

dove:

$F_{mz,j}^{exc}$ è l'energia scambiata in tempo reale fra la macrozona di sbilanciamento mz e la macrozona di sbilanciamento o zona estera j , assunta con segno positivo se entrante in mz

$u \in mz$ la sommatoria è estesa a tutte le unità u localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz

UCS, UCP la sommatoria è estesa a tutte le UCS e UCP u localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz

$j \neq mz$ la sommatoria è estesa a tutte le macrozone o zone estere j diverse dalla macrozona di sbilanciamento mz

ARTICOLO 1-21.5

Prezzi di sbilanciamento

1-21.5.1 Prezzo di sbilanciamento

In ciascun ISP t e in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz , il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} è pari alternativamente a:

$$P_{mz}^{sb} = \begin{cases} P_{mz}^{sb+} & \forall t \mid \left(S_{mz} > 0 \wedge \overline{Q_{mz}^{\downarrow bil}} \neq 0 \right) \\ P_{mz}^{sb-} & \forall t \mid \left(S_{mz} < 0 \wedge \overline{Q_{mz}^{\uparrow bil}} \neq 0 \right) \\ P_{mz}^{AE} & \forall t \mid S_{mz} = 0 \vee \left(S_{mz} \neq 0 \wedge \overline{Q_{mz}^{\downarrow bil}} + \overline{Q_{mz}^{\uparrow bil}} = 0 \right) \end{cases}$$

con:

$$\overline{Q_{mz}^{\downarrow bil}} = \sum_{z \in mz} \left(\overline{Q_z^{RR}} + \overline{Q_z^{mFRR}} + \overline{Q_z^{aFRR}} + \overline{Q_z^{MB}} \right)$$

$$\overline{Q_{mz}^{\uparrow bil}} = \sum_{z \in mz} \left(\overline{Q_z^{RR}} + \overline{Q_z^{mFRR}} + \overline{Q_z^{aFRR}} + \overline{Q_z^{MB}} \right)$$

dove:

P_{mz}^{sb+} è il prezzo per sbilanciamento positivi di cui alla Sezione 21.5.2 relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

P_{mz}^{sb-} è il prezzo per sbilanciamenti negativi di cui alla Sezione 21.5.3 relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

P_{mz}^{AE} è il prezzo definito sulla base del valore delle attivazioni evitate di cui alla Sezione 21.5.4 relativo alla macrozona di sbilanciamento mz

$\overline{Q_{mz}^{\downarrow bil}}$ è l'energia attivata a scendere per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz

$\overline{Q_{mz}^{\uparrow bil}}$ è l'energia attivata a salire per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz

$\forall t \mid$ la relazione vale per ogni ISP t dove è verificata la condizione che segue.

1-21.5.2 Prezzo per sbilanciamenti positivi

In ciascun ISP t e in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz , il prezzo per sbilanciamenti positivi P_{mz}^{sb+} è pari a:

$$P_{mz}^{sb+} = P_{mz}^{base+} + P_{mz}^{inc+}$$

con:

$$P_{mz}^{base+} = \frac{\sum_{z \in mz} \left(P_z^{RR} \times \overline{Q_z^{RR}} + P_z^{mFRR} \times \overline{Q_z^{mFRR}} + P_a^{aFRR} \times \overline{Q_z^{aFRR}} + P_z^{MB} \times \overline{Q_z^{MB}} \right)}{\sum_{z \in mz} \left(\overline{Q_z^{RR}} + \overline{Q_z^{mFRR}} + \overline{Q_z^{aFRR}} + \overline{Q_z^{MB}} \right)}$$

$$P_{mz}^{inc+} = \min \left\{ 0, \left[\min_{z \in m} \left(P_z^{MGP} \right) - P_{mz}^{base+} \right] \right\}$$

dove:

- P_{mz}^{base+} è il prezzo base per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz
- P_{mz}^{inc+} è la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz
- $z \in mz$ la sommatoria è estesa a tutte le zone di offerta incluse nella macrozona di sbilanciamento mz .

Le quantità Q e i prezzi P sono definiti alla Sezione 14.5.8 per quanto riguarda MB e alle Sezioni 14.6.4 e 14.6.5 per quanto riguarda le piattaforme di bilanciamento. Qualora le offerte presentate sulle piattaforme di bilanciamento siano riferite ad una MTU, ai fini del calcolo di P_{mz}^{base+} si considerano i prezzi delle piattaforme di bilanciamento relativi alla MTU h che include l'ISP t .

1-21.5.3 Prezzo per sbilanciamenti negativi

In ciascun ISP t e in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz , il prezzo per sbilanciamenti negativi P_{mz}^{sb-} è pari a:

$$P_{mz}^{sb-} = P_{mz}^{base-} + P_{mz}^{inc-}$$

con:

$$P_{mz}^{sb-} = \frac{\sum_{z \in mz} \left(P_z^{RR} \times \overline{Q_z^{RR}} + P_z^{mFRR} \times \overline{Q_z^{mFRR}} + P_a^{aFRR} \times \overline{Q_z^{aFRR}} + P^\uparrow MB_z \times \overline{Q_z^{MB}} \right)}{\sum_{z \in mz} \left(\overline{Q_z^{RR}} + \overline{Q_z^{mFRR}} + \overline{Q_z^{aFRR}} + \overline{Q_z^{MB}} \right)}$$

$$P_{mz}^{inc-} = \max \left\{ 0, \left[\max_{z \in m} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{base-} \right] \right\}$$

dove:

- P_{mz}^{base-} è il prezzo base per sbilanciamenti negativi per la macrozona di sbilanciamento mz
- P_{mz}^{inc-} è la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti negativi per la macrozona di sbilanciamento mz
- $z \in mz$ la sommatoria è estesa a tutte le zone di offerta incluse nella macrozona di sbilanciamento mz .

Le quantità Q e i prezzi P sono definiti alla Sezione 14.5.8 per quanto riguarda MB e alle Sezioni 14.6.4 e 14.6.5 per quanto riguarda le piattaforme di bilanciamento. Qualora le offerte presentate sulle piattaforme di bilanciamento siano riferite ad una MTU, ai fini del calcolo di P_{mz}^{base-} si considerano i prezzi delle piattaforme di bilanciamento relativi alla MTU h che include l'ISP t .

1-21.5.4 Prezzo per le attivazioni evitate

In ciascun ISP t e in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz , il prezzo P_{mz}^{AE} definito sulla base del valore delle attivazioni evitate è pari a:

$$P_{mz}^{AE} = P_{mz}^{AEbase} + P_{mz}^{AEinc}$$

con

$$P_{mz}^{AEinc} = \begin{cases} \min \left\{ 0, \left[\min_{z \in m} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{AEbase} \right] \right\} & \forall t \mid S_{mz} > 0 \\ \max \left\{ 0, \left[\max_{z \in m} (P_z^{MGP}) - P_{mz}^{AEbase} \right] \right\} & \forall t \mid S_{mz} < 0 \\ 0 & \forall t \mid S_{mz} = 0 \end{cases}$$

dove:

- P_{mz}^{AEbase} è il valore delle attivazioni evitate nella macrozona di sbilanciamento mz determinato da TERNA come sotto specificato
- P_{mz}^{AEinc} è la componente incentivante di prezzo per le attivazioni evitate per la macrozona di sbilanciamento mz

P_{mz}^{AEbase} è calcolato secondo i seguenti criteri:

- deve essere rappresentativo del valore dello sbilanciamento marginale
- deve riflettere l'ordine di merito delle offerte su MB relativo alla macrozona di sbilanciamento mz , ad eccezione dei casi in cui lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} sia interamente compensato attraverso la piattaforma di *Imbalance Netting*. In quest'ultimo caso P_{mz}^{AEbase} deve riflettere il costo opportunità definito da TERNA per la valorizzazione degli scambi sulla piattaforma di *Imbalance Netting*

TERNA definisce nel Codice di Rete i dettagli per la determinazione di P_{mz}^{AEbase} .

ARTICOLO 1-21.6

Pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento

Per ciascun ISP t , entro 30 minuti dal periodo di consegna, TERNA pubblica sul proprio sito internet in via preliminare utilizzando gli esiti preliminari di MB

- la configurazione preliminare di ciascuna macrozona di sbilanciamento mz
- lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} di ciascuna macrozona di sbilanciamento mz valutato in via preliminare

Per ciascun ISP t , entro il giorno lavorativo successivo a quello di competenza TERNA pubblica sul proprio sito internet in via definitiva

- la configurazione definitiva di ciascuna macrozona di sbilanciamento mz
- lo sbilanciamento aggregato macrozonale S_{mz} di ciascuna macrozona di sbilanciamento mz determinato in via definitiva
- i prezzi di sbilanciamento per ciascuna macrozona di sbilanciamento mz .

SEZIONE 1–22

Corrispettivi per le movimentazioni

ARTICOLO 1–22.1

Corrispettivo di mancata movimentazione

1–22.1.1 Finalità del corrispettivo di mancata movimentazione

Il corrispettivo di mancata movimentazione incentiva il **BSP** ad una corretta esecuzione delle movimentazioni disposte in esito al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

1–22.1.2 Determinazione del corrispettivo di mancata movimentazione

In ciascun **ISP** t , il corrispettivo di mancata movimentazione di cui al punto 11 della Sezione 20 C_u^{mmov} per ciascuna **unità** u è pari a:

$$C_u^{mmov} = P_{mz}^{sb} \times Mmov_u$$

dove:

$Mmov_u$ è la mancata movimentazione dell'**unità** u di cui alla Sezione 19.3.5
 P_{mz}^{sb} è il prezzo di sbilanciamento per la **macrozona di sbilanciamento** mz in cui è localizzata l'**unità** u di cui alla Sezione 21.5.

ARTICOLO 1–22.2

Corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento

1–22.2.1 Finalità dei corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento

I corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento assicurano che non si possa trarre profitto dalla mancata esecuzione delle movimentazioni richieste sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** o dal mancato rispetto degli intervalli di fattibilità determinati su **MSD**.

1-22.2.2 Corrispettivi addizionali unitari di mancato rispetto delle movimentazioni

In ciascun ISP t il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto delle movimentazioni a salire $P_{bsp,mz}^{mr\uparrow}$ relativo a ciascun BSP bsp in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz è pari a:

$$P_{bsp,mz}^{mr\uparrow} = \max \left\{ 0, \left[\max_{o \in A_{bsp,mz}^{\uparrow}} \left(\overline{P_o^{MSDMB}} \right) - P_{mz}^{sb} \right] \right\}$$

dove:

$\overline{P_o^{MSDMB}}$ è il prezzo di valorizzazione dell'offerta o sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento
 $o \in A_{bsp,mz}^{\uparrow}$ il confronto è esteso a tutte le offerte o rientranti nell'insieme $A_{bsp,mz}^{\uparrow}$ che include tutte le offerte a salire presentate dal BSP bsp per le unità localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz che sono state accettate sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, incluse quelle attivate sulle piattaforme di bilanciamento.

In ciascun ISP t il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto delle movimentazioni a scendere $P_{bsp,mz}^{mr\downarrow}$ relativo a ciascun BSP bsp in ciascuna macrozona di sbilanciamento mz è pari a:

$$P_{bsp,mz}^{mr\downarrow} = \min \left\{ 0, \left[\min_{o \in A_{bsp,mz}^{\downarrow}} \left(\overline{P_o^{MSDMB}} \right) - P_{mz}^{sb} \right] \right\}$$

dove:

$o \in A_{bsp,mz}^{\downarrow}$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o rientranti nell'insieme $A_{bsp,mz}^{\downarrow}$ che include tutte le offerte a scendere presentate dal BSP bsp per le unità localizzate nella macrozona di sbilanciamento mz che sono state accettate sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, incluse quelle attivate sulle piattaforme di bilanciamento.

1-22.2.3 Corrispettivi addizionali di mancato rispetto delle movimentazioni

In ciascun ISP t , i corrispettivi addizionali di mancato rispetto delle movimentazioni a salire $C_u^{mr\uparrow}$ e a scendere $C_u^{mr\downarrow}$ di cui al punto 12 della Sezione 20 sono pari a:

$$\begin{aligned} C_u^{mr\uparrow} &= P_{bsp,mz}^{mr\uparrow} \times Mmov_u \\ C_u^{mr\downarrow} &= P_{bsp,mz}^{mr\downarrow} \times Mmov_u \end{aligned}$$

$C_u^{mr\uparrow}$ trova applicazione negli ISP t in cui ricorrono le seguenti condizioni:

$$\begin{cases} Mmov_u < 0 \\ S_{mz} < 0 \\ P_{mz}^{sb} < \max_{o \in A\uparrow_{bsp,mz}} \left(\overline{P_o^{MSDMB}} \right) \end{cases}$$

oppure

$$\begin{cases} Mmov_u < 0 \\ S_{mz} > 0 \end{cases}$$

$C_u^{mr\downarrow}$ trova applicazione negli ISP t in cui ricorrono le seguenti condizioni:

$$\begin{cases} Mmov_u > 0 \\ S_{mz} > 0 \\ P_{mz}^{sb} > \min_{o \in A\uparrow_{bsp,mz}} \left(\overline{P_o^{MSDMB}} \right) \end{cases}$$

oppure

$$\begin{cases} Mmov_u > 0 \\ S_{mz} < 0 \end{cases}$$

1-22.2.4 Corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità

In ciascun ISP t il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità $P_z^{mr\text{int}}$ relativo a ciascuna zona di offerta z è pari a:

$$P_z^{mr\text{int}} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{sb}$$

dove:

P_{mz}^{sb} è il prezzo di sbilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz che include la zona di offerta z

P_z^{MGP} è il prezzo zonale della zona di offerta z in esito a MGP nella MTU h che include l'ISP t

1-22.2.5 Corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità

In ciascun ISP t , il corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità $C_u^{mr\text{int}}$ di cui al punto 12 della Sezione 20 relativo a ciascuna UAS e UVN u è pari a:

$$C_u^{mr\text{int}} = P_z^{mr\text{int}} \times S_u^{ecc}$$

dove:

S_u^{ecc} è la quota dello sbilanciamento dell'unità u che eccede l'intervallo di fattibilità

C_u^{mrnt} trova applicazione negli ISP t in cui ricorrono le seguenti condizioni:

$$\begin{cases} S_u < 0 \\ S_{mz} > 0 \\ S_u \text{ viola l'estremo inferiore dell'intervallo di fattibilità} \end{cases}$$

oppure

$$\begin{cases} S_u > 0 \\ S_{mz} < 0 \\ S_u \text{ viola l'estremo superiore dell'intervallo di fattibilità} \end{cases}$$

TERNA nel Codice di Rete definisce i criteri con cui è calcolata la quota S_u^{ecc} dello sbilanciamento dell'unità u che eccede l'intervallo di fattibilità.

1-22.2.6 *Verifica dei corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento*

TERNA può proporre all'Autorità, tramite modifiche al Codice di Rete, ulteriori corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento o una nuova struttura dei corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento rispetto a quella definita nel TIDE, per tenere conto delle mutate condizioni del mercato. La proposta di TERNA deve essere coerente con le finalità di cui alla Sezione 22.2.1.

ARTICOLO 1-22.3

Corrispettivi di compensazione

1-22.3.1 *Finalità dei corrispettivi di compensazione*

I corrispettivi di compensazione compensano gli effetti economici delle movimentazioni eseguite in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, nonché delle modulazioni disposte nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria, bilanciando le posizioni commerciali dei BRP e dei BSP.

1-22.3.2 *Prezzo di compensazione*

In ciascun ISP t il prezzo di compensazione P_u^{comp} relativo a ciascuna unità u è pari a:

$$P_u^{comp} = \begin{cases} P_{UN} & \forall \text{ unità di prelievo} \\ P_z^{MGP} & \forall \text{ unità di immissione} \end{cases}$$

dove:

P_{UN} è il Prezzo Unico Nazionale relativo alla MTU h che include l'ISP t
 P_z^{MGP} è il prezzo zonale della zona di offerta z in cui è localizzata l'unità u nella MTU h che include l'ISP t

1-22.3.3 Corrispettivo di compensazione delle movimentazioni per i BRP

In ciascun ISP t il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni $C_u^{compbrp}$ di competenza del BRP di cui al punto 22 della Sezione 20 relativo a ciascuna UAS e UVnA u è pari a:

$$C_u^{compbrp} = P_u^{comp} \times E_u^{adj}$$

dove:

E_u^{adj} è l'aggiustamento dello sbilanciamento relativo all'unità u di cui alla Sezione 21.3.2

1-22.3.4 Corrispettivo di compensazione per i BSP

In ciascun ISP t il corrispettivo di compensazione $C_u^{compbsp}$ di competenza del BSP di cui al punto 13 della Sezione 20 relativo a ciascuna UAS e UVA u è pari a:

$$C_u^{compbsp} = \begin{cases} -E_u^{mov} \times P_u^{comp} & \forall UAS \\ -\sum_{\substack{UVnA \cap \\ UVA \neq \emptyset}} (E_{UVnA, UVA}^{mov} \times P_{UVnA}^{comp}) & \forall UVA \end{cases}$$

dove:

$E_{UVnA, UVA}^{mov}$ la quota della movimentazione eseguita dall'UVA UVA attribuita all'UVnA $UVnA$ ai sensi della Sezione 19.3.4
 $UVnA \cap UVA \neq \emptyset$ la sommatoria è estesa a tutte le UVnA $UVnA$ che hanno in comune almeno una UP, una UC, una UI o una UE con l'UVA UVA

1-22.3.5 Corrispettivo di compensazione delle modulazioni per i BRP

In ciascun ISP t il corrispettivo di compensazione delle modulazioni $C_u^{compmod}$ di competenza del BRP di cui al punto 23 della Sezione 20 relativo a ciascuna UAS e UVnA u è pari a:

$$C_u^{compmod} = P_u^{comp} \times E_u^{mod}$$

dove:

E_u^{mod} è l'energia di modulazione complessiva ai fini del settlement di cui alla Sezione [19.2](#)

SEZIONE 1–23

Corrispettivi di neutralità

ARTICOLO 1–23.1

Finalità generale dei corrispettivi di neutralità

I corrispettivi di neutralità allineano le partite economiche di competenza di operatori di mercato, operatori della PCE, BSP, BRP al fine di evitare vantaggi economici associati alle differenze temporali, geografiche o merceologiche delle transazioni.

ARTICOLO 1–23.2

Corrispettivi di sbilanciamento a programma

1–23.2.1 Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento a programma

I corrispettivi di sbilanciamento a programma valorizzano il saldo S_c di ciascun Conto Energia, riconciliando le differenze temporali fra transazioni a termine su MET e transazioni a pronti su MGP.

1–23.2.2 Corrispettivo di sbilanciamento a programma relativo a ciascun Conto Energia c

Per ciascuna MTU h , il corrispettivo per lo sbilanciamento a programma C_c^{SbPrg} di cui al punto 7 o al punto 26 della Sezione 20 relativo a ciascun Conto Energia c è pari a:

$$C_c^{SbPrg} = PUN \times S_c$$

dove:

S_c è il saldo del Conto Energia c di cui alla Sezione 13.4.5

Il corrispettivo C_c^{SbPrg} è a carico:

- dell'operatore della PCE autorizzato ad operare sul Conto Energia c con GME qualora l'operatore della PCE abbia la qualifica di operatore di mercato e vi sia capienza nelle garanzie presentate a GME ai sensi della Sezione 26.1
- del BRP intestatario del Conto Energia c in caso contrario.

1-23.2.3 Corrispettivo di sbilanciamento a programma complessivamente raccolto da TERNA

Per ciascuna MTU h , il corrispettivo di sbilanciamento a programma complessivamente raccolto da TERNA C^{SbPrg} di cui al punto 35 della Sezione 20 è pari a:

$$C^{SbPrg} = PUN \times \sum_{c \in AC_{inc}} S_c$$

dove:

$c \in AC_{inc}$ la sommatoria è estesa a tutti i Conti Energia c appartenenti all'insieme AC_{inc} comprendente tutti i Conti Energia il cui saldo S_c è regolato dal relativo operatore della PCE con TERNA.

ARTICOLO 1-23.3

Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto

1-23.3.1 Finalità dei corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto

I corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto raccolgono e trasferiscono a TERNA il valore della capacità di trasporto fra le zone di offerta come assegnata su MGP e MI, riconciliando le relative differenze geografiche.

1-23.3.2 Corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun portafoglio zonale

Per ciascuna MTU h , il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto C_{pf}^{ct} di cui al punto 6 della Sezione 20 relativo a ciascun portafoglio zonale di immissione o di stoccaggio pf è pari a:

$$C_{pf}^{ct} = (PUN - P_z^{MGP}) \times \sum_{o \in pf} (\overline{A_{pf,o}^{CET}} - \overline{V_{pf,o}^{CET}})$$

dove:

P_z^{MGP} è il prezzo zonale relativo alla zona di offerta z in cui è localizzato il portafoglio zonale di immissione o di stoccaggio pf
 $o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte CET o riferite al portafoglio zonale di immissione o di stoccaggio pf

1-23.3.3 Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto relativi a MGP e CRIDA

Per ciascuna MTU h , i corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto di cui al punto 33 della Sezione 20 sono così determinati:

Per quanto riguarda MGP:

$$C^{ctMGP} = PUN \times \sum_z \overline{A_z^{MGP}} - \sum_z \left(P_z^{MGP} \times \overline{V_z^{MGP}} \right)$$

con:

$$\overline{V_z^{MGP}} = \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in API_z}} \left(\overline{V_o^{MGP}} - \overline{A_o^{MGP}} \right)$$

dove:

$\overline{A_z^{MGP}}$ è la quantità complessivamente acquistata su MGP nella zona di offerta z di cui alla Sezione 13.3.10

$\overline{V_z^{MGP}}$ è la quantità complessivamente venduta su MGP nella zona di offerta z riferita ai portafogli zionali di immissione e ai portafogli zionali di stoccaggio

$\overline{V_o^{MGP}}$ la quantità dell'offerta in vendita o complessivamente accettata in esito a MGP

$o \in pf$ la sommatoria è estesa a tutte le offerte o presentate su MGP relativamente al portafoglio zonale pf

$pf \in API_z$ la sommatoria è estesa a tutti i portafogli zionali pf rientranti nell'insieme API_z comprendente i portafogli zionali di immissione e i portafogli zionali di stoccaggio localizzati nella zona di offerta z .

Per quanto riguarda MI:

$$C^{ctCR} = \sum_z \left(P_z^{CR} \times \overline{A_z^{CR}} \right) - \sum_z \left(P_z^{CR} \times \overline{V_z^{CR}} \right)$$

con:

$$\overline{A_z^{CR}} = \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in z}} \overline{A_o^{CR}}$$

$$\overline{V_z^{CR}} = \sum_{\substack{o \in pf \\ pf \in z}} \overline{V_o^{CR}}$$

dove:

\overline{A}_z^{CR}	è la quantità complessivamente acquistata sulla CRIDA nella zona di offerta z
\overline{V}_z^{CR}	è la quantità complessivamente venduta sulla CRIDA nella zona di offerta z
\overline{A}_o^{CR}	la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito ad una CRIDA
\overline{V}_o^{CR}	la quantità dell'offerta in vendita o complessivamente accettata in esito ad una CRIDA
$o \in pf$	la sommatoria è estesa a tutte le offerte o presentate sulla CRIDA relativamente al portafoglio zonale pf
$pf \in z$	la sommatoria è estesa a tutti i portafogli zonali pf localizzati nella zona di offerta z .

ARTICOLO 1-23.4

Corrispettivi di non arbitraggio

1-23.4.1 Finalità dei corrispettivi di non arbitraggio

I corrispettivi di non arbitraggio assicurano la neutralità sui mercati successivi a MGP (MI, mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e regolazione degli sbilanciamenti) fra le transazioni relative alle unità di prelievo (che hanno una valorizzazione su MGP a Prezzo Unico Nazionale) e le transazioni relative alle unità di immissione (che hanno una valorizzazione su MGP a prezzo zonale), riconciliando le relative differenze merceologiche.

1-23.4.2 Corrispettivo di non arbitraggio unitario

In ciascuna MTU h il corrispettivo di non arbitraggio unitario P_z^{na} relativo a ciascuna zona di offerta z è pari a:

$$P_z^{na} = P_z^{MGP} - PUN$$

1-23.4.3 Corrispettivo di non arbitraggio relativo alle transazioni su MI per i portafogli zonali

In ciascuna MTU h il corrispettivo di non arbitraggio su MI C_{pf}^{naMI} di cui al punto 4 della Sezione 20 relativo a ciascun portafoglio zonale di prelievo pf è pari a:

$$C_{pf}^{naMI} = P_z^{na} \times \sum_{o \in pf} \left(\overline{A}_o^{MI} - \overline{V}_o^{MI} \right)$$

dove:

\overline{A}_o^{MI}	la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito a MI
\overline{V}_o^{MI}	la quantità dell'offerta in vendita o complessivamente accettata in esito a MI
P_z^{na}	è il corrispettivo di non arbitraggio unitario riferito alla zona di offerta z in cui è localizzato il portafoglio zonale di prelievo pf
$o \in pf$	la sommatoria è estesa a tutte le offerte o presentate su MI relativamente al portafoglio zonale di prelievo pf

1-23.4.4 *Corrispettivo di non arbitraggio complessivamente raccolto dalle transazioni su **MI***

Il corrispettivo di non arbitraggio complessivamente raccolto dalle transazioni su **MI** C^{naMI} è pari a:

$$C^{naMI} = \sum_{pf \in \overset{z}{APP}_z} C_{pf}^{naMI}$$

dove:

z	la sommatoria è estesa a tutte le zone di offerta z
$pf \in APP_z$	la sommatoria è estesa a tutti i portafogli zonali pf rientranti nell'insieme APP_z comprendente i portafogli zonali di prelievo localizzati nella zona di offerta z

1-23.4.5 *Corrispettivo di non arbitraggio relativo alle movimentazioni disposte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento*

In ciascun **ISP** t il corrispettivo di non arbitraggio su **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** $C_u^{naMSDDB}$ di cui al punto 14 della Sezione 20, relativo alle movimentazioni disposte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** da parte di ciascuna **UAS** e **UVA** u è pari a:

$$C_u^{naMSDDB} = P_z^{na} \times \begin{cases} -E_u^{mov} & \forall \text{ UAS composta da una UC} \\ 0 & \forall \text{ UAS composta da una UP} \\ -E_{UVnA, UVA}^{mov} & \forall \text{ UVA} \wedge \forall \text{ UVnA di prelievo} \\ 0 & \forall \text{ UVA} \wedge \forall \text{ UVnA di immissione} \end{cases}$$

dove:

$E_{UVnA, UVA}^{mov}$ è la quota della movimentazione eseguita dall'**UVA** UVA attribuita all'**UVnA** $UVnA$ ai sensi della Sezione 19.3.4

P_z^{na} è il corrispettivo di non arbitraggio unitario riferito alla **zona di offerta** z in cui è localizzata l'unità u nella **MTU** h che comprende l'**ISP** t

$C_u^{naMSDMB}$ è non nullo solamente per le movimentazioni:

- delle **UAS** composte da una sola **UC**
- delle **UVA** attribuite a **UVnA** di prelievo (condizione \forall UVA \wedge \forall UVnA di prelievo)

1-23.4.6 Corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti

In ciascun **ISP** t il corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti C_u^{naSbl} di cui al punto 24 della Sezione 20 per ciascuna **unità di prelievo** u è pari a:

$$C_d^{naSbl} = P_z^{na} \times (-S_u)$$

dove:

P_z^{na} è il corrispettivo di non arbitraggio unitario riferito alla **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**unità di prelievo** u nella **MTU** h che include l'**ISP** t

ARTICOLO 1-23.5

Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

1-23.5.1 Finalità del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

Il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale disincentiva arbitraggi fra gli sbilanciamenti all'interno della stessa **macrozona di sbilanciamento**, riconciliando le relative differenze geografiche.

1-23.5.2 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario

In ciascuna **MTU** h il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario P_z^{namcz} relativo a ciascuna **zona di offerta** z è pari a:

$$P_z^{namcz} = P_z^{MGP} - P_{mz}^{mcz}$$

con

$$P_{mz}^{mcz} = \frac{\sum_{z \in m} \left(\overline{A_z^{MGP}} \times P_z^{MGP} \right)}{\sum_{z \in m} \overline{A_z^{MGP}}}$$

dove:

P_{mz}^{mcz} è il prezzo di riferimento macrozonale per la **macrozona di sbilanciamento** mz che include la **zona di offerta** z

$\overline{A_z^{MGP}}$ è la quantità complessivamente acquistata su **MGP** nella **zona di offerta** z

1-23.5.3 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti

In ciascun **ISP** t il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti C_u^{namcz} di cui al punto 25 della Sezione 20 per ciascuna **UAS**, **UnAP** e **UVnA** u è pari a:

$$C_u^{namcz} = P_z^{namcz} \times S_u$$

dove:

P_z^{namcz} è il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario riferito alla **zona di offerta** z in cui è localizzata l'**unità** u nella **MTU** h che comprende l'**ISP** t .

SEZIONE 1-24

Corrispettivo di dispacciamento

ARTICOLO 1-24.1

Finalità del corrispettivo di dispacciamento

Il corrispettivo di dispacciamento trasferisce alle **unità di prelievo** per il tramite dei relativi **BRP** i proventi e gli oneri sostenuti da **TERNA**

- per l’approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** per il tramite del **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**
- per l’approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** per il tramite delle procedure di cui alla Sezione 15 con le relative compensazioni
- per la remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema ai sensi degli Articoli 64, 65 della Deliberazione 111/06 [36]
- per l’erogazione dei ristori per la mancata produzione eolica di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [45]
- per assicurare il proprio funzionamento ai fini del dispacciamento
- per la regolazione delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento.

ARTICOLO 1-24.2

Determinazione del corrispettivo di dispacciamento

In ciascun **ISP** t , il corrispettivo di dispacciamento di cui al punto 27 della Sezione 20 relativo a ciascuna **unità di prelievo** è pari a:

$$C_u^{disp} = \left(P_q^{upl} + P_q^{uess} + P_y^{fte} + P_q^{mod} + P_q^{wind} + P_q^{oth} \right) \times E_u^W$$

dove:

P_q^{upl}	è il corrispettivo unitario <i>uplift</i> per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali di cui alla Sezione 24.3 relativo al trimestre q che contiene l'ISP t
P_q^{uess}	è il corrispettivo a copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema di cui alla Sezione 24.4 relativo al trimestre q che contiene l'ISP t
P_y^{fte}	è il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA ai fini del dispacciamento di cui alla Sezione 24.5 relativo all'anno y che contiene l'ISP t
P_q^{mod}	è il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria di cui alla Sezione 24.6 relativo al trimestre q che contiene l'ISP t
P_q^{wind}	è il corrispettivo a copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica di cui alla Sezione 24.7 relativo al trimestre q che contiene l'ISP t
P_q^{oth}	è il corrispettivo a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento di cui alla Sezione 24.8 relativo al trimestre q che contiene l'ISP t .

ARTICOLO 1-24.3

Corrispettivo *uplift* a copertura dei costi per l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali**

1-24.3.1 Corrispettivo unitario *uplift* relativo al trimestre

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario *uplift* P_q^{upl} a copertura dei costi per l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** e per il **ridispacciamento** è pari a:

$$P_q^{upl} = P_q^{attMSDMB} + P_q^{attded} + P_q^{rupl}$$

con:

$$P_q^{attMSDMB} = \frac{-T_q^{attMSDMB}}{E_q^{Wstm}}$$

$$P_q^{attded} = \frac{-T_q^{attded}}{E_q^{Wstm}}$$

$$P_q^{rupl} = \frac{T_q^{recupl}}{E_q^{Wstm}}$$

$$T_q^{recupl} = -T_{q-1}^{MSDMB} - T_{q-1}^{sldded} - T_{q-1}^{sldupl}$$

dove:

$P_q^{attMSDMB}$	è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
P_q^{attded}	è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo all'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
P_q^{rupl}	è il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al congruaggio del corrispettivo <i>uplift</i>
$T_q^{attMSDMB}$	è il saldo in euro atteso per il trimestre q fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
T_q^{attded}	è il saldo atteso in euro in euro per il trimestre q dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_q^{recupl}	è il congruaggio in euro del corrispettivo <i>uplift</i> da recuperare nel trimestre q
T_{q-1}^{MSDMB}	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
T_{q-1}^{slddd}	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_{q-1}^{sldupl}	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ dall'applicazione del corrispettivo <i>uplift</i>
E_q^{Wstm}	è la stima dell'energia che sarà prelevata nel trimestre q dalle unità di prelievo
$q - 1$	è il trimestre precedente al trimestre q

Nel calcolo dei termini T_{q-1}^{MSDMB} , T_{q-1}^{slddd} , T_{q-1}^{sldupl} **TERNA**:

- fa riferimento agli ultimi tre mesi per i quali sono disponibili dati a consuntivo
- adegua i relativi importi per tenere conto di un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

1-24.3.2 Corrispettivo unitario uplift a consuntivo relativo al mese

In ciascun mese m , il corrispettivo unitario *uplift* P_m^{upl} a consuntivo è pari a:

$$P_m^{upl} = P_m^{uplMSDMB} + P_m^{uplded}$$

con:

$$P_m^{uplMSDMB} = \frac{-T_m^{MSDMB}}{E_m^W}$$

$$P_m^{uplded} = \frac{-T_m^{uplded}}{E_m^W}$$

dove:

$P_m^{uplMSDMB}$	è il corrispettivo unitario a consuntivo per il mese m relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
$P_m^{uploded}$	è il corrispettivo unitario a consuntivo per il mese m relativo all'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_m^{MSDMB}	è il saldo in euro maturato nel mese m fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
T_m^{sldded}	è il saldo in euro maturato nel mese m dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
E_m^W	è l'energia prelevata nel mese m dalle unità di prelievo

1-24.3.3 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo *uplift*

Ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari *uplift* P_q^{upl} e P_m^{upl} , nei termini $T_q^{attMSDMB}$, T_q^{MSDMB} e T_m^{MSDMB} sono inclusi i proventi e gli oneri relativi:

- al [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#)
- alle procedure fuori mercato di cui alla Sezione 15 ad eccezione delle procedure per l'approvvigionamento del [servizio di modulazione straordinaria](#)
- ai premi erogati nell'ambito delle modalità alternative per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema di cui all'Articolo 65bis della Deliberazione 111/06 [36]

Ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari *uplift* P_q^{upl} e P_m^{upl} nei termini nei termini T_q^{attded} , T_q^{sldded} e T_m^{sldded} sono inclusi i proventi e gli oneri relativi all'applicazione:

- dei corrispettivi di di sbilanciamento di cui alla Sezione 21
- dei corrispettivi di mancata movimentazione di cui alla Sezione 19.3.5
- dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di cui alle Sezioni 22.2.3 e 22.2.5
- dei corrispettivi di non arbitraggio di cui alla Sezione 23.4
- dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonale di cui alla Sezione 23.5.

1-24.3.4 Tempistiche di determinazione dei corrispettivi unitari *uplift*

Ai fini della determinazione del corrispettivo di dispacciamento, [TERNA](#) determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo unitario *uplift* P_q^{upl} relativo al trimestre q entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente $q - 1$, dando separata evidenza dei contributi:

- $P_q^{uplMSDMB}$
- P_q^{uplded}
- P_q^{rupl}

Ai fini della trasparenza nei confronti dei BRP, TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo unitario *uplift* a consuntivo P_m^{upl} relativo al mese m entro il giorno 5 del secondo mese successivo $m + 2$, dando separata evidenza dei contributi:

- $P_m^{uplMSDMB}$
- P_m^{uplded}

ARTICOLO 1-24.4

Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema

1-24.4.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{uess} a copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema è pari a:

$$P_q^{uess} = P_q^{uevar} + P_y^{uefix}$$

dove:

- P_q^{uevar} è il corrispettivo unitario *uess* relativo ai costi variabili degli impianti essenziali per il trimestre q di cui alla Sezione 24.4.2
- P_y^{uefix} è il corrispettivo unitario *uess* relativo ai costi fissi degli impianti essenziali per l'anno y che include il trimestre q di cui alla Sezione 24.4.4.

1-24.4.2 Corrispettivo unitario relativo ai costi variabili

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{uevar} a copertura dei costi variabili relativi agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema è pari a:

$$P_q^{uevar} = P_q^{attuevar} + P_q^{ruevar}$$

con:

$$P_q^{attuevar} = \frac{T_q^{attuevar}}{E_q^{stm}}$$

$$P_q^{ruevar} = \frac{T_q^{recuevar}}{E_q^{stm}}$$

$$T_q^{recuevar} = T_{q-1}^{uevar} - T_{q-1}^{corruevar}$$

dove:

$P_q^{attuevar}$	è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi variabili degli impianti essenziali
P_q^{ruevar}	è il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al conguaglio dei costi variabili degli impianti essenziali
$T_q^{attuevar}$	è il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi variabili degli impianti essenziali
$T_q^{recuevar}$	è il conguaglio in euro dei costi variabili degli impianti essenziali da recuperare nel trimestre q
T_{q-1}^{uevar}	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ per i costi variabili degli impianti essenziali
$T_{q-1}^{corruevar}$	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ dall'applicazione del corrispettivo unitario P_{q-1}^{uevar}
$q - 1$	è il trimestre precedente al trimestre q

Nel calcolo dei termini T_{q-1}^{uevar} e $T_{q-1}^{corruevar}$ **TERNA**:

- fa riferimento agli ultimi tre mesi per i quali sono disponibili dati a consuntivo
- integra il saldo T_{q-1}^{uevar} sulla base dei costi connessi alla remunerazione degli impianti essenziali di cui all'Articolo 64 della Deliberazione 111/06 [36] riferibili ad un periodo diverso dagli ultimi tre mesi per cui sono disponibili i dati a consuntivo e non ancora contabilizzati nei trimestri precedenti
- adegua i relativi importi per tenere conto di un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

1-24.4.3 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo relativo ai costi variabili

Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario *uess* P_q^{uevar} , nei termini $T_q^{attuevar}$ e T_q^{uevar} sono inclusi gli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'Articolo 64 della Deliberazione 111/06 [36] negli *ISP* t e nelle *MTU* h per le quali gli impianti sono considerati indispensabili per la sicurezza del sistema.

1-24.4.4 Corrispettivo unitario relativo ai costi fissi

In ciascun anno y , il corrispettivo unitario P_y^{uefix} a copertura dei costi fissi relativi agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema ammessi al regime di reintegrazione dei costi di cui all'Articolo 65 della Deliberazione 111/06 [36] è pari al valore riportato nelle tabelle pubblicate sul sito dell'**Autorità**.

1-24.4.5 *Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo P_q^{uess} relativo al trimestre q entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente $q - 1$, dando separata evidenza dei contributi:

- P_q^{uevar}
- P_y^{uefix}

L'**Autorità** determina il corrispettivo unitario P_y^{uefix} entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di competenza.

ARTICOLO 1-24.5

Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di **TERNA ai fini del dispacciamento**

In ciascun anno y , il corrispettivo unitario P_y^{fte} a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di **TERNA** ai fini del dispacciamento è pari al valore riportato nelle tabelle pubblicate sul sito dell'**Autorità**.

L'**Autorità** determina il corrispettivo unitario P_y^{fte} entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di competenza.

ARTICOLO 1-24.6

Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria

1-24.6.1 *Corrispettivo unitario relativo al trimestre*

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{mod} a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria è pari a:

$$P_q^{mod} = P_q^{modvar} + P_y^{modfix}$$

dove:

P_q^{modvar} è il corrispettivo unitario *mod* relativo ai costi variabili della modulazione per il trimestre q di cui alla Sezione 24.6.2

P_y^{modfix} è il corrispettivo unitario *uess* relativo ai costi fissi della modulazione per l'anno y che include il trimestre q di cui alla Sezione 24.6.4.

1-24.6.2 *Corrispettivo unitario relativo ai costi variabili*

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{modvar} a copertura dei costi variabili delle modulazioni è pari a:

$$P_q^{modvar} = P_q^{attmodvar} + P_q^{rmodvar}$$

con:

$$P_q^{attmodvar} = \frac{T_q^{attmodvar}}{E_q^{stm}}$$

$$P_q^{rmodvar} = \frac{T_q^{recmodvar}}{E_q^{stm}}$$

$$T_q^{recmodvar} = T_{q-1}^{modvar} - T_{q-1}^{corrmodvar}$$

dove:

$P_q^{attmodvar}$ è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi variabili delle modulazioni

$P_q^{rmodvar}$ è il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al congruaggio dei costi variabili delle modulazioni

$T_q^{attmodvar}$ è il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi variabili delle modulazioni

$T_q^{recmodvar}$ è il congruaggio in euro dei costi variabili delle modulazioni da recuperare nel trimestre q

T_{q-1}^{modvar} è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ per i costi variabili delle modulazioni

$T_{q-1}^{corrmodvar}$ è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ dall'applicazione del corrispettivo unitario P_{q-1}^{modvar}

$q - 1$ è il trimestre precedente al trimestre q

Nel calcolo dei termini T_{q-1}^{modvar} e $T_{q-1}^{corrmodvar}$ **TERNA**:

- fa riferimento agli ultimi tre mesi per i quali sono disponibili dati a consuntivo
- adegua i relativi importi per tenere conto di un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

1-24.6.3 *Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo relativo ai costi variabili*

Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario P_q^{modvar} , nei termini $T_q^{attmodvar}$ e T_q^{modvar} sono inclusi gli oneri derivanti:

- dall'applicazione dei corrispettivi di compensazione delle modulazioni di cui alla Sezione 22.3.5
- dalla eventuale remunerazione per singolo evento di distacco qualora prevista nelle procedure di mercato a termine di cui alla Sezione 15.3.

1-24.6.4 Corrispettivo unitario relativo ai costi fissi

In ciascun anno y , il corrispettivo unitario P_y^{modfix} a copertura dei costi fissi emergenti dalle procedure di mercato a termine per l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria è pari al valore riportato nelle tabelle pubblicate sul sito dell'Autorità.

1-24.6.5 Tempistiche di determinazione del corrispettivo

TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo P_q^{mod} relativo al trimestre q entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente $q - 1$, dando separata evidenza dei contributi:

- P_q^{modvar}
- P_y^{modfix}

L'Autorità determina il corrispettivo unitario P_y^{modfix} entro il 31 dicembre dell'anno precedente a quello di competenza.

ARTICOLO 1-24.7

Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica

1-24.7.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{wind} a copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica è pari a:

$$P_q^{wind} = P_q^{attwind} + P_q^{rwind}$$

con:

$$P_q^{attwind} = \frac{T_q^{attwind}}{E_q^{stm}}$$

$$P_q^{rwind} = \frac{T_q^{recwind} E_q^{stm}}{E_q^{stm}}$$

$$T_q^{recwind} = T_{q-1}^{wind} - T_{q-1}^{corrwind}$$

dove:

$P_q^{attwind}$ è il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi dei ristori per la mancata produzione eolica

P_q^{rwind} è il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al congruaggio dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica

$T_q^{attwind}$	è il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi dei ristori per la mancata produzione eolica
$T_q^{recwind}$	è il conguaglio in euro dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica da recuperare nel trimestre q
T_{q-1}^{wind}	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ per i costi dei ristori per la mancata produzione eolica
$T_{q-1}^{corrwind}$	è il saldo in euro maturato nel trimestre $q - 1$ dall'applicazione del corrispettivo unitario P_{q-1}^{wind}
$q - 1$	è il trimestre precedente al trimestre q

Nel calcolo dei termini T_{q-1}^{wind} , $T_{q-1}^{corrwind}$ **TERNA**:

- fa riferimento agli ultimi tre mesi per i quali sono disponibili dati a consuntivo
- adegua i relativi importi per tenere conto di un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

1-24.7.2 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo

Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario P_q^{wind} , nei termini $T_q^{attwind}$ e T_q^{wind} sono inclusi:

- i costi legati alla remunerazione delle **UP** a fonte eolica oggetto di ordini di dispacciamento ai sensi dell'Articolo 7 della Deliberazione ARG/elt 5/10 [45]
- i costi per la remunerazione degli interventi di adeguamento delle **UP** a fonte eolica esistenti di cui all'Articolo 17 della Deliberazione ARG/elt 5/10 [45], al netto di quanto previsto dal comma 29.2 della medesima deliberazione.

1-24.7.3 Tempistiche di determinazione del corrispettivo

TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo unitario P_q^{wind} relativo al trimestre q entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente $q - 1$.

ARTICOLO 1-24.8

Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento

1-24.8.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre

In ciascun trimestre q , il corrispettivo unitario P_q^{oth} a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento è pari a:

$$P_q^{oth} = \frac{-T_{q-1}^{oth}}{E_q^{stm}}$$

dove:

T_{q-1}^{oth} è il saldo maturato nel trimestre $q - 1$ fra i proventi e gli oneri relativi alle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento

$q - 1$ è il trimestre precedente al trimestre q

Nel calcolo del termine T_{q-1}^{oth} **TERNA**:

- fa riferimento agli ultimi tre mesi per i quali sono disponibili dati a consuntivo
- adegua i relativi importi per tenere conto di un tasso di interesse pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%.

1-24.8.2 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo unitario

Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario P_q^{oth} , nel termine T_{q-1}^{oth} sono inclusi:

1. il saldo fra i proventi e gli oneri per il servizio di aggregazione delle misure di cui all'Articolo 15 del **TIS**, inclusivi quelli relativi all'erogazione dei relativi premi e penalità ai sensi dell'Articolo 48 del **TIS**
2. il saldo netto da CCT e CCC in capo a Terna ai sensi dell'Articolo 7 della Deliberazione 205/04 [46]
3. il saldo tra proventi e oneri per l'allocazione a termine della capacità di trasporto sui confini con Francia, Austria, Slovenia, Svizzera e Grecia secondo i prodotti di cui alla Sezione 12.3
4. il saldo tra proventi ed oneri per garantire il servizio di interconnessione virtuale di cui alla Deliberazione ARG/elt 179/09 [47]
5. il saldo tra proventi e oneri relativi alla remunerazione del progetto pilota relativo all'adeguamento degli impianti per la regolazione di tensione di cui alla Deliberazione 321/2021/R/eel [48]
6. il saldo tra proventi ed oneri relativi all'applicazione dei meccanismi premiali di cui alla Deliberazione 324/2020/R/eel [49] e di cui alla Deliberazione 44/2021/R/eel [50]
7. il saldo tra proventi e oneri relativi ai meccanismi di incentivazione di **TERNA** ai sensi della Deliberazione 597/2021/R/eel [51]
8. il saldo tra proventi e oneri maturati per effetto della liquidazione delle partite economiche di conguaglio per l'illuminazione pubblica di cui all'Articolo 32 del **TIS**

9. il saldo tra proventi e oneri maturati per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* di cui all'Articolo 59 del TIS ripartito in due trimestri successivi
10. il saldo tra proventi e oneri maturati per effetto della liquidazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive di cui all'Articolo 67 del TIS ripartito in due trimestri successivi.
11. il saldo tra proventi e oneri maturati per effetto di altre partite che non trovano adeguata copertura in altri corrispettivi.

Gli importi di cui ai punti 8, 9 e 10 sono da intendersi al netto degli importi già considerati ai fini dell'aggiornamento dei corrispettivi a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità di cui all'Articolo 14 della Deliberazione ARG/elt 98/11 [43] e all'Articolo 6 della Deliberazione 566/2021/R/eel [44].

1-24.8.3 Tempistiche di determinazione del corrispettivo

TERNA determina e pubblica sul proprio sito internet il corrispettivo un unitario P_q^{oth} relativo al trimestre q entro il giorno 15 dell'ultimo mese del trimestre precedente $q - 1$ dando separata evidenza dei contributi provenienti da ciascuna delle voci di cui alla Sezione 24.8.2.

SEZIONE 1–25

***Settlement* in caso di inadeguatezza del sistema**

ARTICOLO 1–25.1

Inadeguatezza del sistema

In ciascun ISP t , una **macrozona di sbilanciamento** mz è in condizione di inadeguatezza quando **TERNA** è obbligata, per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico ad attivare in almeno una delle **zone di offerta** appartenenti alla **macrozona di sbilanciamento** mz il **PESSE**:

- a preventivo durante l'esecuzione di **MSD**
- in tempo reale con un preavviso di almeno 30 minuti rispetto all'inizio dei distacchi.

ARTICOLO 1–25.2

Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza

Qualora una **macrozona di sbilanciamento** mz si trovi in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, in deroga a quanto previsto dalla Sezione 21.5 in ciascun ISP t il prezzo di sbilanciamento P_{mz}^{sb} nella macrozona mz è pari a:

$$P_{mz}^{sb} = VENTF$$

dove:

$VENTF$ è il valore dell'energia non fornita pari a 3000 €/MWh

ARTICOLO 1–25.3

Movimentazioni in condizioni di inadeguatezza

Qualora una **macrozona di sbilanciamento** mz si trovi in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, in deroga a quanto previsto dalla Sezione 19.3.3, in ciascun ISP t la movimentazione per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** E_u^{mov} eseguita da

ciascuna UVAN e UVAZ u localizzata nella macrozona di sbilanciamento mz che include almeno una UC oggetto di distacco è pari a:

$$E_u^{mov} = \begin{cases} Prg_u^{mov} & \forall t \mid Prg_u^{mov} > 0 \\ \min [0, \max (Prg_u^{mov}, \Delta E_u)] & \forall t \mid Prg_u^{mov} < 0 \end{cases}$$

ARTICOLO 1-25.4

Remunerazione dei margini a salire in condizioni di inadeguatezza

1-25.4.1 Corrispettivo di remunerazione dei margini a salire

Ciascun BSP riceve da TERNA per ciascuna UAS e ciascuna UVA u localizzata in una macrozona di sbilanciamento mz in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1 il corrispettivo $C_u^{marpesse}$ per la remunerazione dei margini a salire relativo a ciascuna UAS e UVA localizzata nella macrozona di sbilanciamento mz è pari a:

$$C_u^{marpesse} = \left(VENF - \overline{P_o^{MB}} \right) \times M_u^{\uparrow pesse}$$

dove:

$\overline{P_o^{MB}}$ è il valore cui è remunerata l'offerta presentata su MB con riferimento all'unità u

$M_u^{\uparrow pesse}$ è il margine a salire in condizioni di inadeguatezza relativo all'unità u di cui alla Sezione 25.4.2

1-25.4.2 Margine a salire in condizioni di inadeguatezza

In una macrozona di sbilanciamento mz in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, il margine a salire in condizioni di inadeguatezza $M_u^{\uparrow pesse}$ relativo a ciascuna UAS e UVA u è pari a:

$$M_u^{\uparrow pesse} = K_u^I - \left(PRG_u^{base} + \overline{Q_u^{MSD}} - \overline{Q_u^{MSD}} \right)$$

ARTICOLO 1-25.5

Determinazione dell'energia prelevata in condizioni di inadeguatezza

1-25.5.1 Prelievo convenzionale per le UVZ

Qualora una macrozona di sbilanciamento mz si trovi in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, in deroga a quanto previsto dalla Sezione 2 del TIS in materia di determinazione dell'energia prelevata dalle UC non trattate su base oraria, in ciascun ISP t e in ciascuna area di riferimento a ciascuna UVZ in prelievo u è convenzionalmente attribuita la quantità di energia pari al prodotto fra:

- il prelievo residuo virtuale PRA^{virt} di cui alla Sezione 25.5.2
- il coefficiente di ripartizione virtuale del prelievo $CRPU_u^{virt}$ relativo all'UVZ in prelievo u di cui alla Sezione 25.5.3 nella fascia oraria che include l'ISP t .

1-25.5.2 Prelievo residuo di area virtuale

In ciascuna **area di riferimento** inclusa in una **macrozona di sbilanciamento** mz in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, in ciascun **ISP** t il prelievo residuo di area virtuale PRA^{virt} è pari a:

$$PRA^{virt} = \frac{PRA}{1 - \sum_{uc \in Adist} CRPP_{uc}}$$

dove:

- PRA è il prelievo residuo di area di cui all'Articolo 7 del **TIS** nell'ISP t
 $CRPP_{uc}$ è il coefficiente di ripartizione del prelievo di cui all'Articolo 18 del **TIS** relativo a ciascuna **UC** uc nella **fascia oraria** che include l'ISP t
 $uc \in Adist$ la sommatoria è estesa a tutte le **UC** uc rientranti nell'insieme $Adist$ comprendente le **UC** oggetto di distacco nell'ambito del **PESSE**.

Per le **UC** uc nella titolarità dei **clienti finali** ricompresi nel mercato libero si utilizzano i coefficienti $CRPP_{uc}$ disponibili sul **SII**.

Per le **UC** uc nella titolarità dei **clienti finali** ricompresi nel servizio di maggior tutela si utilizzando i coefficienti $CRPP_{uc}$ opportunamente determinati dai **DSO** con le modalità di cui all'Articolo 21 del **TIS**.

1-25.5.3 Coefficiente di ripartizione del prelievo virtuale

In ciascuna **area di riferimento** inclusa in una **macrozona di sbilanciamento** mz in condizioni di inadeguatezza ai sensi della Sezione 25.1, in ciascuna **fascia oraria** il coefficiente virtuale di ripartizione del prelievo $CRPU_u^{virt}$ relativo all'UVZ in prelievo u

$$CRPU_u^{virt} = CRPU_u - \sum_{\substack{uc \in Adist \\ uc \in u}} CRPP_{uc}$$

dove:

- $CRPU_u$ è il coefficiente di ripartizione del prelievo di cui all'Articolo 17 del **TIS** relativo all'UVZ u nella **fascia oraria** che include l'ISP t
 $uc \in Adist$ la sommatoria è estesa a tutte le **UC** uc rientranti nell'insieme $Adist$ comprendente le **UC** oggetto di distacco nell'ambito del **PESSE**

$uc \in u$ la sommatoria è estesa a tutte le **UC** uc incluse nell'**UVZ** in prelievo u .

SEZIONE 1–26

Inadempimenti e garanzie

ARTICOLO 1–26.1

Sistema di garanzie predisposto da **GME**

GME organizza e gestisce un sistema di garanzie in coerenza con i criteri riportati nel Decreto Ministeriale 29 aprile 2009 [27]. I dettagli del sistema di garanzie sono riportati nel **TIDME**.

GME informa tempestivamente l’**Autorità**:

- qualora dovessero emergere dei costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell’insolvenza degli **operatori di mercato** non coperta dal sistema di garanzie e superiori all’ammontare relativo a mezzi propri a disposizione di **GME**
- qualora i mezzi propri a disposizione di **GME** dovessero risultare insufficienti per effettuare i pagamenti a favore degli **operatori di mercato**.

Nei casi sopracitati, l’**Autorità** assicura al **GME** la tempestiva disponibilità delle somme necessarie e ne definisce le modalità di recupero attraverso appositi corrispettivi.

ARTICOLO 1–26.2

Sistema di garanzie predisposto da **TERNA**

TERNA organizza e gestisce un sistema di garanzie al fine di limitare la massima esposizione consentita per ciascun **BRP** e per ciascun **BSP** rispetto alle partite economiche di relativa competenza. I dettagli del sistema di garanzie sono riportati nel **Codice di Rete**.

A tal fine **TERNA**:

- determina i volumi rilevanti per le partite economiche di competenza di ciascun **BRP** e ciascun **BSP** sulla base del dato effettivo sull’energia immessa e prelevata, qualora disponibile, o sulla base delle migliori stime disponibili in caso contrario
- valorizza le partite economiche di competenza di ciascun **BRP** e ciascun **BSP** sulla base dei prezzi e corrispettivi unitari effettivi, qualora disponibili, o di opportune stime in caso contrario

- può accettare differenti forme di garanzia, nonchè forme di copertura parziale in caso di **BRP** e **BSP** con particolari caratteristiche di onorabilità e solvibilità.

Qualora l'esposizione di un **BRP** o di un **BSP** superi l'esposizione massima consentita in funzione del livello di garanzie prestate, **TERNA**:

- richiede al **BRP** o al **BSP** interessato la reintegrazione delle garanzie entro il termine riportato nel **Codice di Rete**
- in caso di mancata reintegrazione adotta tutte le misure necessarie al contenimento degli oneri a carico del sistema elettrico, ivi inclusa la risoluzione del **contratto di dispacciamento**.

Qualora dovessero emergere dei costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell'insolvenza dei **BSP** e dei **BRP** non coperti dal sistema di garanzie sopra descritto **TERNA** informa tempestivamente l'**Autorità** che definisce le modalità di recupero attraverso appositi corrispettivi.

Parte VII

Disposizioni transitorie e finali

SEZIONE 1-27

Obblighi informativi

ARTICOLO 1-27.1

Obblighi informativi in capo a **GME**

1-27.1.1 Pubblicazione degli elenchi degli operatori

GME pubblica sul proprio sito internet:

- l'elenco degli **operatori di mercato**
- l'elenco degli **operatori della PCE**.

Gli elenchi sono aggiornati e ripubblicati il primo giorno di ciascun mese sulla base dei contratti per l'adesione al **mercato dell'energia elettrica** di cui alla Sezione 3.3 e dei contratti di adesione alla Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 3.4 in essere a quella data.

ARTICOLO 1-27.2

Obblighi informativi in capo a **TERNA**

1-27.2.1 Pubblicazione degli elenchi degli operatori

TERNA pubblica sul proprio sito internet

- l'elenco dei **BRP**
- l'elenco dei **BSP**.

Gli elenchi sono aggiornati e ripubblicati il primo giorno di ciascun mese sulla base dei contratti di dispacciamento di cui alla Sezione 3.1 e dei contratti per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** di cui alla Sezione 3.2 in essere a quella data.

1-27.2.2 *Modello della rete rilevante*

TERNA rende disponibile sul proprio sito internet la rappresentazione della **rete rilevante** fornendo almeno le seguenti informazioni statiche:

- lista dei nodi con indicazione delle eventuali **UAS** e **UnAP** direttamente connesse agli stessi
- lista delle linee e dei trasformatori con indicazione dei nodi cui sono connessi, della relativa resistenza, reattanza e suscettanza verso terra e della relativa portata.

Le informazioni devono essere pubblicate in un formato elettronico di immediato utilizzo.

Le informazioni devono essere aggiornate almeno su base semestrale.

1-27.2.3 *Monitoraggio del modello zonale e delle congestioni fisiche*

Entro il 30 aprile di ogni anno, TERNA invia all'Autorità un rapporto sulle **congestioni fisiche** del sistema elettrico occorse nell'anno precedente e sulla capacità del modello zonale di rappresentarle adeguatamente. Il rapporto reca almeno le informazioni di cui all'analogo rapporto predisposto da **ENTSO-E (ENTSO-E)** ai sensi dell'Articolo 14(2) del Regolamento (UE) 2019/943 [2] e dell'Articolo 34 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1], relative al perimetro nazionale.

1-27.2.4 *Informazioni sullo stato del sistema elettrico*

Entro il 30 settembre di ciascun anno y TERNA elabora elabora e pubblica sul proprio sito internet la previsione, riferita all'anno $y + 1$:

- dei limiti di transito fra le **zone di offerta**, eventualmente differenziati per i diversi periodi dell'anno
- della domanda oraria attesa sul sistema elettrico e della distribuzione percentuale della stessa fra le **zone di offerta**.

TERNA pubblica contestualmente alla previsione di cui sopra una apposita relazione tecnica recante le ipotesi, la metodologia e i criteri utilizzati per la elaborazione della previsione stessa.

TERNA provvede periodicamente all'aggiornamento di detta previsione tenendo conto delle informazioni che si rendono disponibili in corso d'anno.

1-27.2.5 Informazioni statistiche sul mercato per i servizi ancillari nazionali globali

Per ciascun ISP t e per ciascuna zona di offerta z e separatamente per MSD, MB e piattaforme di bilanciamento, TERNA pubblica sul proprio sito internet nel giorno successivo a quello di competenza:

- il numero di offerte ricevute per ciascuna delle tipologie di offerta di cui alla Sezione 14.4
- le quantità complessivamente approvvigionate a salire e a scendere di cui alle Sezioni 14.5.8 e 14.6.5 e il relativo valore medio di attivazione (per le quantità approvvigionate su MSD e MB) o il relativo prezzo marginale (per le quantità approvvigionate sulle piattaforme di bilanciamento)
- il prezzo più basso delle offerte accettate a scendere su MSD e su MB e il prezzo più alto delle offerte accettate a salire su MSD e su MB.

SEZIONE 1–28

Disposizioni transitorie e finali

ARTICOLO 1–28.1

Raccordo con il **TIMM**

TERNA, anche ai fini dell'attuazione del [Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency \(REMIT\)](#):

- monitora sistematicamente a consuntivo la coerenza fra lo stato effettivo delle **UP** e le comunicazioni inviate dai **BRP** ai sensi del punto 2.9.2 della Sezione 2.9.2.
- effettua in cooperazione con i **DSO** verifiche a campione sulla coerenza fra i prelievi effettivi di ciascuna **UP** e la perizia asseverata di cui al punto 6 della Deliberazione 109/2021/R/eel [37]
- effettua in cooperazione con **GME** verifiche a campione sulla coerenza delle offerte presentate sul [mercato dell'energia elettrica](#) con lo stato effettivo degli impianti, intimando, laddove necessario, la modifica delle offerte stesse
- segnala tempestivamente all'**Autorità** eventuali comportamenti anomali o situazioni di incongruenza, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza.

Ai fini di quanto sopra **TERNA** si coordina con il **GME** nell'ambito della convenzione di cui alla Sezione 4.4 e con i **DSO** secondo le modalità definite nel [Codice di Rete](#).

ARTICOLO 1–28.2

Raccordo con la Deliberazione 111/06 [36]

1–28.2.1 Validità dei contratti per il servizio di dispacciamento

I contratti per il servizio di dispacciamento stipulati ai sensi della Deliberazione 111/06 [36] rimangono validi. I relativi utenti del dispacciamento acquisiscono automaticamente la qualifica di **BRP** ai sensi del **TIDE** con i relativi diritti e doveri.

1-28.2.2 Abilitazione delle UP abilitate

Le **UP** abilitate alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali** ai sensi della Deliberazione 111/06 [36] che soddisfano i requisiti previsti da **TERNA** per l'abilitazione obbligatoria come **UAS** ai sensi della Sezione 8.5 sono automaticamente abilitate come **UAS**.

Per ciascuna di queste **UP**, **TERNA** comunica al relativo **produttore** l'avvenuta abilitazione come **UAS**, richiedendo la stipula del contratto per l'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali** di cui alla Sezione 3.2, direttamente o per interposizione di terzi.

1-28.2.3 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema

TERNA identifica gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema nel rispetto dei criteri di cui all'Articolo 3, comma 11, della Legge 2/09 [17] come declinati dall'Articolo 63 della Deliberazione 111/06 [36].

Gli impianti essenziali partecipano ai mercati di cui al **TIDE** nel rispetto dei vincoli di offerta previsti per il regime di appartenenza e di cui agli Articoli 64, 65 e 65bis della Deliberazione 111/06 [36].

ARTICOLO 1-28.3

Raccordo con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [52]

1-28.3.1 Termine dei progetti pilota diversi dal progetto riserva ultra-rapida e dalle modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO

I progetti pilota predisposti ai sensi della Deliberazione 300/2017/R/eel [52] diversi dal progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [53] e dalle modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO, cessano di produrre effetti dalla data dalla quale il **TIDE** inizia a produrre effetti. Fino a tale data le condizioni economiche e procedurali previste nei suddetti progetti pilota sono confermate.

Dalla data in cui il **TIDE** inizia a produrre effetti, tutte le risorse abilitate nei suddetti progetti pilota devono presentare richiesta di abilitazione come **UAS** o **UVA**; in assenza di richiesta esse sono escluse dall'erogazione dei **servizi ancillari nazionali globali**.

1-28.3.2 Progetto pilota riserva ultra-rapida

Il progetto pilota rimane in essere fino alla data dalla quale il **TIDE** inizia a produrre effetti. Il progetto pilota riserva ultra rapida di frequenza di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [53] rimane attivo fino alla data in cui il **TIDE** inizia a produrre effetti per tutti gli aspetti relativi all'approvvigionamento della **riserva ultra-rapida di frequenza**.

Le *fast reserve units* contrattualizzate nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [53]

- mantengono la remunerazione prevista dal contratto in essere fino alla sua naturale scadenza anche qualora successiva alla data in cui il **TIDE** inizia a produrre effetti
- per tutta la durata del contratto sono automaticamente abilitate per l'erogazione della **riserva ultra-rapida di frequenza** ai sensi del **TIDE** con applicazione delle disposizioni di cui alla Sezione 15.2.7 previste per le **UAS** e le **UVA** dotate di dispositivo di misura dell'energia erogata a titolo di **FCR** e **riserva ultra-rapida di frequenza**
- al termine del contratto in essere sono tenute a presentare una nuova richiesta di abilitazione ai sensi del **TIDE**; in caso contrario sono escluse dall'erogazione della **riserva ultra-rapida di frequenza**

1-28.3.3 Modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO

In sede di approvazione delle modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO, l'**Autorità** individuerà la durata delle sperimentazioni.

In caso in cui dette modalità sperimentali rimangano attive anche oltre la data in cui il **TIDE** inizia a produrre effetti, fino al termine del progetto stesso è sospesa la verifica dinamica di cui al punto 2 della Sezione 8.7.

ARTICOLO 1-28.4

Approvvigionamento transitorio della **FCR e della **riserva ultra-rapida di frequenza****

*1-28.4.1 Fase transitoria per la **FCR***

In deroga all'approvvigionamento della **FCR** tramite le procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2, **TERNA**:

- per sei mesi dalla data in cui il **TIDE** produce effetti:
 - prevede per tutte le **UP** aventi i requisiti previsti dal **Codice di Rete** per l'erogazione della **FCR** nella sua versione antecedente l'efficacia del **TIDE**, l'obbligo di messa a disposizione di una banda di potenza identica a quella prevista nella medesima versione del **Codice di Rete**
 - si avvale delle procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2 per l'approvvigionamento di un quantitativo ulteriore di **FCR** rispetto al fabbisogno minimo coperto dall'obbligo di messa a disposizione di cui al punto precedente
- decorsi sei mesi dalla data in cui il **TIDE** produce effetti e fino al 31 dicembre 2027:

- prevede per tutte le **UP** aventi i requisiti previsti dal **Codice di Rete** per l'erogazione della **FCR** nella sua versione antecedente l'efficacia del **TIDE**, l'obbligo di messa a disposizione di una banda di potenza inferiore a quella prevista nella medesima versione del **Codice di Rete**
- si avvale delle procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2 per l'approvvigionamento del quantitativo di **FCR** non coperto dall'obbligo di messa a disposizione di cui al punto precedente.

Per le bande obbligatoriamente messe a disposizione ai sensi della presente Sezione non è prevista alcuna remunerazione esplicita in €/MW. Per le **UP** dotate dei dispositivi UVRP previsti da **TERNA** ai sensi della Deliberazione 231/2013/R/eel [54] è applicato il trattamento economico dell'energia erogata a titolo di **FCR** previsto da quest'ultima deliberazione: detta energia è contabilizzata nell'ambito della modulazione E_u^{mod} ai fini del *settlement*.

1-28.4.2 *Fase transitoria per la riserva ultra-rapida di frequenza*

In deroga all'approvvigionamento della **riserva ultra-rapida di frequenza** tramite le procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2, dalla data in cui il **TIDE** produce effetti e fino al termine di durata dei contratti stipulati nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [53], **TERNA**:

- verifica che i contratti stipulati nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida consentano di coprire il fabbisogno di **riserva ultra-rapida di frequenza**
- in caso in cui la verifica di cui al punto precedente dia esito negativo, procede all'approvvigionamento del quantitativo di **riserva ultra-rapida di frequenza** non coperto dai contratti stipulati nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida tramite le procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2.

1-28.4.3 *Dispositivi esistenti per la misura dell'energia erogata*

I dispositivi UVRP previsti da **TERNA** ai sensi della Deliberazione 231/2013/R/eel [54] e i dispositivi UVRF previsti da **TERNA** nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [53] sono considerati compatibili con le specifiche definite ai sensi della Sezione 15.2.7.

TERNA nel **Codice di Rete** definisce gli eventuali ulteriori requisiti che:

- i dispositivi UVRP devono soddisfare per essere abilitati alla misura dell'energia erogata a titolo di **riserva ultra-rapida di frequenza**
- i dispositivi UVRF devono soddisfare per essere abilitati alla misura dell'energia erogata a titolo di **FCR**.

ARTICOLO 1–28.5

Punti di dispacciamento

Nell’ambito del quadro regolatorio adottato dall’**Autorità**, la locuzione punto di dispacciamento è da intendersi equivalente a una **UAS** o **UnAP** o **UVN** o **UVZ** o **UVI** o **UVE** come definite ai sensi del **TIDE**. In particolare:

- i punti di dispacciamento di immissione sono da intendersi equivalenti alle **unità di immissione**
- i punti di dispacciamento di prelievo sono da intendersi equivalente alle **unità di prelievo**
- i punti di dispacciamento di importazione sono da intendersi equivalenti alle **UVI** nelle quali confluiscono sia i **punti di importazione** associati al controllo degli **scambi programmati** sia i **punti di importazione** non associati al controllo degli **scambi programmati**
- i punti di dispacciamento di esportazione sono da intendersi equivalenti alle **UVE** nelle quali confluiscono sia i **punti di esportazione** associati al controllo degli **scambi programmati** sia i **punti di esportazione** non associati al controllo degli **scambi programmati**.

ARTICOLO 1–28.6

Ordini di dispacciamento e *baseline* per le UVN

Con riferimento alle **UVN**, **TERNA** monitora la coerenza fra le nomine registrate dai **BSP** sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 e la *baseline* teorica delle relative **UVAN** determinata da **TERNA** con criteri analoghi a quelli utilizzati per le **UVAZ** ai sensi della Sezione 19.3.1.

TERNA può proporre all’**Autorità**, tramite modifiche al **Codice di Rete**, specifici correttivi a carico dei **BSP** atti a incentivare la coerenza di cui sopra.

ARTICOLO 1–28.7

Condizioni di emergenza

Il **mercato dell’energia elettrica** può rimanere attivo anche negli stati di emergenza e di ripristino del sistema di cui all’Articolo 18 del Regolamento (UE) 2017/1485 [3]. È facoltà di **TERNA** decidere se sospendere il **mercato dell’energia elettrica** in tali situazioni sulla base dei criteri e delle modalità incluse nel **Codice di Rete** e predisposte ai sensi dell’Articolo 36 del Regolamento (UE) 2017/2196 [5].

In caso di sospensione del **mercato dell’energia elettrica** l’energia immessa e prelevata dalla rete è regolata sulla base delle disposizioni adottate dall’**Autorità**.

ARTICOLO 1–28.8

Macrozone per i prezzi di sbilanciamento

TERNA predispone la metodologia per l'identificazione degli aggregati delle **aree di prezzo di sbilanciamento** di cui alla Sezione 21.4.1 secondo le modalità di cui alla Deliberazione 523/2021/R/eel [55].

Qualora la metodologia di cui sopra sia implementata successivamente alla data dalla quale il TIDE inizia a produrre effetti, fino alla data di implementazione di tale metodologia:

- è sospesa l'applicazione delle disposizioni di cui alla Sezione 21.4.1
- TERNA utilizza ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento i seguenti aggregati:
 - macrozona Nord, coincidente con la **zona di offerta Nord** come identificata dalla corrente versione dell'Allegato A24 al **Codice di Rete**
 - macrozona Sud, coincidente con tutte le altre **zone di offerta** diverse dalla zona Nord, come identificate dalla corrente versione dell'Allegato A24 al **Codice di Rete**.

ARTICOLO 1–28.9

Sviluppo del modello e dell'algoritmo di ottimizzazione per l'Integrated Scheduling Process

Entro il 28 febbraio 2024, unitamente alla nuova versione del cronoprogramma di cui all'Articolo 3 della Deliberazione 597/2021/R/eel [51], TERNA predispone e invia all'Autorità una relazione tecnica sullo stato dell'arte dei modelli e algoritmi di ottimizzazione disponibili, unitamente a valutazioni sull'implementazione delle disposizioni di cui alla Sezione 14.5.4.

Nel redigere la nuova versione del cronoprogramma e la relazione di cui al paragrafo precedente TERNA tiene conto:

- delle eventuali limitazioni al tempo massimo per il raggiungimento della soluzione nel rispetto delle tempistiche dettate dal quadro regolatorio europeo di cui al Regolamento (UE) 2019/943 [2] e Regolamento (UE) 2017/2195 [4]
- della numerosità dei vincoli di rete da rappresentare
- delle esigenze di modellizzazione del problema di *Unit Commitment* per l'identificazione delle risorse che devono essere necessariamente attive sulla **rete rilevante**

La nuova versione del cronoprogramma deve essere debitamente motivata in tutte i suoi contenuti e fasi.

ARTICOLO 1–28.10

Fase transitoria per la programmazione

1–28.10.1 Sospensione della programmazione per UVZ con finalità di saldo

Nelle more dell'attuazione delle disposizioni del Decreto Legislativo 210/2021 [18] in materia di superamento del **Prezzo Unico Nazionale** e calcolo del prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso, le disposizioni sulle nomine delle **UVZ** con finalità di saldo di cui alla Sezione 17.2.5 sono sospese e sostituite dalle disposizioni di cui alle Sezioni 28.10.2 e 28.10.3.

1–28.10.2 Nomina per le UVZ di immissione con finalità di saldo

Per ciascun ISP t , GME determina il saldo in immissione relativo alle **unità di immissione** $S_{brp,z}^{Uimm}$ di ciascun BRP brp in ciascuna **zona di offerta** z come:

$$S_{brp,z}^{Uimm} = S_{brp,z}^{MPEimm} - \sum_{u \in A_{brpz}^{imm}} Nom_u - \sum_{u \in A_{brp210z}} Nom_u^{free}$$

dove:

$S_{brp,z}^{MPEimm}$ è la posizione netta in immissione del BRP nella **zona di offerta** z di cui alla Sezione 13.6

$u \in A_{brpz}^{imm}$ la sommatoria è estesa a tutte le **unità** rientranti nell'insieme A_{brpz}^{imm} comprendente le **unità di immissione** diverse dalle **UAS** e dalle **UVN** di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 e diverse dalle **UVZ** di immissione della tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3, e le **unità di scambio con l'estero** nella responsabilità del BRP brp localizzate nella **zona di offerta** z

$u \in A_{brp210z}$ la sommatoria è estesa a tutte le **unità** rientranti nell'insieme $A_{brp210z}$ comprendente le **UAS** e le **UVN** di immissione della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 nella responsabilità del BRP brp localizzate nella **zona di offerta** z

Ai fini della determinazione del saldo in immissione $S_{brp,z}^{UVZimm}$ le **UnAP** di immissione relative alla tipologia di cui alla lettera a. della Sezione 2.4.3 rilevano solamente qualora **TERNA** abbia richiesto esplicitamente la presentazione della nomina ai sensi della Sezione 17.2.3.

In ciascun ISP t e per ciascun BRP brp :

- se $S_{brp,z}^{Uimm} > 0$, GME registra sulla piattaforma di nomina la nomina $Nom_u = S_{brp,z}^{Uimm}$ dell'**UVZ** di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 di cui il BRP brp è responsabile nella **zona di offerta**

- se $S_{brp,z}^{Uimm} < 0$, GME pone a zero la nomina della UVZ di immissione relativa alla tipologia di cui al punto a. della Sezione 2.4.3 di cui il BRP è responsabile nella zona di offerta e corregge le nomine relative alle altre unità di immissione e unità di scambio con l'estero nella responsabilità del medesimo BRP secondo i criteri riportati nel TIDME fino a determinare un $S_{brp,z}^{Uimm} = 0$; nel correggere le nomine GME opera a partire dalle nomine relative alle UnAP e alle UVZ di immissione.

Ai fini della determinazione del saldo $S_{brp,z}^{Uimm}$, GME utilizza la posizione netta in immissione $S_{brp,z}^{MPEimm}$ riferita alla MTU h coincidente con l'ISP t . In caso di non coincidenza fra MTU e ISP, la posizione netta $S_{brp,z}^{MPEimm}$ relativa a ciascuna MTU h è ripartita uniformemente su tutti gli ISP t inclusi nella MTU medesima secondo le modalità condivise da TERNA e GME e riportate nel Codice di Rete e nel TIDME.

1-28.10.3 Nomina per le UVZ di prelievo con finalità di saldo

Per ciascun ISP t , GME determina il saldo in prelievo relativo alle unità di prelievo $S_{brp,z}^{Uprel}$ di ciascun BRP brp in ciascuna zona di offerta z come:

$$S_{brp,z}^{Uprel} = S_{brp,z}^{MPEprel} - \sum_{u \in A_{brpz}^{prel}} Nom_u$$

dove:

- $S_{brp,z}^{MPEprel}$ è la posizione netta in prelievo del BRP nella zona di offerta z di cui alla Sezione 13.6
- $u \in A_{brpz}^{prel}$ la sommatoria è estesa a tutte le unità rientranti nell'insieme A_{brpz}^{prel} comprendente le unità di prelievo diverse dalle UVZ di prelievo

In ciascun ISP t e per ciascun BRP brp :

- se $S_{brp,z}^{Uprel} < 0$, GME registra sulla piattaforma di nomina la nomina $Nom_u = S_{brp,z}^{Uprel}$ dell'UVZ di prelievo di cui il BRP brp è responsabile nella zona di offerta
- se $S_{brp,z}^{Uprel} > 0$, GME pone a zero la nomina della UVZ di prelievo di cui il BRP è responsabile nella zona di offerta e corregge le nomine relative alle altre unità di prelievo nella responsabilità del medesimo BRP secondo i criteri riportati nel TIDME fino a determinare un $S_{brp,z}^{Uprel} = 0$; nel correggere le nomine GME opera a partire dalle nomine relative alle UnAP di prelievo;

Ai fini della determinazione del saldo $S_{brp,z}^{Uprel}$, GME utilizza la posizione netta in prelievo $S_{brp,z}^{MPEprel}$ riferita alla MTU h coincidente con l'ISP t . In caso di non coincidenza fra MTU e ISP, la posizione netta $S_{brp,z}^{MPEprel}$ relativa a ciascuna MTU h è ripartita uniformemente su tutti gli ISP t inclusi nella MTU medesima secondo le modalità condivise da TERNA e GME e riportate nel Codice di Rete e nel TIDME.

ARTICOLO 1–28.11

Entrata in vigore del TIDE e processo di implementazione*1–28.11.1 Produzione di effetti*

Il TIDE entra in vigore dalla data di approvazione e produce effetti dall'1 gennaio 2025, fatte salve le disposizioni di cui alle Sezioni 28.3.3, 28.8 e 28.10.

1–28.11.2 Aggiornamenti a cura di TERNA e GME

Entro il 31 marzo 2024:

- GME trasmette al Ministero la proposta di modifica del TIDME in coerenza con il TIDE, unitamente alla proposta di modifica del contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica di cui alla Sezione 3.3
- GME invia in copia all'Autorità per parere i documenti di cui al punto precedente unitamente ad approfondimenti sull'impatto di una programmazione basata sulla posizione netta $S_{brp,z}^{MPE}$ del BRP in ciascuna zona di offerta sul calcolo del prezzo di riferimento dell'energia scambiata sul mercato all'ingrosso dell'energia di cui all'Articolo 13 del Decreto Legislativo 210/2021 [18]; tale proposta è sottoposta al parere dell'Autorità ai sensi dell'Articolo 5.1 del Decreto Legislativo 79/99 [15]
- GME trasmette all'Autorità la proposta di modifica del Regolamento della Piattaforma per Conti Energia unitamente alla proposta di modifica del contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia di cui alla Sezione 3.4
- GME trasmette all'Autorità la proposta di modifica della convenzione con TERNA di cui alla Sezione 4.4 in coerenza con le disposizioni del TIDE
- TERNA trasmette all'Autorità e al Ministero la proposta di modifica del Codice di Rete in coerenza con le disposizioni del TIDE unitamente alla proposta di modifica del contratto di dispacciamento di cui alla Sezione 3.1, alla prima versione del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali di cui alla Sezione 3.2 e ad una relazione tecnica che illustri e giustifichi le scelte attuate
- TERNA trasmette all'Autorità la proposta di modifica della convenzione con il Gestore del SII di cui alla Sezione 4.5 in coerenza con le disposizioni del TIDE.

Le proposte di modifica di sopra devono essere oggetto di consultazione pubblica per almeno 8 settimane. Gli esiti della consultazione e le valutazioni di TERNA e GME in merito devono essere trasmesse al Ministero, laddove previsto, e all'Autorità unitamente alle proposte stesse.

1-28.11.3 TIDE Stakeholder group

Ai fini di assicurare il massimo coinvolgimento nel processo di revisione del **Codice di Rete** per l'implementazione delle disposizioni del **TIDE** con decorrenza 1 ottobre 2023 è istituito da **TERNA** il *TIDE stakeholder group* cui sono ammessi:

- rappresentanti per ciascuna delle principali associazioni di categoria, in numero definito da **TERNA** in funzione del numero di associati;
- rappresentanti per e-distribuzione in qualità di **DSO** di maggiore dimensione
- rappresentanti degli altri **DSO** operanti sul territorio nazionale, in numero definito da **TERNA** in cooperazione con Utilitalia
- rappresentanti per **GME**
- rappresentanti per **Acquirente Unico** per gli aspetti relativi al **Sistema Informativo Integrato**
- rappresentanti per l'**Autorità**.

Il *TIDE Stakeholder Group* è presieduto da un rappresentante di **TERNA** e da un rappresentante eletto dai membri e fino al 31 marzo 2024 si riunisce almeno ogni 45 giorni solari per confrontarsi sulle proposte di modifica del **Codice di Rete** e sugli esiti delle relative consultazioni. Su richiesta dell'**Autorità**, il **GME** presenta al *TIDE Stakeholder Group* le modifiche al **TIDME** per l'implementazione delle disposizioni del **TIDE**.

Dall'1 aprile 2024 il *TIDE Stakeholder Group* si riunisce con cadenza trimestrale per monitorare l'implementazione delle modifiche al **Codice di Rete** e l'avvio delle disposizioni del **TIDE**.

TERNA

- entro il 5 settembre 2023 trasmette all'**Autorità** la proposta dei *Terms of Reference* per il *TIDE Stakeholder Group*
- entro il 10 settembre 2023 pubblica la manifestazione di interesse per la partecipazione al *TIDE Stakeholder Group* per le associazioni di categoria
- entro il 25 settembre 2023 definisce l'elenco dei partecipanti ammessi al *TIDE Stakeholder Group* e lo trasmette all'**Autorità**
- entro il 30 settembre 2023 convoca la prima riunione del *TIDE Stakeholder Group* che dovrà tenersi entro il 15 ottobre 2023.

1-28.11.4 Ulteriori aggiornamenti del Codice di Rete

Dall'1 aprile 2024 tutte le modifiche al **Codice di Rete** dovranno essere consultate da **TERNA** per un periodo minimo di 1 mese, siano esse legate al servizio di dispacciamento o ad altre tematiche incluse nel **Codice di Rete**. Le consultazioni dovranno essere accompagnate da una scheda riassuntiva che sintetizzi i contenuti della proposta di modifica e evidenzii le motivazioni che hanno portato a svilupparla.

Parte VIII

Glossario, acronimi e variabili

Glossario

A

Acquirente Unico

ARERA

la società Acquirente unico S.p.A. costituita ai sensi dell' 4 del Decreto Legislativo 79/99 [15]

UP di cogenerazione ad alto rendimento

ARERA

una UP che rispetta le condizioni di cui al Decreto Legislativo 20/07 [19] e al Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 [28]. L'unità può essere cogenerativa ad alto rendimento per l'intero anno solare o per una frazione d'anno, secondo quanto previsto dall'Articolo 5 del Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 [29]

aggiustamento dello sbilanciamento

Regolamento (UE)
2017/2195 [4]

quantità di energia di bilanciamento erogata da un BSP, applicata dal TSO di connessione per un ISP ai BRP interessati, rilevante per il calcolo degli sbilanciamenti

algoritmo di soluzione

ARERA

un algoritmo di risoluzione di un modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, è una qualsiasi procedura automatica atta a determinare, relativamente alla specifica istanza in input, o una (o la) soluzione ottima, oppure che tale istanza è una istanza inammissibile. Nel caso, in generale possibile, che esistano più soluzioni ottime equivalenti, l'algoritmo può avere solamente il compito di determinare una qualsiasi di esse, ovvero essere chiamato a determinarne più di una.

algoritmo di soluzione esatto

ARERA

un algoritmo di risoluzione esatto primale di un modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, è un algoritmo di soluzione che fornisce un certificato di ϵ -ottimalità.

algoritmo di soluzione euristico

ARERA

un algoritmo di risoluzione euristico primale di un modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, è un algoritmo di soluzione che non è in grado di fornire un certificato di ottimalità.

area di prezzo di sbilanciamento

Regolamento (UE)
2019/943 [2]

area geografica nella quale è calcolato un prezzo di sbilanciamento

area di riferimento	ARERA
l'insieme dei punti di connessione localizzati sul territorio nazionale rilevanti per la determinazione convenzionale dell'energia immessa e prelevata come individuati ai sensi dell'Articolo 6 del TIS	
asta implicita	ARERA
asta con allocazione congiunta di capacità di trasporto e energia	
asta infragiornaliera (Intraday Auction)	ARERA
Le aste per la valorizzazione della capacità di trasporto allocata sull'orizzonte temporale infragiornaliero come previste dalla Decision ACER 01/2019 [9]	
asta infragiornaliera regionale (Cross-border Regional Intra Day Auction)	ARERA
Le aste regionali per la valorizzazione della capacità di trasporto allocata sull'orizzonte temporale infragiornaliero come previste dalla Decision ACER 01/2019 [9]	
Autorità	ARERA
l'Autorità di regolazione designata ai sensi dell' 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [10], in Italia rappresentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della Legge 481/95 [20]	
B	
bilanciamento	Regolamento (UE) 2019/943 [2]
tutte le azioni e tutti i processi, in tutti gli orizzonti temporali, mediante i quali i TSO assicurano, in modo continuo, il mantenimento della frequenza del sistema entro un intervallo di stabilità predefinito secondo il disposto dell'articolo 127 del regolamento (UE) 2017/1485, e la conformità alla quantità di riserve necessaria in relazione alla qualità richiesta, secondo quanto disposto nella parte IV, titoli V, VI e VII, del regolamento (UE) 2017/1485	
C	
capacità di trasporto	ARERA
la capacità di immettere o prelevare energia elettrica in un punto della rete in un dato intervallo di tempo	
centro di coordinamento regionale	Regolamento (UE) 2019/943 [2]
centro di coordinamento fra TSO istituito ai sensi dell'articolo 35 del Regolamento (UE) 2019/943 [2]	
cliente finale	Direttiva (UE) 2019/944 [10]
il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio	

Codice di Rete	ARERA
il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto in conformità a quanto previsto nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [26] e sulla base della Deliberazione 250/04 [39]	
Codice di Rete della Distribuzione	ARERA
il Codice Rete Tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica approvato con Deliberazione 268/2015/R/eel [56]	
Codice POD	ARERA
un codice alfanumerico (composto da 14 o 15 caratteri) che inizia sempre con “IT” e identifica in modo certo il punto di prelievo .	
congestione fisica	Regolamento 2015/1222 [1] (UE)
situazione di rete, in cui i flussi di energia previsti o realizzati superano i limiti termici degli elementi di rete e la stabilità di tensione o i limiti di stabilità angolare del sistema elettrico	
contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica	ARERA
il contratto di cui all’Articolo 2 del TIT	
coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling)	Regolamento 2015/1222 [1] (UE)
il processo di aste in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel mercato del giorno prima	
coupling unico infragiornaliero	Regolamento 2015/1222 [1] (UE)
il processo continuo in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel mercato infragiornaliero	
Cross Border Intraday	ARERA
La piattaforma sviluppata ai sensi del Capitolo 6 del Regolamento (UE) 2015/1222 [1]	
D	
dispacciamento	Decreto Legislativo 79/99 [15]
l’attività diretta ad impartire disposizioni per l’utilizzazione e l’esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari	
dispacciamento di merito economico	Decreto Legislativo 79/99 [15]
l’attività di dispacciamento , attuata secondo ordini di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete	

E

energia da fonti rinnovabili	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
l'energia da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (eliotermica e fotovoltaico) e geotermica, da calore ambientale, maremotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idroelettrica, energia della biomassa, dei gas di discarica, dei gas residuati dai processi di depurazione e biogas		
energia di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [2]	(UE)
energia usata dai gestori dei sistemi di trasmissione per effettuare il bilanciamento		
ENTSO-E	ARERA	
il soggetto di cui all'Articolo 28 del Regolamento (UE) 2019/943 [2]		
errore di controllo del ripristino della frequenza	Regolamento 2017/1485 [3]	(UE)
errore del controllo per l'FRP, che è uguale all'ACE di un'area LFC o, se l'area LFC corrisponde geograficamente all'area sincrona, è uguale alla deviazione di frequenza		
esercente la maggior tutela	ARERA TIV	
il soggetto che, ai sensi dell'Articolo 1, commi 2 e 3, del Decreto Legge 18 giugno 2007, n.73 [30], eroga il servizio di maggior tutela		
<i>Euphemia</i>	ARERA	
denominazione dell'algoritmo di risoluzione dello SDAC		
F		
fascia oraria	ARERA	
ciascuna delle fasce orarie definite nella Tabella 6 del TIV		
fonte rinnovabile	ARERA	
le fonti di energia di cui alla definizione energia da fonti rinnovabili contenuta nella Direttiva (UE) 2019/944 [10]		
funzione obiettivo (FO)	ARERA	
la FO è una espressione matematica che dipende dalle variabili di controllo, ed eventualmente di stato, e dai parametri. La FO indica complessivamente la quantità che si vuole ottimizzare, ossia minimizzare o massimizzare, a seconda di quanto esplicitamente indicato in un certo modello matematico di ottimizzazione deterministico o di un certo modello matematico di ottimizzazione con dati incerti		
G		
Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione	ARERA	
il sistema Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità istituito con Deliberazione ARG/elt 124/10 [57]		

Gestore dei Mercati Energetici	ARERA	
la società Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. di cui all’Articolo 5 del Decreto Legislativo 79/99 [15]		
Gestore dei Servizi Energetici	ARERA	
la società Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.		
Gestore del SII	ARERA	
l’ Acquirente Unico in qualità di gestore del SII		
gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator)	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica		
gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator)	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasmissione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica		
gestore della UP	ARERA	
il produttore o il gestore di un sistema di accumulo		
I		
<i>Imbalance Netting</i>	Regolamento 2017/2195 [4]	(UE)
funzione di applicazione dell’algoritmo per eseguire il processo di compensazione dello sbilanciamento		
<i>Imbalance Settlement Period</i>	Regolamento 2017/2195 [4]	(UE)
unità di tempo per la quale è calcolato lo sbilanciamento dei responsabili del bilanciamento		
impianto di produzione	ARERA	
l’insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell’energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria o da un qualsiasi vettore di stoccaggio di energia in energia elettrica. Esso comprende l’edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l’insieme, funzionalmente interconnesso:		

- delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica o lo **stoccaggio di energia**
- dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei **servizi ausiliari di generazione** di impianto e dei trasformatori posti a monte dei punti di connessione alla rete.

L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione o da uno o più **sistemi di accumulo**.

impianto di stoccaggio dell'energia

Direttiva (UE)
 2019/944 [10]

nel contesto della rete elettrica, un impianto dove avviene lo stoccaggio di energia

Integrated Scheduling Process

Regolamento (UE)
 2017/2195 [4]

processo iterativo che utilizza almeno le offerte di acquisto del processo di programmazione integrato che contengono i dati commerciali e i dati tecnici complessi dei singoli impianti di generazione o impianti di consumo e include esplicitamente le caratteristiche di avviamento, la più recente analisi di adeguatezza dell'area di controllo e i limiti di sicurezza operativa come input per il processo

interconnettore

Regolamento (UE)
 2019/943 [2]

una linea di trasmissione che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri e che collega i sistemi nazionali di trasmissione degli Stati membri

istanza inammissibile

ARERA

una istanza di un certo **modello matematico di ottimizzazione deterministico**, o di un certo **modello matematico di ottimizzazione con dati incerti**, è tale se il set dei vincoli definisce un insieme vuoto, ossia se non esiste alcun modo di assegnare valori numerici a tutte le variabili affinché tutti i vincoli imposti siano rispettati;

L

LFC Block Agreement

Regolamento (UE)
 2017/1485 [3]

accordo multilaterale tra tutti i TSO di un blocco LFC, se il blocco LFC è di competenza di più di un TSO, e metodologia operativa di un blocco LFC da adottare unilateralmente dal pertinente TSO, se il blocco LFC è di competenza di un unico TSO

<p>Load Frequency Control Area area di controllo frequenza/potenza</p>	<p>Regolamento 2017/1485 [3] (UE)</p>
<p>Load Frequency Control block blocchi di controllo frequenza/potenza</p>	<p>Regolamento 2017/1485 [3] (UE)</p>
M	
<p>Mercato dei Prodotti Giornalieri La piattaforma per i prodotti giornalieri gestita da GME</p>	<p>ARERA</p>
<p>mercato dell'energia elettrica i mercati dell'energia elettrica, compresi i mercati fuori borsa e le borse dell'energia elettrica, i mercati per lo scambio di energia, capacità, energia di bilanciamento e servizi ancillari in tutte le fasce orarie, compresi i mercati a termine, giornalieri e infragiornalieri</p>	<p>Direttiva 2019/944 [10] (UE)</p>
<p>Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro La piattaforma per i prodotti a termine gestita da GME</p>	<p>ARERA</p>
Ministero	
<p>il Ministero competente in materia di energia, ora Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica</p>	<p>ARERA</p>
<p>modello <i>central dispatch</i> modello di programmazione e di dispacciamento in cui i programmi di generazione e i programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo, con riferimento agli impianti dispacciabili, sono determinati da un gestore del sistema di trasmissione nell'ambito di un processo di programmazione integrato</p>	<p>Regolamento 2019/943 [2] (UE)</p>
<p>modello di rete di tipo CCA nell'ambito di un modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, considerando il modello matematico di rete di trasmissione elettrica, un modello di rete in CA Convessificato (CCA), o comunque semplificato, è una qualsiasi formulazione, delle equazioni stesse che, pur non essendo completamente aderente al modello in CA, consideri in maniera integrata le componenti attive e reattive dei flussi di potenza e i relativi profili di tensione considerati come variabili</p>	<p>ARERA</p>
<p>modello di rete in CA nell'ambito di un modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, considerando il modello</p>	<p>ARERA</p>

matematico di rete di trasmissione elettrica, un modello di rete in Corrente Alternata (CA) è una rappresentazione completa delle stesse equazioni senza approssimazioni, o disaccoppiamenti, relative alle componenti di potenza attiva, reattiva e relativi profili di tensione ai nodi della rete considerati come variabili

modello di rete in CC

ARERA

nell'ambito di un **modello matematico di ottimizzazione deterministico**, o di un **modello matematico di ottimizzazione con dati incerti**, considerando il **modello matematico di rete di trasmissione elettrica**, un modello di rete in Corrente Continua (CC) è una approssimazione delle stesse equazioni che trascuri completamente la dipendenza delle componenti reattive dei flussi di potenza e dei relativi profili di tensione ai nodi della rete considerati quindi costanti

modello matematico di ottimizzazione con dati incerti

ARERA

un modello matematico di ottimizzazione che esplicitamente, e in maniera integrata, considera alcuni parametri come inerentemente soggetti ad una aleatorietà non eliminabile. Contestualmente modella detti parametri per mezzo di, a titolo di esempio, scenari multipli, range o appartenenti ad insiemi di conveniente forma per addivenire a soluzioni che si dimostrano "buone", e in ogni caso ammissibili, per diverse realizzazioni *ex post* dei parametri incerti

modello matematico di ottimizzazione deterministico

ARERA

una formalizzazione astratta costruita per rispondere ad una domanda data relativa all'uso ottimale di risorse. Esso è costituito dall'insieme di:

1. parametri (tipicamente numerici o logici) che rappresentano le quantità da misurare, stimare o imporre per descrivere gli aspetti ritenuti non modificabili della sistema dato, ossia le quantità il cui valore è misurato, stimato o imposto e successivamente al di fuori del controllo degli attori;
2. variabili di controllo (ed eventualmente di stato) che rappresentano le decisioni, discrete o continue, che gli attori possono liberamente prendere nel rispetto dei vincoli, ossia gli aspetti ritenuti modificabili della situazione data;
3. vincoli
4. **funzione obiettivo (FO)**

modello matematico di rete di trasmissione elettrica

ARERA

un modello matematico di una rete di trasmissione elettrica in regime stazionario è governato da determinate equazioni basate sulle leggi di Kirchhoff. In questo contesto sono identificabili tre grandi classi di modelli: **modello di rete in CC**, **modello di rete in CA** e **modello di rete di tipo CCA**

N

Nominated Electricity Market Operator

Regolamento (UE)
2019/943 [2]

gestore del mercato designato dall'autorità competente per svolgere mansioni relative al coupling unico del giorno prima o al coupling unico infragiornaliero

O

operatore di mercato

ARERA

soggetto fisico o giuridico che opera sui [mercati dell'energia elettrica](#)

P

pay as bid

ARERA

tipo di asta in cui gli offerenti specificano un prezzo per ogni unità di prodotto. Le offerte sono aggregate dal gestore dell'asta per determinare il prezzo al di sopra (o al di sotto) del quale risultano accettate. Gli offerenti pagano o ricevono quanto hanno offerto ossia pagano o ricevono prezzi diversi per lo stesso bene (asta discriminatoria sul prezzo)

periodo di rientro in servizio

ARERA

periodo, pari a tre giorni, di ripresa del funzionamento di una [UP](#) in seguito ad un periodo di indisponibilità pari almeno a ventuno giorni

PESSE

ARERA

il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979 e aggiornato in coerenza con il Regolamento (UE) 2017/2196 [5]

piattaforma di bilanciamento

ARERA

una delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento di cui agli Articoli 19, 20, 21, 22 del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]

Power Transfer Distribution Factor

ARERA

la matrice i cui elementi indicano la variazione incrementale della potenza attiva che si verifica sulle linee di trasmissione in seguito ai trasferimenti di potenza attiva tra due "regioni" della rete. Queste regioni possono coincidere con singoli nodi o aggregati di nodi (ad esempio zone)

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

Regolamento (UE)
2019/943 [2]

partecipante al mercato che fornisce energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento o entrambe ai gestori dei sistemi di trasmissione

prezzo massimo MGP

Decision
04/2017 [11] ACER

prezzo massimo per il coupling del mercato del giorno prima pari a 4'000 €/MWh

prezzo massimo MI	Decision 05/2017 [12]	ACER
prezzo massimo per il coupling del mercato infragiornaliero, pari a +9'999 €/MWh		
prezzo minimo MGP	Decision 04/2017 [11]	ACER
prezzo minimo per il coupling del mercato del giorno prima pari a -500 €/MWh		
prezzo minimo MI	Decision 05/2017 [12]	ACER
prezzo minimo per il coupling del mercato infragiornaliero, pari a -9'999 €/MWh		
processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process)	Regolamento 2017/1485 [3]	(UE)
processo che mira a riportare la frequenza al valore nominale e, per le aree sincrone che consistono in più aree LFC, processo che mira a riportare il bilanciamento di potenza al valore programmato		
prodotto specifico di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [2]	(UE)
prodotto di bilanciamento diverso da un prodotto di bilanciamento standard		
prodotto standard di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [2]	(UE)
prodotto di bilanciamento armonizzato definito da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione per lo scambio dei servizi di bilanciamento		
produttore	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica		
punto di connessione	ARERA	
il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente della rete elettrica, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Il punto di connessione può essere un punto di prelievo , un punto di immissione o entrambi		
punto di esportazione	ARERA	
un punto di interconnessione attraverso il quale l'energia elettrica viene esportata in un paese estero		
punto di importazione	ARERA	
un punto di interconnessione attraverso il quale l'energia elettrica viene importata da un paese estero		
punto di interconnessione	ARERA	
un punto di un interconnettore attraverso il quale l'energia elettrica viene scambiata con un paese estero		

punto di prelievo

ARERA

un punto di connessione, nella titolarità di un **cliente finale**, attraverso il quale avvengono prelievi di energia elettrica diversi da quelli finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete. Esso è univocamente identificato dal codice **Codice POD** a cui è associata la misura dell'energia elettrica prelevata

R

Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

ARERA

il Regolamento (UE) 2011/1227 [13]

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

Regolamento (UE) 2019/943 [2]

partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell'energia elettrica

Rete di Trasmissione Nazionale

Decreto Legislativo 79/99 [15]

il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente, come identificata dal decreto ministeriale adottato ai sensi dell'Articolo 3, comma del Decreto Legislativo 79/99 [15]

rete rilevante

ARERA

il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche ad alta tensione sul territorio nazionale che deve essere monitorato in tempo reale per l'esercizio in sicurezza del sistema di trasmissione.

ridispacciamento

Regolamento (UE) 2019/943 [2]

misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema

riserva di sostituzione (Replacement Reserve)

Regolamento (UE) 2017/1485 [3]

riserve di potenza attiva disponibili per ripristinare o sostenere il livello richiesto delle FRR necessario per essere preparati in caso di ulteriori sbilanciamenti del sistema, fra queste le riserve di generazione

riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve)

Regolamento (UE) 2017/1485 [3]

riserve di potenza attiva disponibili per contenere la frequenza del sistema dopo il verificarsi di uno sbilanciamento

riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve)	Regolamento 2017/1485 [3]	(UE)
riserve di potenza attiva disponibili per riportare la frequenza del sistema alla frequenza nominale e ribilanciare un'area sincrona con più aree LFC al valore programmato		
risorsa di stoccaggio 210/2021	ARERA	
un sistema di accumulo che beneficia, anche limitatamente ad una quota della propria capacità, del meccanismo di remunerazione di cui al Decreto Legislativo 210/2021 [21], come attuato dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [42]		
S		
scambio programmato	Regolamento 2015/1222 [1]	(UE)
trasferimento programmato di energia elettrica tra aree geografiche per ogni periodo rilevante di mercato in una determinata direzione		
servizi ausiliari di generazione	ARERA	
i servizi necessari per il funzionamento di un gruppo di generazione		
servizio ancillare	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
il servizio necessario per la gestione di un sistema di trasmissione o di distribuzione compresi il bilanciamento e i servizi ancillari non relativi alla frequenza, ma esclusa la gestione delle congestioni		
servizio ancillare nazionale	ARERA	
insieme dei servizi ancillari e del servizio di modulazione straordinaria		
servizio ancillare nazionale globale	ARERA	
ciascun servizio ancillare nazionale necessario per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di trasmissione e del sistema elettrico nel suo complesso		
servizio ancillare nazionale locale	ARERA	
ciascun servizio ancillare nazionale necessario per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione		
servizio ancillare non relativo alla frequenza	Direttiva 2019/944 [10]	(UE)
un servizio utilizzato da un gestore del sistema di trasmissione o un gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di black start e la capacità di funzionamento in isola		

servizio ausiliareDecreto Legislativo
79/99 [15]

servizi necessari per la gestione di una rete di trasmissione o distribuzione quali, esemplificativamente, i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete

servizio di maggior tutela

ARERA TIV

il servizio di vendita di energia elettrica di cui al combinato disposto dell'Articolo 1, comma 2, del Decreto Legge 18 giugno 2007, n.73 [30] e dell'Articolo 1, comma 60 della Legge 124/17 [22]

Single Intraday Coupling

ARERA

la combinazione del [coupling unico infragiornaliero](#) e del il processo di aste in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata per diverse zone di offerta nel mercato infragiornaliero

sistema di accumulo

ARERA

un [impianto di stoccaggio dell'energia](#) funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può costituire un [impianto di produzione](#) a sè stante o rappresentare un gruppo integrato con altri gruppi in un [impianto di produzione](#) più ampio. Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità

Sistema Informativo Integrato

ARERA

il Sistema Informativo Integrato istituito ai sensi della Legge 129/2010 [23]

soluzione ammissibile

ARERA

con riferimento ad una specifica istanza di un certo [modello matematico di ottimizzazione deterministico](#), o di un certo [modello matematico di ottimizzazione con dati incerti](#), una soluzione ammissibile è un insieme di valori numerici delle variabili di controllo (ed eventualmente di stato) che rispetta tutti i vincoli imposti indipendentemente dal valore della funzione obiettivo

soluzione ottima

ARERA

una (o la) soluzione ottima, con riferimento ad una specifica istanza di un certo [modello matematico di ottimizzazione deterministico](#), o di un certo [modello matematico di ottimizzazione con dati incerti](#), è una delle migliori [soluzioni ammissibili](#) (o la migliore), ossia un insieme di valori numerici delle variabili di controllo che, rispettando tutti i vincoli imposti, rendono minimo (o massimo, a seconda di quanto esplicitamente indicato dal modello) il valore della funzione obiettivo

stoccaggio di energia

Direttiva (UE)
2019/944 [10]

nel sistema elettrico, il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, o la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica o l'uso sotto forma di un altro vettore energetico

Synchronous Area Framework Agreement

ARERA

l'accordo multilaterale fra i TSO dell'area sincrona Europa Continentale che include il *Synchronous Area Operational Agreement* di cui all'Articolo 118 del Regolamento (UE) 2017/1485 [3]

system marginal price

ARERA

tipo di asta in cui gli offerenti specificano un prezzo per ogni unità di prodotto. Le offerte sono aggregate dal gestore dell'asta per determinare il prezzo al di sopra (o al di sotto) del quale risultano accettate. Gli offerenti pagano o ricevono lo stesso prezzo, denominato prezzo marginale, determinato dall'incrocio fra la curva aggregata di offerta e la curva aggregata di domanda. Tale asta è quindi non discriminatoria sul prezzo in quanto lo stesso bene ha lo stesso prezzo per tutti gli offerenti

T

TERNA

ARERA

la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [26]

Testo Integrato Connessione

ARERA

l'Allegato C alla Deliberazione 568/2019/R/eel [58], Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di Connessione

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel [59], Testo integrato per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

ARERA

il presente documento

Testo Integrato del Settlement

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 107/09 [60], Testo integrato in ordine alla regolazione della partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*)

Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico	ARERA
il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, approvato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive, ora Ministro dello Sviluppo Economico, 19 dicembre 2003, come successivamente integrato e modificato	
Testo Integrato delle Connessioni Attive	ARERA
l'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 99/08 [61], Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica	
Testo Integrato dello Scambio sul Posto	ARERA
l'Allegato A alla Deliberazione 570/2012/R/efr [62], Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto	
Testo Integrato Monitoraggio Mercati	ARERA
La Deliberazione ARG/elt 115/08 [63], testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento	
Testo Integrato Trasporto	ARERA
l'Allegato A alla Deliberazione 568/2019/R/eel [58], Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	
Testo Integrato Vendita	ARERA
l'Allegato A alla Deliberazione 208/2022/R/eel [64], Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di Vendita dell'energia elettrica di ultima istanza	
U	
unità	ARERA
una aggregazione di UP, UC, UI, UE, UIE, UEE fra quelle ammesse dal TIDE (UAS, UVAN, UVN, UnAP, UVAZ, UVZ, UVI, UVE)	
Unità di Consumo	ARERA
insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:	
<ul style="list-style-type: none">• unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue	

- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui al comma 9.1, del [Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo \(TISSPC\)](#)

Unità di Esportazione

ARERA

insieme di impianti localizzati in un territorio estero che prelevano energia dalla rete nazionale con obbligo di connessione di terzi attraverso uno o più [punti di interconnessione](#) non associato al controllo degli [scambi programmati](#)

Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati

ARERA

unità virtuale attribuita a ciascun [BRP](#) che ha a disposizione direttamente o per il tramite di un [operatore di mercato](#), una [capacità di trasporto](#) in esportazione su una data frontiera attribuita in modo esplicito

Unità di Importazione

ARERA

insieme di impianti localizzati in un territorio estero che immettono energia sulla rete nazionale con obbligo di connessione di terzi attraverso uno o più [punti di interconnessione](#) non associato al controllo degli [scambi programmati](#)

Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati

ARERA

unità virtuale attribuita a ciascun [BRP](#) che ha a disposizione direttamente o per il tramite di un [operatore di mercato](#), una [capacità di trasporto](#) in importazione su una data frontiera attribuita in modo esplicito

Unità di Produzione

ARERA

un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo connessi alle reti in un unico [punto di connessione](#) finalizzati alla generazione locale di energia elettrica o allo [stoccaggio di energia](#) e tali che le immissioni e i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente

unità di produzione in ritiro dedicato

ARERA

una [UP](#) di cui al Decreto Legislativo 387/03 [16] o alla Legge 239/04 [24] o una [UP con tariffa fissa onnicomprensiva](#) che si avvalgono della disciplina del ritiro dedicato gestita dal [GSE](#)

UP con tariffa fissa onnicomprensiva

ARERA

le unità di produzione a cui spettano, per l'intera quantità di energia elettrica immessa o per una parte, la tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla Legge 244/07 [25] o al Decreto Interministeriale 5 maggio 2011 [31] o al Decreto Interministeriale 5 luglio 2012 [32] o al Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 [33] o al Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 [34] o al Decreto Interministeriale 4 luglio 2019 [35]

UP in scambio sul posto

ARERA

le unità di produzione dell'energia elettrica che si avvalgono della disciplina dello scambio sul posto di cui al [Testo Integrato dello Scambio sul Posto \(TISP\)](#)

utente

ARERA

un [utente del sistema](#)

utente del sistemaDirettiva
2019/944 [10]

(UE)

la persona fisica o giuridica che rifornisce un sistema di trasmissione o un sistema di distribuzione o è da esso rifornita

V**vincolo**

ARERA

Un vincolo è una relazione matematica (normalmente equazioni e/o disequazioni algebriche o non) che coinvolge i parametri e le variabili di controllo ed eventualmente di stato. L'insieme dei vincoli deve essere globalmente soddisfatta affinché i valori delle variabili costituiscano, per la specifica istanza di un certo [modello matematico di ottimizzazione deterministico](#), o di un certo [modello matematico di ottimizzazione con dati incerti](#), una [soluzione ammissibile](#). Un vincolo può essere convesso, in particolare lineare, o non convesso.

vincolo elastico

ARERA

un [vincolo](#) è detto elastico (o *soft*) quando modellato in maniera tale da poter essere violato dalle variabili di controllo ad un certo costo (penalità). Questo costo può essere fisso o variabile secondo determinate funzioni ed è definito nella [funzione obiettivo \(FO\)](#) per mezzo di ulteriori variabili di controllo non negative dette comunemente "slack" in letteratura. Se una certa variabile slack "si attiva" per una certa soluzione ottima, assumendo valore strettamente positivo, ciò può essere dovuto a motivi di ammissibilità ovvero di convenienza economica a seconda dello stato strutturalmente inammissibile del modello originale con [vincolo rigido](#) o del valore della componente di penalità scelta

vincolo rigido

ARERA

un [vincolo](#) è detto rigido quando modellato come non elastico e come tale deve essere sempre rispettato dalle variabili

Z

zona di offerta

la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza allocazione di capacità

Regolamento (UE)
2019/943 [2]

Acronimi

AU

Acquirente Unico

BRP

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

BSP

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

CRIDA

asta infragiornaliera regionale (Cross-border Regional Intra Day Auction)

DSO

gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator)

ENTSO-E

ENTSO-E

FCR

riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve)

FRCE

errore di controllo del ripristino della frequenza

FRP

processo di ripristino della frequenza (Frequency Restoration Process)

FRR

riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve)

GAUDÌ

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

GME

Gestore dei Mercati Energetici

GSE

Gestore dei Servizi Energetici

IDA

asta infragiornaliera (Intraday Auction)

ISP

Imbalance Settlement Period

LFC area

Load Frequency Control Area

LFC block

Load Frequency Control block

MB

Mercato del Bilanciamento

MET

Mercato Elettrico a Termine

MGP

Mercato del Giorno Prima

MI

Mercato Infragiornaliero

MPE

Mercato Elettrico a Pronti

MPEG

Mercato dei Prodotti Giornalieri

MSD

Mercato per il Servizio di Dispacciamento

MTE

Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro

MTU

Market Time Unit

NEMO

Nominated Electricity Market Operator

PCE

Piattaforma per Conti Energia

RCC

centro di coordinamento regionale

REMIT

Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

RR

riserva di sostituzione (Replacement Reserve)

RTN

Rete di Trasmissione Nazionale

SAFA

Synchronous Area Framework Agreement

SDAC

coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling)

SIDC

Single Intraday Coupling

SII

Sistema Informativo Integrato

TIC

Testo Integrato Connessione

TICA

Testo Integrato delle Connessioni Attive

TIDE

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

TIDME

Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico

TIMM

Testo Integrato Monitoraggio Mercati

TIS

Testo Integrato del Settlement

TISP

Testo Integrato dello Scambio sul Posto

TISSPC

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

TIT

Testo Integrato Trasporto

TIV

Testo Integrato Vendita

TSO

gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator)

UAS

Unità Abilitata Singolarmente

UC

Unità di Consumo

UE

Unità di Esportazione

UEE

Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati

UFCR

Unità ammessa alle procedure di mercato per la FCR

UI

Unità di Importazione

UIE

Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati

UnAP

Unità non Abilitata da Programmare

UP

Unità di Produzione

UVA

Unità Virtuale Abilitata

UVAN

Unità Virtuale Abilitata Nodale

UVAZ

Unità Virtuale Abilitata Zonale

UVE

Unità Virtuale di Esportazione

UVI

Unità Virtuale di Importazione

UVN

Unità Virtuale Nodale

UVnA

Unità Virtuale non Abilitata

UVZ

Unità Virtuale Zonale

XBID

Cross Border Intraday

Elenco delle variabili

ΔE_u	la differenza tra l'energia scambiata dall'unità u con la rete e la sua <i>Baseline</i> , eventualmente corretta per tenere conto delle eventuali movimentazioni dei carichi interrompibili
$\overline{NTC}_{z_i, j}^{MI}$	la capacità di trasporto fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j già allocata in esito a MGP , alle CRIDA e alle sessioni di negoziazione continua su XBID precedenti
\overline{A}_o^{CET}	la quantità dell'offerta CET in acquisto o accettata in esito a MGP
\overline{V}_o^{CET}	la quantità dell'offerta CET in vendita o accettata in esito a MGP
\overline{A}_o^{CR}	la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito ad una CRIDA
\overline{A}_z^{CR}	la quantità complessivamente acquistata su una CRIDA nella zona di offerta z
\overline{A}_o^{MGP}	la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito a MGP
\overline{A}_o^{MI}	la quantità dell'offerta in acquisto o complessivamente accettata in esito a MI
\overline{A}_{pf}^{MPE}	la quantità in acquisto complessivamente accettata in esito a MPE relativamente al portafoglio zonale pf
\overline{P}_o^{MSDMB}	il prezzo di valorizzazione dell'offerta o sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento
$\overline{Q}_{\downarrow z}^{aFRR}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere sulla piattaforma di bilanciamento per aFRR per la zona di offerta z
$\overline{Q}_{\downarrow mz}^{bil}$	l'energia attivata a scendere per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz
$\overline{Q}_{\downarrow z}^{MBoth}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere su MB per finalità diverse dal bilanciamento dalle risorse localizzate nella zona di offerta z
$\overline{Q}_{\downarrow u}^{MB}$	la quantità complessivamente accettata a scendere su MB per l'unità u
$\overline{Q}_{\downarrow z}^{MB}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere su MB ai fini del bilanciamento dalle risorse localizzate nella zona di offerta z

$\overline{Q_{\downarrow z}^{mFRR}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere sulla piattaforma di bilanciamento per mFRR per la zona di offerta z
$\overline{Q_{\downarrow u}^{MSD}}$	la quantità complessivamente accettata a scendere su MSD per l' unità u
$\overline{Q_{\downarrow z}^{MSD}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere su MSD dalle risorse localizzate nella zona di offerta z
$\overline{Q_{\downarrow z}^{RR}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a scendere sulla piattaforma di bilanciamento per RR per la zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow z}^{aFRR}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire sulla piattaforma di bilanciamento per aFRR per la zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow mz}^{bil}}$	l'energia attivata a salire per il bilanciamento nella macrozona di sbilanciamento mz
$\overline{Q_{\uparrow z}^{MBoth}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire su MB per finalità diverse dal bilanciamento dalle risorse localizzate nella zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow u}^{MB}}$	la quantità complessivamente accettata a salire su MB per l' unità u
$\overline{Q_{\uparrow z}^{MB}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire su MB ai fini del bilanciamento dalle risorse localizzate nella zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow z}^{mFRR}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire sulla piattaforma di bilanciamento per mFRR per la zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow u}^{MSD}}$	la quantità complessivamente accettata a salire su MSD per l' unità u
$\overline{Q_{\uparrow z}^{MSD}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire su MSD dalle risorse localizzate nella zona di offerta z
$\overline{Q_{\uparrow z}^{RR}}$	la quantità complessivamente approvvigionata a salire sulla piattaforma di bilanciamento per RR per la zona di offerta z
$\overline{V_o^{CR}}$	la quantità dell'offerta in vendita o complessivamente accettata in esito ad una CRIDA
$\overline{V_z^{CR}}$	la quantità complessivamente venduta su una CRIDA nella zona di offerta z
$\overline{V_o^{MI}}$	a quantità dell'offerta in vendita o complessivamente accettata in esito a MI
$\overline{V_{pf}^{MPE}}$	la quantità in acquisto complessivamente accettata in esito a MPE relativamente al portafoglio zonale pf
A_o^{CET}	è la quantità dell'offerta CET in acquisto o
A_o^{CR}	in una CRIDA , la quantità in acquisto di un'offerta o

A_{tra}^{met}	il volume in acquisto oggetto della transazione <i>tra</i> su MET
A_o^{MGP}	la quantità dell'offerta in acquisto <i>o</i> su MGP
A_z^{MGP}	la quantità complessivamente acquistata su MGP nella <i>zona di offerta z</i> riferita ai <i>portafogli zonali</i> di prelievo
A_o^{XB}	in XBID, la quantità in acquisto di un'offerta <i>o</i>
<i>brp</i>	un BRP
$C_u^{compbrp}$	il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni di competenza del BRP per l'unità <i>u</i>
$C_u^{compbsp}$	il corrispettivo di compensazione delle movimentazioni di competenza del BSP per l'unità <i>u</i>
$C_i^{compmod}$	il corrispettivo di compensazione delle modulazioni per l'unità <i>u</i>
C^{ctCR}	il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto su ciascuna CRIDA regolato fra GME e TERNA
C^{ctMGP}	il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto su MGP regolato fra GME e TERNA
C^{ctpf}	il corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto relativo al <i>portafoglio zonale</i> di immissione <i>pf</i>
$C_u^{marpesse}$	il corrispettivo di remunerazione dei margini a salire per una unità <i>u</i>
C_u^{mmov}	il corrispettivo di mancata movimentazione per l'unità <i>u</i>
$C_u^{mr\downarrow}$	il corrispettivo addizionale di mancato rispetto delle movimentazioni a scendere per l'unità <i>u</i>
$C_u^{mr\uparrow}$	il corrispettivo addizionale di mancato rispetto delle movimentazioni a salire per l'unità <i>u</i>
C_u^{namcz}	il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti per l'unità <i>u</i>
$C_u^{naMSDMB}$	il corrispettivo di non arbitraggio relativo alle movimentazioni sul <i>mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento</i> erogate dall'unità <i>u</i>
C_u^{naSbl}	il corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti per l'unità <i>u</i>
C_c^{SbPrg}	Il corrispettivo di sbilanciamento a programma per il <i>Conto Energia c</i>
C^{SbPrg}	Il corrispettivo complessivo di sbilanciamento a programma
C_u^{sb}	il corrispettivo di sbilanciamento per l'unità <i>u</i>

E^u	l'energia immessa ai fini del <i>settlement</i> relativa all'unità u
E_m^W	l'energia prelevata nel mese m dalle unità di prelievo
E_u^W	l'energia prelevata ai fini del <i>settlement</i> relativa all'unità u
E_u^{adj}	l'aggiustamento dello sbilanciamento relativo all'unità u come determinato ai sensi della Sezione 21.3.2
E_u^{corr}	il termine correttivo per tenere conto dell'energia di modulazione a scendere $E \downarrow_{up}^{mod}$ e dell'energia di modulazione a salire $E \uparrow_{up}^{mod}$ fornita da ciascuna UP e l'energia di modulazione a salire $E \uparrow_{uc}^{mod}$ fornita da ciascuna UC nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria
E_u^{freq}	l'energia erogata dall'unità u ai fini di FCR e di riserva ultra-rapida di frequenza
E_u^{mod}	la modulazione complessiva relativa all'unità u
E_u^{mov}	la movimentazione effettiva eseguita dall'unità u
$E_{UVnA, UVA}^{mov}$	la quota della movimentazione di una UVA UVA attribuita dal relativo BSP bsp all'UVnA $UVNA$
E_q^{Wstm}	la stima dell'energia che sarà prelevata nel trimestre q dalle unità di prelievo
$E \downarrow_{up}^{mod}$	l'energia di modulazione a scendere erogata dall'UP up nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria
$E \uparrow_{uc}^{mod}$	l'energia di modulazione a salire erogata dall'UC uc nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria
$E \uparrow_{up}^{mod}$	l'energia di modulazione a salire erogata dall'UP up nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria
$F_{mz,j}^{exc}$	l'energia scambiata in tempo reale fra la macrozona di sbilanciamento mz e la macrozona di sbilanciamento o zona di offerta estera j , assunta con segno positivo se entrante in mz
K_{pf}^I	La capacità di immissione di un portafoglio zonale
K_{pf}^W	La capacità di prelievo di un portafoglio zonale
K_{uie}^{Imax}	capacità in immissione della UIE uie ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.6
K_{ui}^{Imax}	capacità in immissione della UI ui ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.5

K_{up}^{Imax}	capacità in immissione della UP up ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.2
K_{uc}^{Wmax}	capacità in prelievo della UC uc ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.4
K_{uee}^{Wmax}	capacità in prelievo della UEE uee ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.6
K_{ue}^{Wmax}	capacità in prelievo della UE ue ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.5
K_{up}^{Wmax}	capacità in prelievo della UP up ai fini del dispacciamento come calcolata ai sensi della Sezione 2.9.2
$Mmov_u$	la mancata movimentazione dell'unità u
$Mz_{i,j}$	il margine di transito $Mz_{i,j}$ per il confine fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j residuo a seguito della allocazione della capacità $\overline{NTC}_{z_i,j}^{MI}$
mz	una macrozona di sbilanciamento
$M\uparrow_u^{pesse}$	il margine a salire in condizioni di inadeguatezza ai fini del PESSE relativo ad una unità u
Nom_u	la nomina per l'unità u
$NTC_{z_i,j}^{MI}$	la capacità di trasporto fra la zona di offerta z_i e la zona di offerta z_j , come eventualmente aggiornata ai fini di MI
ov	un'offerta virtuale in vendita su MGP presentata da TERNA
P_{mz}^{AEbase}	il valore delle attivazioni evitate nella macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{AEinc}	è la componente incentivante di prezzo per le attivazioni evitate per la macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{AE}	il prezzo definito sulla base del valore delle attivazioni evitate relativo alla macrozona di sbilanciamento mz
P_a^{aFRR}	Prezzo relativo all'LFC area a per le risorse attivate sulla piattaforma di bilanciamento per aFRR
P_{mz}^{base+}	il prezzo base per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{base-}	il prezzo base per sbilanciamenti negativi per la macrozona di sbilanciamento mz
P_o^{CET}	è il prezzo unitario associato all'offerta CET o

P_y^{comp}	il prezzo di compensazione relativo all'unità u
P_o^{CR}	in una CRIDA, il prezzo unitario di un'offerta o
P_z^{CR}	Prezzo zonale della zona di offerta z in esito ad una CRIDA
$P_e^{fastFCR}$	il prezzo marginale risultante dalla procedura per l'approvvigionamento della riserva ultra-rapida di frequenza relativo al perimetro di erogazione e
P_e^{FCR}	il prezzo marginale risultante dalla procedura per l'approvvigionamento della FCR relativo al perimetro di erogazione e
P_{mz}^{inc+}	la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti positivi per la macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{inc-}	la componente incentivante di prezzo per sbilanciamenti negativi per la macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{mcz}	il prezzo di riferimento macrozonale per la macrozona di sbilanciamento mz
P_z^{mFRR}	Prezzo relativo alla zona di offerta z per le risorse attivate sulla piattaforma di bilanciamento per mFRR
P_o^{MGP}	il prezzo unitario per l'offerta o
P_z^{MGP}	il prezzo zonale della zona di offerta z in esito a MGP
P_{max}^{MGP}	il prezzo massimo MGP
P_{min}^{MGP}	il prezzo minimo MGP
$P_{ov,z}^{MGP}$	il prezzo dell'offerta virtuale in vendita ov su MGP nella zona di offerta z
P_{max}^{MI}	il prezzo massimo MI
P_{min}^{MI}	il prezzo minimo MI
P_z^{mrint}	il corrispettivo unitario di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità relativo alla zona di offerta z
$P_{bsp,mz}^{mr\downarrow}$	il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto delle movimentazioni a scendere relativo al BSP bsp nella macrozona di sbilanciamento mz
$P_{bsp,mz}^{mr\uparrow}$	il corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto delle movimentazioni a salire relativo al BSP bsp nella macrozona di sbilanciamento mz
P_z^{namcz}	il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario per la zona z
P_z^{na}	il corrispettivo di non arbitraggio unitario relativo alla zona di offerta z

P_q^{oth}	il corrispettivo unitario a copertura delle altre partite rilevanti per il dispacciamento
P_z^{RR}	Prezzo relativo alla zona di offerta z per le risorse attivate sulla piattaforma di bilanciamento per RR
P_{mz}^{sb+}	il prezzo per sbilanciamento positivi di cui alla Sezione 21.5.2 relativo alla macrozona di sbilanciamento
P_{mz}^{sb-}	il prezzo per sbilanciamenti negativi di cui alla Sezione 21.5.3 relativo alla macrozona di sbilanciamento mz
P_{mz}^{sb}	il prezzo di sbilanciamento per la macrozona di sbilanciamento mz
P_o^{XB}	in XBID, il prezzo unitario di un'offerta o
pf	un portafoglio zonale
PRA	il prelievo residuo di area di cui all'Articolo 7 del TIS
PUN	Prezzo Unico Nazionale
$P_{\downarrow z}^{MBoth}$	il prezzo medio di attivazione a scendere su MB per finalità diverse dal bilanciamento per le risorse localizzate nella zona di offerta z
$P_{\downarrow z}^{MB}$	il prezzo medio di attivazione a scendere su MB ai fini del bilanciamento per le risorse localizzate nella zona di offerta z
$P_{\downarrow z}^{MSD}$	il prezzo medio di attivazione a scendere su MSD per le risorse localizzate nella zona di offerta z
$P_{\uparrow z}^{MBoth}$	il prezzo medio di attivazione a salire su MB per finalità diverse dal bilanciamento per le risorse localizzate nella zona di offerta z
$P_{\uparrow z}^{MB}$	il prezzo medio di attivazione a salire su MB ai fini del bilanciamento per le risorse localizzate nella zona di offerta z
$P_{\uparrow z}^{MSD}$	il prezzo medio di attivazione a salire su MSD per le risorse localizzate nella zona di offerta z
S_c^{MET}	la posizione netta di un Conto Energia c
$S_{brp,z}^{MPEimm}$	la posizione netta in immissione di ciascun BRP brp in ciascuna zona di offerta z
$S_{brp,z}^{MPEprel}$	la posizione netta in prelievo di ciascun BRP brp in ciascuna zona di offerta z
$S_{brp,z}^{MPE}$	la posizione netta di ciascun BRP brp in ciascuna zona di offerta z

$S_{brp,z}^{Uimm}$	il saldo relativo alle unità di immissione del BRP brp nella zona di offerta z
$S_{brp,z}^{Uprel}$	il saldo relativo alle unità di prelievo del BRP brp nella zona di offerta z
$S_{brp,z}^{UVZ}$	il saldo relativo alle UVZ del BRP brp nella zona di offerta z
S_c	Il saldo del Conto Energia c
S_u	lo sbilanciamento dell'unità u
S_{mz}	lo sbilanciamento aggregato macrozonale della macrozona di sbilanciamento mz
S_{pf}	la posizione netta di un portafoglio zonale pf
T_q^{attded}	il saldo in euro atteso per il trimestre q dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo $uplift$
$T_q^{attmodvar}$	il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi variabili delle modulazioni
$T_q^{attMSDMB}$	il saldo in euro atteso per il trimestre q fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
$T_q^{attuevar}$	il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi variabili degli impianti essenziali
$T_q^{attwind}$	il saldo atteso in euro per il trimestre q per i costi della modulazione della produzione eolica
$T_q^{corrmodvar}$	il saldo maturato nel trimestre q dall'applicazione del corrispettivo unitario P_q^{modvar}
$T_q^{corruevar}$	il saldo maturato nel trimestre q dall'applicazione del corrispettivo unitario P_q^{uevar}
$T_q^{corrwind}$	il saldo maturato nel trimestre q dall'applicazione del corrispettivo unitario P_q^{wind}
T_q^{modvar}	il saldo maturato nel trimestre q per i costi variabili delle modulazioni
T_m^{MSDMB}	il saldo in euro maturato nel mese m fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento
T_q^{MSDMB}	il saldo in euro maturato nel trimestre q fra i proventi e gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

T_q^{oth}	il saldo maturato nel trimestre q per le altre partite rilevanti per il dispacciamento
$T_q^{recomdvar}$	il conguaglio dei costi variabili delle modulazioni da recuperare nel trimestre q
$T_q^{recuevar}$	il conguaglio dei costi variabili degli impianti essenziali da recuperare nel trimestre q
T_q^{recupl}	il conguaglio in euro del corrispettivo <i>uplift</i> da recuperare nel trimestre q
T_q^{rewind}	il conguaglio dei costi della modulazione della produzione eolica da recuperare nel trimestre q
T_m^{slddd}	il saldo in euro maturato nel mese m dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_q^{slddd}	il saldo in euro maturato nel trimestre q dall'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
T_q^{sldupl}	il saldo in euro maturato nel trimestre q dall'applicazione del corrispettivo <i>uplift</i>
T_q^{uevar}	il saldo maturato nel trimestre q per i costi variabili degli impianti essenziali
T_q^{wind}	il saldo maturato nel trimestre q per i costi della modulazione della produzione eolica
<i>tra</i>	una transazione su MET
V_o^{CET}	è la quantità dell'offerta CET in vendita o
V_o^{CR}	in una CRIDA, la quantità in vendita di un'offerta o
V_{tra}^{met}	il volume in vendita oggetto della transazione <i>tra</i> su MET
V_o^{MGP}	la quantità dell'offerta in vendita o su MGP
$V_{ov,z}^{MGP}$	la quantità dell'offerta virtuale in vendita <i>ov</i> su MGP nella zona di offerta z
V_o^{XB}	in XBID, la quantità in vendita di un'offerta o
$VENF$	il valore dell'energia non fornita pari a 3000 e/MWh
$CRPP_{uc}$	il coefficiente di ripartizione del prelievo di cui all'Articolo 18 del TIS relativo a ciascuna UC uc in ciascuna fascia oraria
$CRPU_u^{virt}$	il coefficiente virtuale di ripartizione del prelievo in un'area di riferimento appartenente ad una macrozona di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza

$CRPU_u$	il coefficiente di ripartizione del prelievo di cui all'Articolo 17 del TIS relativo a ciascuna UVZ u in ciascuna fascia oraria
C_u^{mrint}	il corrispettivo di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità per l'unità u
C_{pf}^{naMI}	il corrispettivo di non arbitraggio su MI per il portafoglio zonale di prelievo pf
C^{naMI}	Il corrispettivo complessivamente raccolto dalle transazioni su MI
Nom_u^{210}	la nomina per l'UAS u della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 relativa alla capacità asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42]
Nom_u^{free}	la nomina per l'UAS u della tipologia di cui alla lettera d. della Sezione 2.4.3 relativa alla capacità non asservita alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [42]
Nom_u	la nomina sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2 per ciascuna unità u
PRA^{virt}	il prelievo residuo di area virtuale in un'area di riferimento appartenente ad una macrozona di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza
Prg_u^{base}	il programma base per l'unità u
Prg_u^{fin}	il programma finale per l'unità u
Prg_u^{mov}	il programma di movimentazione per l'unità u
P_q^{attded}	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo all'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
$P_q^{attmodvar}$	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi variabili delle modulazioni
$P_q^{attMSDMB}$	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
$P_q^{attuevar}$	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi variabili degli impianti essenziali
$P_q^{attwind}$	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo ai costi della modulazione della produzione eolica
P_y^{modfix}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi fissi delle modulazioni per l'anno y
P_q^{modvar}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi variabili delle modulazioni per il trimestre q

P_q^{mod}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria per il trimestre q
$P_q^{premodvar}$	il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al conguaglio dei costi variabili delle modulazioni
P_q^{ruevar}	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo al conguaglio dei costi variabili degli impianti essenziali
P_q^{rupl}	il corrispettivo unitario per il trimestre q relativo al conguaglio del corrispettivo <i>uplift</i> da recuperare nel trimestre q
P_q^{rwind}	il corrispettivo unitario atteso per il trimestre q relativo al conguaglio dei costi della modulazione della produzione eolica
P_y^{uefix}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi fissi degli impianti essenziali per l'anno y
P_q^{uess}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi degli impianti essenziali per il trimestre q
P_q^{uevar}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi variabili degli impianti essenziali per il trimestre q
P_m^{uplded}	il corrispettivo unitario a consuntivo per il mese m relativo all'applicazione dei corrispettivi portati in deduzione dal corrispettivo <i>uplift</i>
$P_m^{uplMSDMB}$	il corrispettivo unitario a consuntivo per il mese m relativo all'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali
P_m^{upl}	il corrispettivo unitario <i>uplift</i> a consuntivo per il mese m
P_q^{upl}	il corrispettivo unitario <i>uplift</i> per il trimestre q
P_q^{wind}	il corrispettivo unitario a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica per il trimestre q
B_u	la <i>baseline</i> di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali relativa all'unità u
c	un Conto Energia
e	un perimetro di erogazione
h	una MTU
K_c^I	la capacità in immissione di un Conto Energia c
K_u^I	capacità di immissione di una unità u

K_c^W	la capacità in prelievo di un Conto Energia c
K_u^W	capacità di prelievo di una unità u
$K_u^{FCR\downarrow}$	banda in MW complessivamente asservita ai servizi FCR e riserva ultrarapida di frequenza a scendere ai sensi della Sezione 15.2 per l'unità u
$K_u^{FCR\uparrow}$	banda in MW complessivamente asservita ai servizi FCR e riserva ultrarapida di frequenza a salire ai sensi della Sezione 15.2 per l'unità u
m	un mese
$M_{\downarrow pf}$	il margine a scendere per ciascun portafoglio zonale pf
$M_{\uparrow pf}$	il margine a salire per ciascun portafoglio zonale pf
n	un nodo fisico o un nodo equivalente della rete rilevante
o	Un'offerta
P_o^{MB}	il prezzo unitario associato all'offerta o su MB
P_o^{MSD}	il prezzo unitario associato all'offerta o su MSD
q	un trimestre
S_u^{ecc}	la quota dello sbilanciamento dell'unità u che eccede l'intervallo di fattibilità
t	un ISP
u	una unità
uc	una UC
ue	una UE
uee	una UEE
ui	una UI
uie	una UIE
up	una UP
y	un anno
z	una zona di offerta

Parte IX

Riferimenti normativi

Atti e Decisioni Europee

- [1] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2015/1222. che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione*. 24 Lug. 2015. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>.
- [2] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2019/943. sul mercato interno dell'energia elettrica*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>.
- [3] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/1485. che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica*. 2 Ago. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>.
- [4] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2195. che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico*. 23 Nov. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj/ita>.
- [5] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2196. che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica*. 24 Nov. 2017. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2020/2196/oj.
- [6] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2016/1719. che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine*. 26 Set. 2016. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32016R1719>.
- [7] Ministero per lo Sviluppo economico. *Lettera di designazione NEMO. inviata alla Commissione Europea, in cui si designa la società Gestore dei mercati energetici S.p.a. quale Nominated Electricity Market Operator (NEMO) per l'Italia, ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [1]*. 15 Set. 2016.
- [8] ACER. *Decision ACER 37/2020. Decision on the Products that can be taken into account in the Single Day-Ahead Coupling*. 22 Dic. 2020. URL: https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products.pdf.
- [9] ACER. *Decision ACER 01/2019. Decision establishin a single methodology for pricing intraday crosszonal capacity*. 24 Gen. 2019. URL: http://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology_0.pdf.

- [10] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2019/944. relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- [11] ACER. *Decision ACER 04/2017. Decision on the Nominated Electricity Market Operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling*. 14 Nov. 2017. URL: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20day-ahead%20coupling.pdf.
- [12] ACER. *Decision ACER 05/2017. Decision on the Nominated Electricity Market Operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling*. 14 Nov. 2017. URL: http://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling_0.pdf.
- [13] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2011/1227. concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso*. 8 Dic. 2011. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj/ita>.
- [14] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2001/77. sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*. 27 Set. 2001. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:02001L0077-20100401&from=EN>.

Leggi e Decreti dello Stato Italiano

- [15] *Decreto Legislativo 79/99. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.* 16 Mar. 1999. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/1999/03/16/79/CONSOLIDATED.
- [16] *Decreto Legislativo 387/03. Attuazione della Direttiva (UE) 2001/77 [14] relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricit .* 29 Dic. 2003. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/2003/12/29/387/CONSOLIDATED/20200716.
- [17] *Legge 2/09. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale.* 28 Gen. 2009.
- [18] *Decreto Legislativo 210/2021. Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.* 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>.
- [19] *Decreto Legislativo 20/07. Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonche' modifica alla direttiva 92/42/CEE.* 8 Feb. 2007. URL: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2007-02-08;20!vig=2020-10-28>.
- [20] *Legge 481/95. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilit . Istituzione delle Autorit  di regolazione dei servizi di pubblica utilit .* 14 Nov. 1995.
- [21] *Decreto Legislativo 210/2021. Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.* 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>.

- [res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210!vig=2023-07-22](https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210!vig=2023-07-22).
- [22] *Legge 124/17. Legge annuale per il mercato e la concorrenza.* 4 Ago. 2017. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2017-08-04;124>.
- [23] *Legge 129/2010. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi.* 13 Ago. 2010. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2010;129>.
- [24] *Legge 239/04. Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.* 23 Ago. 2004. URL: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2004-08-23;239!vig=2020-10-28>.
- [25] *Legge 244/07. Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).* 24 Dic. 2007. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2009-01-28;2>.

Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri

- [26] *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004. Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.* 11 Mag. 2004. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2004/05/18/04A05192/sg>.
- [27] *Ministro dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 29 aprile 2009. Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici.* 29 Apr. 2009. URL: https://leg16.camera.it/temiap/temi16/dm%2029%20aprile%202009%20_SVILUPPO_.pdf.
- [28] *Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Interministeriale 4 agosto 2011. Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE.* 4 Ago. 2011. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/09/19/11A12046/sg>.
- [29] *Ministro dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 5 settembre 2011. Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.* 5 Set. 2011. URL: https://www.mise.gov.it/index.php/it/?option=com_content&view=article&id=2020499.
- [30] *Ministro delle Attività Produttive. Decreto Legge 18 giugno 2007, n.73. Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.* 18 Giu. 2007. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2007-06-18;73>.
- [31] *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto Interministeriale 5 maggio 2011. Produzione energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, tecnologie innovative conversione fotovoltaica.* 4 Ago. 2011. URL: https://www.mise.gov.it/index.php/it/?option=com_content&view=article&id=2018917.
- [32] *Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Decreto Interministeriale 5 luglio 2012. Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia).* 5 Lug. 2012. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/07/10/12A07629/sg>.

- [33] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 6 luglio 2012. Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche*. 6 Lug. 2012. URL: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2023799-decreto-ministeriale-6-luglio-2012-ed-allegati-incentivi-per-energia-da-fonti-rinnovabili-elettriche-non-fotovoltaiche>.
- [34] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali. *Decreto Interministeriale 23 giugno 2016. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico*. 23 Giu. 2016. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/06/29/16A04832/sg>.
- [35] Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. *Decreto Interministeriale 4 luglio 2019. Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione*. 4 Lug. 2019. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>.

Atti dell’Autorità

- [36] *Deliberazione 111/06. Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del Decreto Legislativo 79/99 [15].* 20 Dic. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/06/111-06.htm>.
- [37] *Deliberazione 109/2021/R/eel. Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l’energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.* 16 Mar. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/109-21.htm>.
- [38] *Deliberazione 628/2015/R/eel. Disposizioni in merito all’estensione e aggiornamento dei dati contenuti nel Registro centrale ufficiale del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico.* 17 Dic. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/628-15.htm>.
- [39] *Deliberazione 250/04. Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l’adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004.* 30 Dic. 2004. URL: <https://arera.it/it/docs/04/250-04.htm>.
- [40] *Deliberazione 352/2021/R/eel. Progetti pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali.* 3 Ago. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/352-21.htm>.
- [41] *Deliberazione 487/2015/R/eel. Riforma del processo di switching nel mercato retail elettrico.* 14 Ott. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/487-15.htm>.
- [42] *Deliberazione 247/2023/R/eel. Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell’articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.* 6 Giu. 2023. URL: <https://www.arera.it/it/docs/23/247-23.htm>.
- [43] *Deliberazione ARG/elt 98/11. Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell’articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379.* 21 Lug. 2011. URL: <https://www.arera.it/it/docs/11/098-11arg.htm>.
- [44] *Deliberazione 566/2021/R/eel. Applicazione del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità di cui alla deliberazione dell’Autorità ARG/elt 98/11 ai clienti finali dei servizi di ultima istanza e ai clienti delle offerte P.L.A.C.E.T.* 9 Dic. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/566-21.htm>.

- [45] *Deliberazione ARG/elt 5/10. Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili.* 29 Gen. 2010. URL: <https://arera.it/it/docs/10/005-10arg.htm>.
- [46] *Deliberazione 205/04. Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.* 19 Nov. 2004. URL: <https://www.arera.it/it/docs/04/205-04.htm>.
- [47] *Deliberazione ARG/elt 179/09. Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".* 20 Nov. 2009. URL: <https://www.arera.it/it/docs/09/179-09arg.htm>.
- [48] *Deliberazione 321/2021/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione.* 27 Lug. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/321-21.htm>.
- [49] *Deliberazione 324/2020/R/eel. Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico ai sensi del Regolamento UE 2017/2196.* 4 Ago. 2020. URL: <https://www.arera.it/it/docs/20/324-20.htm>.
- [50] *Deliberazione 44/2021/R/eel. Meccanismo premiale per l'adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di difesa del sistema elettrico ai sensi del Regolamento UE 2017/2196.* 9 Feb. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/044-21.htm>.
- [51] *Deliberazione 597/2021/R/eel. Definizione di un sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento.* 21 Dic. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/597-21.htm>.
- [52] *Deliberazione 300/2017/R/eel. Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo.* 5 Mag. 2017. URL: <https://arera.it/it/docs/17/300-17.htm>.
- [53] *Deliberazione 200/2020/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza.* 3 Giu. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/200-20.htm>.
- [54] *Deliberazione 231/2013/R/eel. Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza.* 30 Mag. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/13/231-13.htm>.

- [55] *Deliberazione 523/2021/R/eel. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.* 23 Nov. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/523-21.htm>.
- [56] *Deliberazione 268/2015/R/eel. Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica: disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio.* 4 Giu. 2015. URL: <https://www.arera.it/it/docs/15/268-15.htm>.
- [57] *Deliberazione ARG/elt 124/10. Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.* 4 Ago. 2010. URL: <https://www.arera.it/it/docs/10/124-10arg.htm>.
- [58] *Deliberazione 568/2019/R/eel. Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.* 27 Dic. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/568-19.htm>.
- [59] *Deliberazione 578/2013/R/eel. Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.* 12 Dic. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>.
- [60] *Deliberazione ARG/elt 107/09. Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura (con modifiche alla Deliberazione 111/06 [36]).* 4 Ago. 2009. URL: <https://arera.it/it/docs/09/107-09arg.htm>.
- [61] *Deliberazione ARG/elt 99/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).* 23 Lug. 2008. URL: <https://www.arera.it/it/docs/08/099-08arg.htm>.
- [62] *Deliberazione 570/2012/R/efr. Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.* 20 Dic. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/12/570-12.htm>.
- [63] *Deliberazione ARG/elt 115/08. Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento.* 6 Ago. 2008. URL: <https://www.arera.it/it/docs/08/115-08arg.htm>.
- [64] *Deliberazione 208/2022/R/eel. Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza).* 10 Mag. 2022. URL: <https://www.arera.it/it/docs/22/208-22.htm>.